

**T.C.  
YILDIZ TEKNİK ÜNİVERSİTESİ  
FEN BİLİMLERİ ENSTİTÜSÜ**

**NÜKLEER GÜÇ SANTRALLERİNİN FİNANSMAN MODELİ VE  
MATEMATİKSEL YAKLAŞIMLAR**

**CİHAD TERZİOĞLU**

**DOKTORA TEZİ  
MATEMATİK MÜHENDİSLİĞİ ANABİLİM DALI  
MATEMATİK MÜHENDİSLİĞİ PROGRAMI**

**DANIŞMAN  
PROF. DR. FATİH TAŞÇI**

**İSTANBUL, 2017**

T.C.  
YILDIZ TEKNİK ÜNİVERSİTESİ  
FEN BİLİMLERİ ENSTİTÜSÜ

**NÜKLEER GÜÇ SANTRALLERİNİN FİNANSMAN MODELİ VE  
MATEMATİKSEL YAKLAŞIMLAR**

Cihad TERZİOĞLU tarafından hazırlanan tez çalışması 26.05.2017 tarihinde aşağıdaki jüri tarafından Yıldız Teknik Üniversitesi Fen Bilimleri Enstitüsü Matematik Mühendisliği Anabilim Dalı'nda **DOKTORA TEZİ** olarak kabul edilmiştir.

**Tez Danışmanı**

Prof. Dr. Fatih TAŞÇI  
Yıldız Teknik Üniversitesi

**Jüri Üyeleri**

Prof. Dr. Fatih TAŞÇI  
Yıldız Teknik Üniversitesi

Prof. Dr. Mustafa SİVRİ  
Yıldız Teknik Üniversitesi

Doç. Dr. Mustafa NADAR  
İstanbul Teknik Üniversitesi

Prof. Dr. İbrahim EMİROĞLU  
Yıldız Teknik Üniversitesi

Doç Dr. Şule ERGÜN  
Hacettepe Üniversitesi

## ÖNSÖZ

---

Bu çalışma enerji sektöründe çok önemli bir yer kaplayan “Nükleer Enerji” ile elektrik üretim projesinin finansal modelinin oluşturulmasını ve bu modele uygulanacak modern matematiksel metodları içermektedir. Tez sonucunda bir nükleer güç santralinde üretilen birim elektriğin (kwh) maliyetinin ve maliyet kısımlarının belirleneceği excel tabanlı bir finansal model oluşturulmuş olacak ve model sayesinde diğer kaynaklardan üretilen birim elektriğin (kwh) maliyeti ile karşılaştırma fırsatı doğacaktır.

Tez içeriğinde enerji, enerji kaynakları ve teknolojilerinden bahsedilmiş ve “Nükleer Enerji” ile elektrik üretim metodu detaylıca ele alınmıştır. Nükleer enerji ile elektrik üretim teknolojisinin dünyadaki son durumu ve Türkiye’deki güncel durumu ile ilgili bilgiler yer almaktadır.

Enerjinin ve özellikle nükleer enerji’nin detaylıca ele alınmasından sonra oluşturulan finansal modelin dinamikleri ve algoritması incelenmiş olup, modelde kullanılan varsayım ve parametreler tanımlanmıştır. Modelin en önemli çıktısı olan birim elektrik maliyeti ve kısımları incelenmiş ve sonuçlar diğer elektrik üretim kaynakları ile karşılaştırılmıştır.

Tezin hazırlanma sürecinde akademik tecrübeleri ile destek olan Sn. Fatih TAŞÇI’ya, Sn. Mustafa SİVRİ’ye, Sn. Mustafa NADAR’a, Sn. İbrahim EMİROĞLU’na ve Sn. Şule ERGÜN’e teşekkür ederim. Ayrıca, Nükleer Enerji hakkında sektör bilgisi ile desteklerini esirgemeyen T.C. Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı Müsteşar Yardımcısı Sn. Necati YAMAÇ’a, T.C. Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı Nükleer Projeler Uygulama Daire Başkanı Sn. İbrahim Halil DERE’ye ve T.C. Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı Nükleer Projeler Uygulama Daire Başkanlığı enerji uzmanı Sn. Salih SARI’ya saygı ve şükranlarımı sunarım.

Mayıs, 2017

Cihad TERZİOĞLU

## İÇİNDEKİLER

	Sayfa
SİMGE LİSTESİ.....	vii
KISALTMA LİSTESİ.....	viii
ŞEKİL LİSTESİ.....	x
ÇİZELGE LİSTESİ .....	xii
ÖZET .....	xiii
ABSTRACT.....	xv
<b>BÖLÜM 1</b>	
GİRİŞ.....	1
1.1    Literatür Özeti .....	1
1.2    Tezin Amacı .....	2
1.3    Hipotez .....	2
<b>BÖLÜM 2</b>	
ENERJİ KAVRAMI VE KAYNAKLARI .....	3
2.1    Yenilenemez Enerji Kaynakları.....	4
2.1.1    Kömür .....	4
2.1.2    Petrol .....	6
2.1.3    Doğalgaz .....	8
2.1.4    Nükleer Enerji .....	9
2.2    Yenilenebilir Enerji Kaynakları .....	10
2.2.1    Hidroelektrik Enerjisi .....	11
2.2.2    Güneş Enerjisi .....	13
2.2.3    Rüzgar Enerjisi .....	16
2.2.4    Jeotermal Enerji.....	20
2.2.5    Biyokütle Enerjisi .....	22
2.2.6    Dalga Enerjisi .....	24

2.2.7	Hidrojen Enerjisi .....	25	
<b>BÖLÜM 3</b>			
<b>NÜKLEER ENERJİ TEKNOLOJİSİ .....</b>			<b>27</b>
3.1	Nükleer Reaktörler .....	29	
3.1.1	Hafif Su Reaktörleri.....	31	
3.1.1.1	Basınçlı Su Reaktörleri (PWR).....	32	
3.1.1.2	Kaynar Su Reaktörleri (BWR) .....	32	
3.1.2	Ağır Su Reaktörleri (HWR) .....	33	
3.1.2.1	Basınçlı Ağır Su Reaktörleri (PHWR).....	33	
3.1.3	Diğer Reaktörler.....	34	
3.1.3.1	Gaz Soğutmalı Reaktörler (GCR) .....	34	
3.1.3.2	Rus Tipi Basınçlı Su Reaktörleri (VVER) .....	35	
3.1.3.3	Hafif Su Soğutmalı ve Grafit Yavaşlatıcılı Reaktörler (LWGR) .....	36	
3.1.3.4	Sıvı Metal Soğutuculu Reaktörler (FBR) .....	36	
3.1.4	IV. Nesil Reaktörler .....	37	
3.2	Nükleer Yakıtlar ve Yakıt Döngüsü .....	38	
3.2.1	Uranyum .....	38	
3.2.2	Toryum.....	39	
3.2.3	Plütonyum .....	41	
3.2.4	Nükleer Yakıt Döngüsü .....	42	
3.3	Radyoaktivite ve Nükleer Atık Döngüsü .....	44	
3.4	Nükleer Santral İşletme ve Bakım Döngüsü.....	46	
<b>BÖLÜM 4</b>			
<b>NÜKLEER ENERJİ MALİYETİ .....</b>			<b>48</b>
4.1	Yatırım Maliyeti.....	49	
4.2	İşletme ve Bakım Maliyeti.....	52	
4.3	Yakıt Maliyeti .....	55	
4.4	Atık Maliyeti .....	59	
4.5	Söküm Maliyeti .....	59	
4.6	Diğer Maliyetler .....	60	
4.7	Seviyelendirilmiş Elektrik Maliyeti .....	61	
<b>BÖLÜM 5</b>			
<b>NÜKLEER ENERJİNİN EKONOMİK ETKİLERİ .....</b>			<b>65</b>
5.1	İstihdam Etkisi .....	65	
5.2	Temiz Enerji Etkisi .....	65	
5.3	Verimlilik Etkisi.....	66	
5.4	Arz Güvenliği Etkisi.....	66	
5.5	Direk Ekonomik Etkisi.....	66	
5.6	Vergi Etkisi.....	66	
5.7	Çevresel Etki.....	67	

5.8	The Indian Point Nükleer Santrali Ekonomik Etki İncelemesi.....	67	
<b>BÖLÜM 6</b>			
<b>NÜKLEER ENERJİ FİNANSMANI .....</b>			<b>72</b>
6.1	Devlet Destekli Finansman Modeli .....	75	
6.2	Kredi Garantileri.....	76	
6.3	Elektrik Alım Anlaşmalı Finansman .....	76	
6.4	Tedarikçi Finansmanı .....	76	
6.5	Yatırımcı Finansmanı.....	77	
6.6	Kademeli Finansman.....	78	
<b>BÖLÜM 7</b>			
<b>FİNANSAL MODEL .....</b>			<b>79</b>
7.1	Girdiler .....	80	
7.2	Yatırım Maliyeti.....	84	
7.3	Rezerv Hesaplar .....	86	
7.4	Finansman.....	88	
7.5	Vergi.....	90	
7.6	Gelir.....	91	
7.7	Nakit Akış .....	92	
7.8	Gelir Tablosu .....	94	
7.9	Bilanço.....	96	
7.10	Rasyolar.....	97	
7.11	Yakıt Maliyeti .....	100	
7.12	Tahminler .....	103	
7.13	Özet.....	113	
<b>BÖLÜM 8</b>			
<b>SONUÇ VE DEĞERLENDİRME .....</b>			<b>118</b>
<b>KAYNAKLAR.....</b>			<b>120</b>
<b>ÖZGEÇMİŞ.....</b>			<b>126</b>
<b>YAYINLARI.....</b>			<b>127</b>

## SİMGE LİSTESİ

---

C	Yatırım maliyeti
e	Gerçek değer ile tahmin edilen değer arasındaki hata
E	Üretilen elektrik enerjisi
f	Tahmin edilen değer
H	Erteleme süresi
L	İnşaat süresi
n	Santral ömrü süresi
r	İskonto oranı
t	Yıl değişkeni
y	Gerçek değer
Ø	Taahhüt komisyonu
B	Vergi oranı
$\alpha$	Santral kapasitesi
$\mu$	Kapasite oranı
$\Delta$	İşletme sermayesi ihtiyacı
¥	Net nakit akış
$\Omega$	Amortisman süresi
$\partial$	Kredi miktarı
Ø	Termal yanma gücü

## KISALTMA LİSTESİ

---

AB	Avrupa Birliği
ABD	Amerika Birleşik Devletleri
ALWR	Advanced Light Water Reactor
AR	Auto Regressive
ARIMA	Auto Regressive Integrated Movement Average
BAE	Birleşik Arap Emirlikleri
BCM	Billion Cubic Meters
BM	Birleşmiş Milletler
BWR	Boiled Water Reactor
CANDU	Canada Deuterium Uranium
CNG	Compressed Natural Gas
DSCR	Debt Service Coverage Ratio
DSRA	Debt Service Reserve Account
ECA	Export Credit Agency
EPC	Engineering Procurement Construction
EJ	Exajoule
EPDK	Enerji Piyasası Düzenleme Kurumu
ESA	Elektrik Satın Alım Anlaşması
EUR	Euro
FBR	Fast Breeder Reactor
FOAK	First of Any Kind
GCR	Gas Cooled Reactor
GW	Giga Watt
HWR	Heavy Water Reactor
IAEA	International Atomic Energy Agency
IBM	International Business Machines
IEA	International Energy Agency
IFC	International Finance Coperation
IRR	Internal Rate of Return
KG	Kilogram
KW	Kilo Watt
KW/m	Kilo Watt Metre
LCOE	Levelised Cost of Electricity



LLCR	Loan Life Coverage Ratio
LNG	Liquefied Natural Gas
LWGR	Light Water Graphite Reactor
LWR	Light Water Reactor
MA	Movement Average
MAE	Mean Absolute Error
MAPE	Mean Absolute Percentage Error
Mt	Milyon ton
MTA	Maden Tetkik Arama
MW	Mega Watt
MWe	Mega Watt Electrical
MWt	Mega Watt Thermal
NEA	Nuclear Energy Agency
NEI	Nuclear Energy Institute
NOAK	N of Any Kind
NPV	Net Present Value
OECD	The Organisation for Economic Co-operation and Development
PHWR	Pressurized Heavy Water Reactor
PPA	Power Purchase Agreement
PPMT	Payment on Principal
PWR	Pressurized Water Reactor
SOAK	Second of Any Kind
SPSS	Statistical Package for The Social Sciences
SWU	Seperated Work Unit
TL	Türk Lirası
TW	Tera Watt
UK	United Kingdom
US EIA	United States Energy Information Agency
USD	United States Dollar
WNA	World Nuclear Association
VVER	Water-Water Energetic Reactor

## ŞEKİL LİSTESİ

	Sayfa
Şekil 2. 1	2014 yılı itibariyle yakıt türlerine göre dünya enerji üretimi..... 4
Şekil 2. 2	2015 yılı itibariyle dünya petrol üretimi ..... 7
Şekil 2. 3	2015 yılı itibariyle dünya doğalgaz üretimi ..... 8
Şekil 2. 4	2014 yılı itibariyle Nükleer Enerji üretimi ..... 10
Şekil 2. 5	Baraj tipi hidroelektrik santraline örnek..... 11
Şekil 2. 6	Hidroelektrik santrali çalışma prensibi ..... 12
Şekil 2. 7	2014 yılı dünya hidroelektrik enerjisi üretimi ..... 13
Şekil 2. 8	Yoğunlaştırıcı ve parabolik güneş enerjisi santralleri örnekleri ..... 15
Şekil 2. 9	Fotovoltaik güneş pili tarlası ..... 15
Şekil 2. 10	2016 itibariyle güneş enerjisi üretimleri (milyon ton petrol eşdeğeri)..... 16
Şekil 2. 11	Rüzgar türbini iç yapısı ve çalışma şekli ..... 17
Şekil 2. 12	Rüzgar türbini örneği ..... 17
Şekil 2. 13	Dünya kurulu rüzgar enerjisi gücü ..... 18
Şekil 2. 14	Dünya rüzgar enerjisi kurulu güç oranları..... 19
Şekil 2. 15	Türkiye kurulu rüzgar enerjisi gücü..... 19
Şekil 2. 16	Buhar baskın saha üretimi ve ikili çevrim üretimi şemaları..... 21
Şekil 2. 17	Dünya jeotermal kurulu gücü ..... 21
Şekil 2. 18	Biyokütle döngüsü ..... 23
Şekil 2. 19	Biyogaz tesisi döngüsü ..... 23
Şekil 2. 20	Dalga enerjisi..... 24
Şekil 2. 21	Güneş enerjisi ile hidrojen elde etme yöntemi ..... 26
Şekil 3. 1	Nükleer reaktörlü ilk denizaltı..... 28
Şekil 3. 2	Nükleer fisyon ve füzyon tepkimeleri ..... 28
Şekil 3. 3	Nükleer reaktör tipi örneği ..... 30
Şekil 3. 4	Nükleer yakıt döngüsü ..... 31
Şekil 3. 5	Basınçlı su reaktörü..... 32
Şekil 3. 6	Kaynar su reaktörü..... 33
Şekil 3. 7	CANDU reaktörü ..... 34
Şekil 3. 8	Gaz soğutmalı reaktörler ..... 35
Şekil 3. 9	VVER tipi reaktör ..... 35
Şekil 3. 10	Sıvı metal soğutucu reaktör ..... 37
Şekil 3. 11	Uranyum yakıt çevrimi ..... 42
Şekil 3. 12	Uranyum yakıt paleti ve yakıt çubukları ..... 43
Şekil 3. 13	Finlandiya modeli atık depolama yapısı..... 46

Şekil 3. 14	Nükleer santral işletme ve bakım örneği.....	47
Şekil 4. 1	Farklı enerji kaynaklarına göre maliyet kısımları.....	53
Şekil 4. 2	Nükleer yakıt maliyeti kısımları.....	56
Şekil 7. 1	Finansal model yatırım maliyeti hesaplaması.....	84
Şekil 7. 2	Finansal model rezerv maliyet hesaplaması 1.....	86
Şekil 7. 3	Finansal model rezerv maliyet hesaplaması 2.....	87
Şekil 7. 4	Finansal model finansman hesaplaması.....	88
Şekil 7. 5	Finansal model vergi hesaplaması.....	91
Şekil 7. 6	Finansal model gelir hesaplaması.....	92
Şekil 7. 7	Finansal model nakit akış hesaplaması 1.....	93
Şekil 7. 8	Finansal model nakit akış hesaplaması 2.....	93
Şekil 7. 9	Finansal model gelir tablosu hesaplaması.....	95
Şekil 7. 10	Finansal model bilanço hesaplaması 1.....	96
Şekil 7. 11	Finansal model bilanço hesaplaması 2.....	97
Şekil 7. 12	Finansal model rasyo hesaplaması 1.....	98
Şekil 7. 13	Finansal model rasyo hesaplaması 2.....	98
Şekil 7. 14	Finansal model rasyo hesaplaması 3.....	99
Şekil 7. 15	Finansal model rasyo hesaplaması 4.....	100
Şekil 7. 16	Finansal model tahminler sayfası 1.....	104
Şekil 7. 17	Finansal model tahminler sayfası 2.....	105
Şekil 7. 18	Finansal model veri akış planı 1.....	106
Şekil 7. 19	Finansal model veri akış planı 2.....	107
Şekil 7. 20	Finansal model ABD enflasyon verisi tahmin yöntemi.....	109
Şekil 7. 21	Finansal model Türkiye enflasyon verisi tahmin yöntemi.....	110
Şekil 7. 22	Finansal model USD/TL kuru tahmin yöntemi.....	111
Şekil 7. 23	Finansal model EUR/TL kuru tahmin yöntemi.....	112
Şekil 7. 24	Finansal model elektrik fiyatı tahmin yöntemi.....	113
Şekil 7. 25	Finansal model elektrik maliyeti kısımlar grafiği.....	116
Şekil 7. 26	Finansal model kredi yükü grafiği.....	116
Şekil 7. 27	Finansal model nakit akış grafiği.....	117

## ÇİZELGE LİSTESİ

	Sayfa
Çizelge 2. 1 Kömür üretici ülkeler ve üretim yüzdeleri.....	5
Çizelge 2. 2 Petrol ihraç ve ithal eden ülkeler.....	7
Çizelge 3. 1 2015 yılı dünya uranyum rezervi.....	39
Çizelge 3. 2 2015 yılı dünya toryum rezervi.....	41
Çizelge 3. 3 Uranyum zenginleştirme kapasiteleri.....	44
Çizelge 4. 1 1998 ve 2015 yılları bazı ülkeler nükleer yatırım maliyetleri.....	50
Çizelge 4. 2 Doğal gaz, kömür ve nükleer santraller gecelik yatırım maliyetleri.....	51
Çizelge 4. 3 Güneş ve rüzgar santralleri gecelik yatırım maliyetleri.....	52
Çizelge 4. 4 Ülkelere göre işletme ve bakım maliyetleri örnekleri.....	54
Çizelge 4. 5 ABD nükleer santraller maliyetleri değişimi (USDcents/KWh).....	57
Çizelge 4. 6 Ülkelere göre yakıt ve atık maliyetleri.....	58
Çizelge 4. 7 2015 yılında ABD’de 1 kg uranyum yakıtı maliyeti ve kırılımı.....	59
Çizelge 4. 8 2015 yılı itibariyle nükleer santraller LCOE verileri.....	64
Çizelge 5. 1 Indian Point nükleer santrali istihdama katkı çizelgesi.....	68
Çizelge 5. 2 Indian Point nükleer santrali ABD ekonomisine katkısı (milyon USD).....	69
Çizelge 5. 3 Indian Point nükleer santrali bölgesel ekonomik etkisi (milyon USD).....	70
Çizelge 5. 4 Indian Point nükleer santrali şehirsal ekonomik etkisi (milyon USD).....	70
Çizelge 5. 5 Indian Point nükleer santrali ülkesel ekonomik etkisi (milyon USD).....	71
Çizelge 6. 1 Finansman modelleri ve karşılaştırması.....	78
Çizelge 7. 1 Finansal model santral inşaat ve işletme süreleri.....	80
Çizelge 7. 2 Finansal model santral karakteristik özellikleri.....	81
Çizelge 7. 3 Finansal model yatırım maliyeti girdileri.....	81
Çizelge 7. 4 Finansal model işletme maliyeti girdileri.....	82
Çizelge 7. 5 Finansal model işletme sermayesi girdileri.....	82
Çizelge 7. 6 Finansal model vergi ve amortisman girdileri.....	82
Çizelge 7. 7 Finansal model rezerv hesaplar girdileri.....	83
Çizelge 7. 8 Finansal model finansman girdileri.....	83
Çizelge 7. 9 Finansal model yakıt maliyeti parametreleri.....	101
Çizelge 7. 10 Finansal model özet hesaplaması 1.....	114
Çizelge 7. 11 Finansal model özet hesaplaması 2.....	114
Çizelge 7. 12 Finansal model özet hesaplaması 3.....	115

## NÜKLEER GÜÇ SANTRALLERİNİN FİNANSMAN MODELİ VE MODELE MATEMATİKSEL YAKLAŞIMLAR

Cihad TERZİOĞLU

Matematik Mühendisliği Anabilim Dalı

Doktora Tezi

Tez Danışmanı: Prof. Dr. Fatih TAŞÇI

Enerji günden güne önemi artarak dünya gündemini en çok meşgul eden konulardan biridir. Enerji denildiğinde akla ilk gelen olan elektrik, ilk çağlardan bugüne insan hayatı için önemli bir ihtiyacı teşkil etmiştir. Elektrik ihtiyacı aynı zamanda üretimin ve büyümenin temel dinamiklerinden olan sanayi ve ticaretinde en mühim girdilerindedir. Bu bakımdan elektrik üretimi ve tüketimi akademik çalışmalara konu olmuş ve ciddiyet bakımından bir aileden bir ülkeye kadar her anlamda mevcudiyetini korumuştur.

Elektrik üretim kaynakları gelişen teknoloji ile birlikte değişmektedir. Son yıllarda yenilenebilir enerji kaynakları (güneş, rüzgar, hidro, biyokütle) ile elektrik üretiminin artması ile elektrik üretim maliyeti daha fazla tartışılır olmuştur. Yenilenebilir enerji kaynakları ile elektrik üretimi prosesinde yakıt maliyetinin olmaması bunun karşılığında fosil kaynaklardan elektrik üretim teknolojilerinde (kömür, doğalgaz) yakıt maliyetinin yüksek olması nedeniyle elektrik üretim maliyet ve maliyet kısımları, ülkelerin ve firmaların yatırım yapmaları konusunda kararlarını etkilemektedir.

Tüm bu elektrik üretim metodlarının yanında fizyon sonucu gerçekleşen ve yakıt olarak işlenmiş uranyum kullanılan nükleer enerji ile elektrik üretimi, gerek verimliliğinin yüksek olması gerek ise yakıt ve işletme maliyetinin düşük olması nedeniyle tercih edilirliliği on yıllardır devam eden bir teknoloji olmuştur. Nükleer enerji ile elektrik

retimi maliyetinin ve bu maliyetin kırımlarının hesaplanması için excel tabanlı bir finansal model oluşturulmuş ve bu modele modern matematiksel uygulamalar ile analiz ve rasyo hesaplamaları entegre edilmiştir. Algoritması ve parametreleri sektörel tecrübeye dayanan finansal model çıktı olarak, birim elektrik maliyetini ve bu maliyeti oluşturan alt kalemleri vermiştir. Ortaya çıkan sonuçlar ile özellikle uzun vadede Nükleer Enerji'nin ekonomik faydaları tespit edilmiştir.

**Anahtar Kelimeler:** Enerji, Nükleer Enerji, Enerji Ekonomisi, Finansal Model, Elektrik Maliyeti



**FINANCIAL MODELLING OF NUCLEAR POWER PLANT AND  
MATHEMATICAL APPROACHES**

Cihad TERZİOĞLU

Department of Mathematical Engineering

PhD. Thesis

Adviser: Prof. Dr. Fatih TAŞÇI

Energy is the top topic issue around the world with getting more importance day by day. Electric is the first thing which comes to mind when talking about energy. For the human life, electric is the key instrument from first ages until the now. At the same time electric needness is one of the most important inputs of the production and growth which are the essential dynamics of the industry and trade. That is why academical studies on the electric generation and consumption are getting more interest and the importance of these studies effects the whole bodies from the family to the governments.

Electric generation sources have been changing with the improved technology. Recent years, electricity generation from renewable energy sources (solar, wind, hydro, biomass) is getting bigger and the cost of electricity has been arguing more and more. There is no cost for fuel for the renewable power plants. On the other hand power plants which consumes fossil fuels (coal, natural gas) have fuel cost. This difference comes to table when companies and governments want to make a desicion on the investment of power plant.

Besides the these electric generation methods, nuclear energy, which is a fission reaction and uses enriched and processed uranium as a fuel, has been chosen for the years since high availability factor and low operation and maintenance cost. To

calculate the cost of electricity from nuclear energy, a financial model has been created based on excel sheets. And this model has been updated with the mathematical applications when ratios integrated to the model.

Algorithms and parameters used in the model based on the market experience. Outputs of the model are electricity cost and breakdown of the cost. When comparing these costs and breakdown with the outputs of the other electricity generation power plants, easy to understand that nuclear energy has more economical advantages especially for the long term.

**Keywords:** Energy, Nuclear Energy, Energy Economics, Financial Modelling, Cost of Electricity





#### 1.1 Literatür Özeti

Küreselleşen dünyada her kaynağın kıtlık sorunu ile karşılaştığı gibi enerji de kaynak sorunu yaşamaktadır. Enerji üretimi ve tüketimi ülkelerin ekonomik, sosyal ve kültürel durumlarına göre değişiklik arz etmek ile birlikte artan sanayileşme ve refah düzeyi, enerji tüketimini artıran en önemli nedenlerdendir. Arz ve talep dengesizliklerinde karşımıza çıkan kriterlerden biri de maliyet olmaktadır. Bu bakımdan enerji maliyeti üzerine yapılan akademik çalışmalar gün geçtikçe artmaktadır. Bu çalışmada oluşturulacak finansal modele veri ve bilgi sağlayan çalışmalar listelenmiştir. Enerji maliyeti üzerine ülkemizde yapılan ilk çalışmalardan biri Nejat Aybers ve Bahri Şahin'in Enerji Maliyeti [1] eseridir. Özellikle elektrik üretim maliyetleri konusunda farklı santrallerin üretim maliyetleri üzerine çalışmalar yoğunlaşmıştır. Özgür Gürbüz'ün Elektrik Enerjisi Üretiminde Rüzgar ile Nükleer Enerji Kaynaklarının Maliyet Yönünden Karşılaştırılması [2] tezi ve verimliliğinin yüksek olması ve düşük yakıt maliyetine sahip olması nedeniyle Nükleer Enerji ile elektrik üretimi maliyetine üzerine yazılan; Zeynep Hazal Turanlı Orakçı'nın Nükleer Santrallerin Maliyeti [3] tezi bu alandaki yerel çalışmalara örnek gösterilebilir. Enerji maliyetinin yanında enerji ekonomisi de literatürde geniş bir alan kaplamaktadır. Bu alanda Nermin Demet Kırteke'nin Avrupa Birliği ve Türkiye'nin Enerji Politikaları Bağlamında Nükleer Enerjinin Ekonomik Etkileri [4] isimli yüksek lisans tezi başvurulabilecek kaynaklar arasında yer almaktadır.

Uluslararası arenada ise enerji maliyeti ve ekonomisi çalışmaları çok çeşitlilik arz etmektedir. Uluslararası Atom Enerjisi Kurumu (IAEA), Nükleer Enerji Enstitüsü (NEI)

ve ABD Enerji Bilgi Yönetimi (US EIA) tarafından hazırlanan dökümanlar tüm çalışmalara ışık tutmaktadır. ABD Enerji Bilgi Yönetimi'nin periyodik olarak hazırladığı Seviyelendirilmiş Elektrik Maliyeti [5] yayınları, OECD Nükleer Enerji Ajansı (NEA) tarafından yıllık hazırlanan Elektrik Üretimi Maliyet Tahmini [6] ve Uluslararası Atom Enerjisi Kurumu tarafından periyodik yayınlanan raporlar en önde gelen çalışmalardandır. Tüm bu çalışmalar, farklı elektrik üretim kaynaklarından elde edilen birim elektriğin maliyetinin saptanması ve bu maliyetlerinin karşılaştırılması yönünde kullanılmaktadır. Tez çalışmamızda nükleer enerji ile üretilen elektriğin birim maliyetinin saptanmasında kullanılacak bir finansal model oluşturulacak ve bu maliyet kırılımlarının hesaplanması ile maliyeti etkileyen kalemler ve etki oranları belirlenmiş olacaktır.

## **1.2 Tezin Amacı**

Elektrik üretim kaynakları arasından, yüksek verimliliği ve düşük yakıt maliyeti sebepleri ile sınırlan nükleer enerji ile elektrik üretiminin excel tabanlı finansal modeli oluşturularak, santralden üretilen birim elektriğin maliyetinin saptanması ve bu maliyet kırılımlarının rolünün tespit edilmesi amaçlanmıştır. Nükleer enerji ile elektrik üretim finansa modeli ile aynı zamanda ilgili teknolojinin ekonomik etkileri göz önüne çıkartılacak ve diğer elektrik üretim kaynakları ve ekonomik etkileri ile karşılaştırılacaktır.

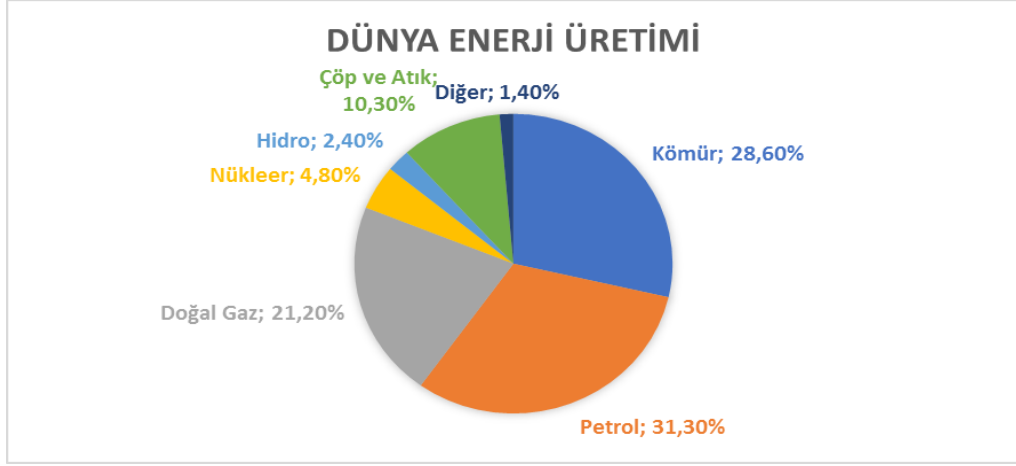
## **1.3 Hipotez**

Fosil yakıtlar (kömür, doğalgaz) ile elektrik üretim tesisleri ve yenilenebilir enerji kaynakları (güneş, rüzgar, hidro, biyokütle, jeotermal) ile elektrik üretim tesislerinin ekonomik etkilerinin ve birim elektrik maliyetlerinin nükleer enerji ile elektrik üretim santrallerinin ekonomik etkileri ve birim elektrik maliyetlerinin karşılaştırılması sonucu; uzun vadeli işletme ömrü, verimlilik faktörü ve düşük yakıt maliyeti kalemleri göz önünde bulundurulduğunda nükleer enerji ile elektrik üretiminin ekonomik açıdan daha avantajlı olacağı görülecektir.

### ENERJİ KAVRAMI VE KAYNAKLARI

İnsanoğlunun yaşamı boyunca ihtiyaç duyduğu kaynaklardan biri de enerjidir. Enerjiyi bir maddenin iş yapabilme kabiliyeti olarak tanımlamak mümkündür. Enerji ihtiyacı tüm çağlarda önemini korumuş ve özellikle günümüzde artan sanayileşme ve refah düzeyi sonucu önemini artırmaktadır. Hayatın idamesi için temel ihtiyaçlardan biri olan enerji aynı zamanda ülkelerin gelişmişlik düzeyinin belirlenmesinde de başvurulan temel kriterlerden biri olma özelliğini taşımaktadır. Küreselleşen dünyada enerji ihtiyacının karşılanmasında aranan özellikler arasında, temiz, ucuz ve ulaşılabilir olması yer almaktadır. Ancak tüm bu ihtiyaca karşılık enerjinin, ilerleyen zamanlarda yeterli miktarda bulunamayacağı ve hatta çok uzun zaman diliminde tükenebileceği bilgisi, hanehalkından ülke yönetimlerine kadar ciddi manada kaygı vermektedir [7].

Enerji kaynakları aslında doğada yer alan tüm enerji çeşitlerini ifade eder. Herhangi bir metod ile enerji elde etmek için kullanılan kaynaklardır. Literatürde enerji kaynakları “yenilenebilir” ve “yenilenemez” olarak ikiye ayrılmaktadır. Bazı kaynaklarda ise bu kavramlar “tükenmez” ve “tükenbilir” olarak geçmektedir. Doğada kaynak olarak yer alan ve tüketildikçe azalan yenilenemez yani tükenbilir enerji kaynaklarına, kömür, petrol, doğalgaz, radyoaktif maddeler örnek verilebilir. Diğer taraftan yenilenebilir enerji kaynakları ise; güneş, rüzgar, hidro, biyokütle ve jeotermal kaynaklardır. Bu kaynaklar, doğada devam eden enerji akımlarından meydana gelen ve tükenmesi beklenmeyen kaynaklardır. Bu çalışmada önce yenilenemeyen enerji kaynakları anlatılacak sonra yenilenebilir enerji kaynaklarına değinilecektir. Ardından nükleer enerji kaynağı detaylıca anlatılacak ve reaktör çeşitleri yakından incelenecektir.



Şekil 2. 1 2014 yılı itibariyle yakıt türlerine göre dünya enerji üretimi

Tüm bu kaynakların dünya enerji üretimindeki payları, Uluslararası Enerji Ajansı (IEA) tarafından yıllık yayınlanan 2016 yılı raporuna göre [8] Şekil 2.1’de gösterilmiştir.

Bu bölümde enerji kaynakları, kaynak çeşidine göre iki temel başlığa ayrılmış olup yenilenemez ve yenilenebilir enerji kaynakları olarak anlatılacaktır. Tez çalışmasının nükleer teknoloji üzerine yorumlar içermesinden ötürü, enerji sektöründeki diğer alternatif teknolojiler bu bölümde tek tek ele alınmıştır.

## 2.1 Yenilenemez Enerji Kaynakları

Yenilenemez enerji kaynakları arasında kömür, petrol, doğalgaz ve nükleer enerji sayılabilir. Dünyada enerji üretiminde en çok kullanılan enerji kaynakları yenilenemez enerji kaynaklarıdır.

### 2.1.1 Kömür

Yapısında karbon bulunan kömür katı bir organik üründür. Kullanımı itibariyle farklı türleri mevcuttur: Linyit, alt bitümlü, bitümlü ve antrasit. İçinde bulunan karbon miktarına göre kömürün yanma oranı dolayısıyla kalitesi değişkenlik göstermektedir. Kömür içerisinde karbon ile birlikte hidrojen, oksijen ve az miktarda kükürt ve nitrojen barındırmaktadır. Kükürt ve nitrojen oranının az olduğu kömür daha kolay yanabilmektedir. Kömür enerji üretiminde uzun yıllardır kullanıldığı gibi, çelik ve çimento üretiminde de kullanılmaktadır. Odun, su ve rüzgar ile başlayan enerji üretim tarihi 20. yüzyılın başından itibaren kömür ile devam etmiş olup, buharla çalışan ulaşım

araçlarında ve termik santrallerde tercih edilmiştir [9]. Son zamanlarda özellikle bazı Avrupa ülkelerinde (Danimarka, İngiltere, Fransa) kömürden elektrik üretimi ile alakalı kısıntılara gidileceği söylense de, kömür elektrik üretimindeki payını uzun yıllar devam ettirecektir. Uluslararası Enerji Ajansı (IEA) verilerine göre 1971 yılından bu yana ilk defa 2015 yılında ciddi bir üretim düşüşü olduğuna değinilmiştir. 2013 yılında buhar, kok ve linyit kömür üretimi tüm dünyada 7.974 Mt olarak gerçekleşirken aynı değer 2014 yılında 7.929 Mt ve 2015 yılında ise 7.708 Mt olarak gerçekleşmiştir. 2015 yılı itibariyle gerçekleşen bu üretimin sadece 3.527 Mt kadarı Çin tarafından üretilmiştir. Çin'i sırasıyla 812 Mt ile ABD, 691 Mt ile Hindistan, 508 Mt ile Avusturalya, 469 Mt ile Endonezya, 349 Mt ile Rusya, 252 Mt ile Güney Afrika, 184 Mt ile Almanya, 135 Mt ile Polonya, 107 Mt ile Kazakistan izlerken kalan 670 Mt ise diğer ülkeler tarafından üretilmiştir [10]. Görüldüğü üzere dünyada üretilen kömürün yarısına yakını sadece Çin tarafından üretilirken, Çin ve ABD kömür üretim toplamı ise dünya üretiminin yaklaşık %60 civarındadır. Buradan, Çin kömür politikasının dünya kömür ekonomisini direkt etkileyebilecek güçte olduğu sonucuna varabiliriz.

Çizelge 2. 1 Kömür üretici ülkeler ve üretim yüzdeleri

Kömür Üretici Ülkeler	Mt	%
<b>Çin</b>	3527	45.8%
<b>ABD</b>	813	10.5%
<b>Hindistan</b>	691	9.0%
<b>Avusturalya</b>	509	6.6%
<b>Endonezya</b>	469	6.1%
<b>Rusya</b>	349	4.5%
<b>Güney Afrika</b>	252	3.3%
<b>Almanya</b>	185	2.4%
<b>Polonya</b>	136	1.8%
<b>Kazakistan</b>	107	1.4%
<b>Diğer</b>	671	8.7%
<b>Toplam</b>	7709	

Enerji kaynaklarına hakim olma ve politika belirleyebilme kabiliyeti, ülkelerin dünyada söz sahibi olmaları açısından büyük bir avantaj sağlamaktadır. Uzun yıllardır enerji üretiminde kullanılan kömürün üretiminde Çin'in bu derece hakim olması, aynı zamanda ilgili teknolojinin ve kültürün Çin'de gelişmesine olanak sağlamıştır.

Dünya kömür tüketimine baktığımızda ise üretime paralel olarak azalma görülmektedir. Kömür temel olarak elektrik üretimi ve ticari ısınma amaçlarıyla kullanılmaktadır. 2014 yılı itibariyle tüketilen kömürün yaklaşık 65.5%'i elektrik üretimi ve ticari ısınma için kullanılmıştır [10].

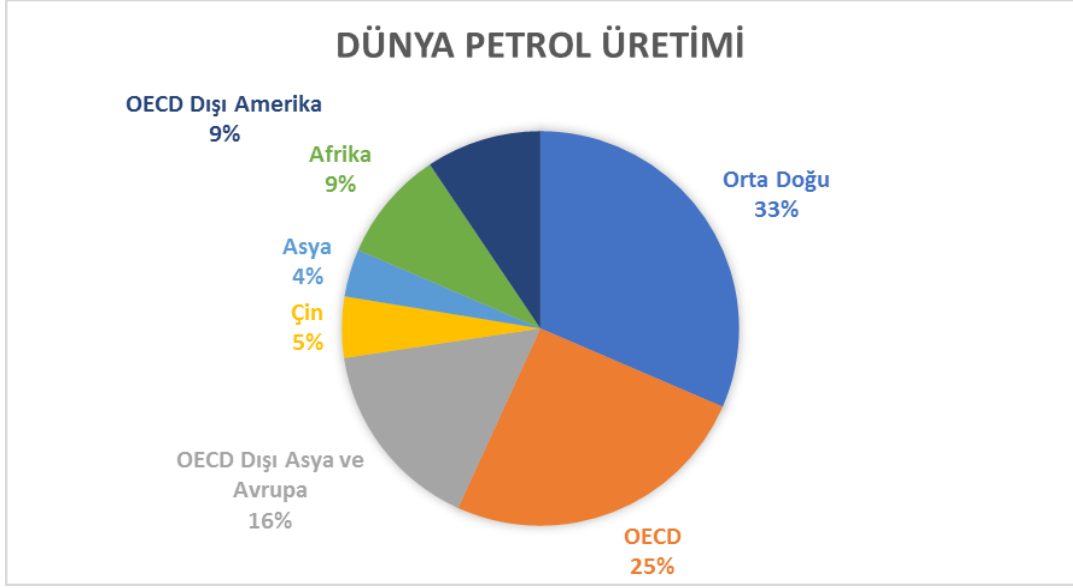
Elektrik üretim kaynağı olarak kömür kullanmanın ekonomik açıdan olumsuz yönlerinden birisi de taşımacılık maliyetidir. Kömür rezervlerinden elde edilen kömürün santrallere yahut tüketicilere ulaştırılması çoğu zaman kara ve deniz yoluyla yapılmaktadır.

Kömürün enerji üretiminde oynadığı bu önemli rolün yanında, içerdiği nisbeten yüksek karbon nedeniyle ciddi derecede karbondioksit salınımı yaptığı da bir gerçektir. Özellikle günümüzde artan sera gazı salınımı hassasiyeti ve uluslararası mutabakat gereği, önümüzdeki dönemde kömürden elektrik üretim santrallerinde nisbi azalma görülmesi muhtemel olacaktır. Gelişen teknoloji ile bu sorununun önüne geçilmeye çalışılsa da alternatif enerji kaynakları ile elektrik üretim eğiliminin artarak devam edeceği öngörülmektedir.

### **2.1.2 Petrol**

Petrol enerji üretiminin hammadesi olduğu kadar aynı zamanda sanayi üretiminin de en önemli girdilerinden biridir. Petrol kimyasal olarak hidrokarbon karışımıdır. Bu karışım aslında katı, sıvı ve gaz fazlarının değişik oranlarda birarada olmasıdır. Doğada bulunan ve sondaj kuyularından temin edilen petrol, ham petrol olarak adlandırılır. Bu adlandırmanın sebebi ise; petrolün işlenmeye ihtiyaç duymasındır. Petrolün çeşitli kimyasal reaksiyonlardan geçmesi ile işlenmesine rafine etme denilmektedir. Rafinerilerde işlenen ham petrolden yakıt elde edildiği gibi aynı zamanda bir çok petrokimya ürünü de elde edilmektedir. Petrol sıvı fazda akıcı olduğu için yeraltı boşluklarından faydalanarak yer değiştirebilmektedir.

Petrol üretimi 1971 yılından 2015 yılına kadar dramatik bir artış göstererek yıllık 2.500 Mt seviyesinden 4.300 Mt seviyelerine gelmiştir. 2015 yılı itibariyle petrol üretiminin %31.5'i Orta Doğu'da üretilirken, %25.3'ü OECD ülkelerinde üretilmiştir [11].



Şekil 2. 2 2015 yılı itibariyle dünya petrol üretimi

Dünya petrol üretimi Şekil 2.2’de gösterildiği üzere dağılım göstermekte iken, gelişmiş ve gelişmekte olan bir çok ülke petrol ithalatçısı durumundadır. İhtiyacından fazla üretimi olan bazı ülkeler ise petrol ihracatı yapmaktadır. Aşağıda yer alan Çizelge 2.2’de [11] ihracat ve ithalat yapan ülkeler belirtilmiştir. Daha çok körfez ülkeleri ihracat yaparken, daha gelişmiş ancak rezervi bulunmayan Avrupa ülkeleri ithalatçı konumundadır. Burada dikkat çeken bir diğer ayrıntı ise kömür üretiminde başı çeken ABD ve Çin’in petrol konusunda kaynak yetersizliği yaşamalarıdır. Bu ülkelerde petrol rafinerisi teknolojisinin yerine termik santral teknolojisinin gelişmesinin en önemli nedenlerinden biride petrol yerine kömür rezerv zenginliğidir.

Çizelge 2. 2 Petrol ihraç ve ithal eden ülkeler

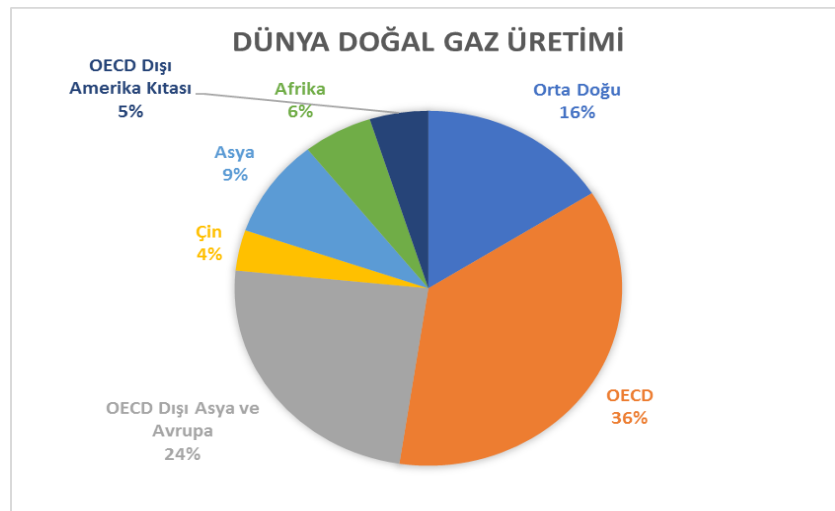
Petrol İhraç Eden Ülkeler	Mt	Petrol İthal Eden Ülkeler	Mt
Suudi Arabistan	354	ABD	344
Rusya	222	Çin	308
BAE	125	Hindistan	189
Irak	124	Japonya	165
Nijerya	111	Kore	126
Kanada	104	Almanya	89
Kuveyt	101	İspanya	61
Venezuela	91	İtalya	59
Angola	81	Fransa	54
Kazakistan	64	Hollanda	54
Diğer	515	Diğer	509
<b>Toplam</b>	<b>1892</b>	<b>Toplam</b>	<b>1958</b>

Dünyada petrol resmi böyle iken, ülkemizde de petrol arama ve işleme konularında gerekli çalışmalar yapılmıştır ve yapılmaktadır. 1954 yılında Petrol Kanunu'nun uygulamaya girmesiyle de petrol sektörü yerli ve yabancı özel sermayenin girişimine açılmıştır. Türkiye Petrol Anonim Ortaklığı vasıtasıyla yurt içinde arama faaliyetleri yürüten Türkiye, 1980'li yıllarda yurt dışına da açılmış ve farklı kıtalarda petrol arama faaliyetleri yürütmüştür [12].

Petrolün enerji üretiminde önemli yer kaplamasına karşın çevreye verdiği zararlı etkilerde mevcuttur. Petrol sanayisinde azot oksit, karbonmonoksit ve metan benzeri karbon yoğunluklu uçucu organik bileşenler vardır. Hava kirlenmesinde büyük rol oynayan bu salınımlar insan sağlığını ciddi oranda tehdit etmektedir.

### 2.1.3 Doğalgaz

Fosil yakıtlardan biri olan doğalgaz, yer altında kayalıkların arasında ve petrol yataklarının üzerinde gaz fazında bulunur. İyi bir yanıcı olan doğalgaz, çok yüksek oranda metan gazı ve az oranda etan, propan, bütan ve karbondiokstitten meydana gelmektedir. Özellik olarak ise renksiz, kokusuz ve havadan biraz hafiftir. Son yıllarda kömür ve petrol kadar enerji üretiminde önem kazanan doğalgazın en önemli faydaları arasında, kolay taşınabilirliği, yandığında zehir, kül ve duman bırakmaması, tüketiminin sayaçlar vesilesiyle kolay takip edilebilmesi sayılabilir. Ayrıca ekonomik açıdan da faydaları bulunmaktadır. Yakıt maliyeti kömür ve petrole göre düşük olmakla birlikte, işletme ve bakım maliyeti de diğer fosil kaynaklara nisbeten düşüktür.



Şekil 2. 3 2015 yılı itibariyle dünya doğalgaz üretimi



Dünya doğalgaz üretiminde ilk sırayı %36 ile OECD ülkeleri alırken, Orta Doğu %16 ile ikinci sırada yer almaktadır. 2015 yılı ülke bazında üretim değerleri ise; ABD 769 bcm ile %21.4 oranında dünya üretimine katkı sunmaktadır. Rusya 638 bcm üretim yaparken, İran 184 bcm üretim gerçekleştirmiştir [13]. Bu verilerden anlaşılacağı üzere dünya doğalgaz üretiminin 2015 yılında yaklaşık %40'ını sadece ABD ve Rusya gerçekleştirmiştir.

Doğalgazın son zamanlarda tercih edilen taşınma yöntemlerinden olan LNG (sıvılaştırılmış doğalgaz) ve CNG (sıkıştırılmış doğalgaz) de elektrik üretiminde tercih edilmektedir. LNG ve CNG terminal sayısının giderek artması ile boru hatları ile taşınmasına alışık olduğumuz doğalgazın, kara ve deniz taşımacılığı tarafından da taşındığı görülmektedir. Özellikle enerji arz ve güvenliğinin tehlikede olmasını istemeyen ülkeler, inşa ettikleri liman üzeri terminaller ile deniz yolu ile gelen LNG ve CNG depolarındaki gazı işleme tabi tutarak, sisteme basmaktadırlar. Bu yöntem son yıllarda ülkemizde de tercih edilmektedir. Yüzen LNG terminali olarak adlandırılan, LNG tankeri taşıyan gemiler doğalgaz iletim maliyetlerinin düşmesine neden olmaktadır.

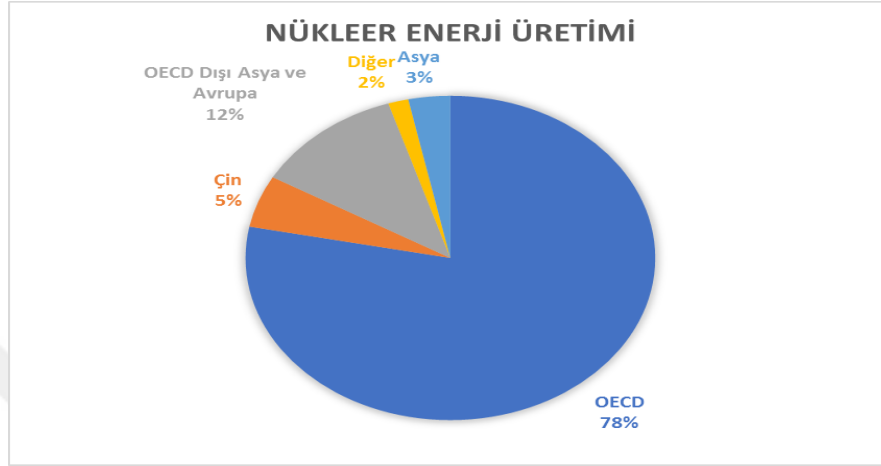
#### **2.1.4 Nükleer Enerji**

Nükleer enerji; tükenbilir ve fosil yakıtlardan elektrik elde edilmeye yönelik enerji çeşidi olarak bilinmektedir. Atomların kimyasal etkiler ile fisyon ve füzyon tepkimeleri sonucu ortaya çıkan enerji nükleer enerji olarak adlandırılmaktadır. Ağır atom çekirdeklerinin nötron bombardımanı sonucu atom çekirdekleri parçalanmaktadır. Bu tepkimeye fisyon denilmektedir. Bunun yanında hafif atom çekirdeklerinin birleştirme tepkimeleri de büyük bir enerjinin açığa çıkmasına neden olmaktadır. Bu birleşme tepkimesine füzyon denilmektedir. Nükleer fisyonla ilgili ilk bilimsel çalışmalar 1900'lerin başında Avrupa'da başlamıştır [14]. İlk nükleer santral 1950'de ABD'nin Idaho eyaletinde kurulmuştur, bir yıl sonra ilk elektrik elde edilmiştir. Nükleer enerji santrali temelde bir termik santraldir. Yani; yanma sonucu oluşan buharın elektrik enerjisine çevrilmesidir.

Nükleer enerji kullanımı 50 yılı aşkın süredir devam etmektedir. Gelişen teknoloji ile nükleer enerji teknolojisi de değişim göstermiştir. Özellikle emniyet ve güvenlik bakımından had safhada dikkat edilmesi gereken bir teknoloji olarak nükleer enerji gün

geçtikçe, yüksek verimlilik ve düşük yakıt maliyeti ile daha çok tercih edilir bir elektrik üretim yöntemi olarak karşımıza çıkmaktadır.

Nükleer enerji ile elektrik üretim verilerine baktığımızda OECD ülkelerinin çok büyük bir oranla başı çektiği görülmüştür. 2014 yılı itibariyle 2.535 TWh olan üretimin %78.1'i sadece OECD ülkeleri tarafından üretilmiştir [15].



Şekil 2. 4 2014 yılı itibariyle nükleer enerji üretimi

Şekil 2.4'te görüldüğü üzere termik santraller bakımından ön sıralarda olan Çin, dünya nükleer enerji üretiminde %5 ile sınırlı kalmıştır. OECD ülkelerinin bu denli yüksek oranda nükleer teknoloji kullanıyor olmaları aynı zamanda bu ülkelerin teknolojik anlamda gelişmelerinin de önünü açmıştır.

Nükleer enerji teknolojisi, reaktör türleri, dünyada ve Türkiye'de nükleer enerjinin son durumu tez çalışmasında ilgili bölümde detaylıca ele alınacağından, tanım kısmı bu açıklama ile tamamlanmıştır.

## 2.2 Yenilenebilir Enerji Kaynakları

Yenilenebilir enerji, güneşten dünyaya gelen enerjinin kullanılması sonucu ortaya çıkan ve kaynağının tükenmeyeceği düşünülen bir enerji türüdür. Bu tür enerji kaynaklarıyla sağlanan enerji, doğada devamlı tekrar eden enerji akımlarının hem niceliksel hem de niteliksel olarak zarar vermeden kullanılmasıdır [16]. Yeniden kullanılabilen bu kaynaklar arasında güneş, rüzgar, hidro, jeotermal, biyokütle, dalga ve hidrojen enerjisi bulunmaktadır. Çevreye zararlı gaz salınım olmadığı için, temiz enerji kaynakları olarak da bilinirler.

### 2.2.1 Hidroelektrik Enerjisi

Hidrolik enerji akan suyun gücünden elde edilen bir enerji türüdür. Bu güç suyun aktığı yerin coğrafik ve topografik şartlarına bağlılık gösterir. Üretilen enerji miktarı akan suyun miktarı, debisi ve hızı ile doğrudan orantılıdır. Önceleri düşen suyun gücü mekanik olarak değerlendirilerek, değirmenlerin dönmesi amacıyla kullanılıyordu. 19.yy'ın başında Fransa'da su türbinlerinin icad edilmesi ile bugün kullanılan hidroelektrik santrallerinin temeli atılmış oldu. Bu santrallerin işletilmesi ölçek ekonomisi özelliğine sahiptir. Bu bakımdan ilk zamanlarda küçük santraller inşa edilirken, günümüzde termik santraller ile boy ölçüşecek büyük hidroelektrik santralleri yapılmaktadır.

Günümüzde barajlarda toplanan su yahut yönlendirmeler ile biriktirilen su, elektrik üretimi için düşük maliyet ile kullanılabilir olmuştur. Temelde 3 ayrı yöntem ile hidroelektrik santrali kurmak mümkündür: Nehir üzeri baraj (run of the river), su deposu (storage) ve pompalanan su deposu (pumped storage). Nehir üzerinde kurulan santrallerde su depolama özelliği çok azdır. Nehirden akan su miktarına göre üretim sağlarlar. Su deposu ile elektrik üreten hidroelektrik santralleri ise yağışlı dönemlerde biriktirilen su ile kuraklık dönemlerinde dahi elektrik üretimini devam ettirirler. Pompalanan su deposu olan santraller ise suyun bir havuzdan başka bir havuza pompanlanması ile nehir akımının sahip olduğu enerjiden daha çok enerji potansiyeline sahip akım oluşturabilmektedir.



Şekil 2. 5 Baraj tipi hidroelektrik santraline örnek

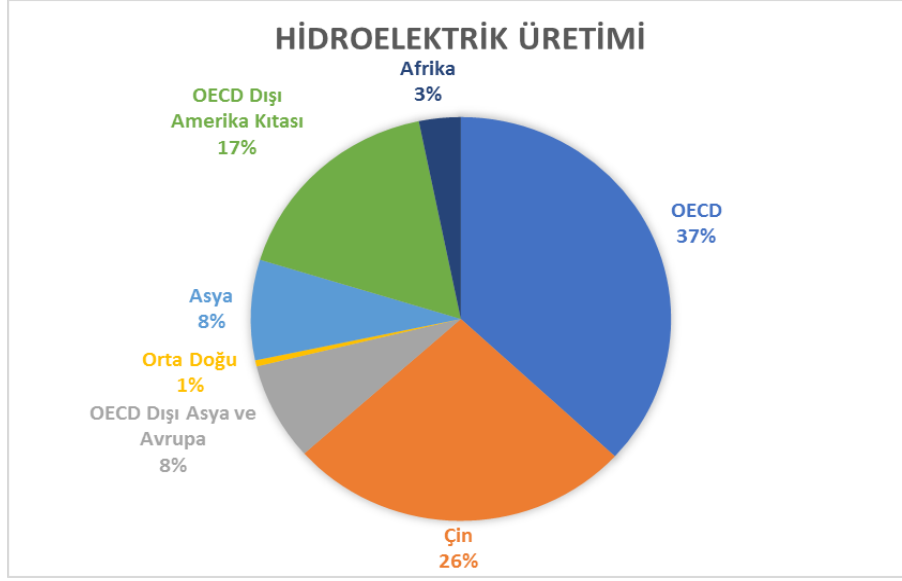
Çevreye zarar vermeyen bu teknoloji özellikle yağışların kuvvetli olduğu bölgelerde çok tercih edilmektedir.

Hidroelektrik santralleri büyük ve küçük ölçekte olabilmektedir. Büyük ölçekli santraller, büyük elektrik üreticiler tarafından geliştirilip işletilmekte ve kapasite olarak yüzlerce megawatt gücünde olabilmektedirler. Küçük ölçekli hidroelektrik santralleri ise genelde özel girişimciler tarafından işletilmekte ve kapasiteleri 100 kw ile 20 mw arasındadır. Her iki ölçekteki santrallerin de çalışma prensipleri aynıdır. Büyük ölçekli santrallerin depolama ve pompalama özelliği olduğu için elektrik üretimini mevsimsel olarak ayarlayabilmektedirler. Temel olarak çalışma prensibi şu şekildedir: Elektrik, suyun türbine çarparak içerideki çarkı döndürmesiyle oluşmaktadır. Üretilen elektrik miktarı bir zaman biriminde akan su miktarı ile türbinin su üzerindeki mesafesi büyüklüğüne bağlıdır.



Şekil 2. 6 Hidroelektrik santrali çalışma prensibi

Şekil 2.6'da görüleceği gibi; havuzda biriken su serbest bırakılarak türbine çarpması sağlanır ve türbin içerisindeki çarkın dönmesi ile hareket enerjisi jeneratör vasıtasıyla elektrik enerjisine dönüşür.



Şekil 2. 7 2014 yılı dünya hidroelektrik enerjisi üretimi

2014 yılı itibariyle dünyada hidroelektrik enerji kaynaklarından üretilen elektrik miktarı 3.983 TWh kadardır. Şekil 2.7’de görüleceği üzere bu üretimin yaklaşık 1/4’ü sadece Çin tarafından diğer 1/3’ü ise OECD ülkeleri tarafından karşılanmaktadır [17].

Üretimin coğrafik dağılımına bakılırsa, yağışlardan etkilenen coğrafyanın avantajı anlaşılacaktır. Özellikle Kanada ve Brezilya Çin’den sonra en büyük üretici ülkelerdir. Kurulu güç bakımından ise Çin ve ABD başı çekerken ülkemiz de 24 GW ile 2014 itibariyle ilk 10 ülke arasında yerini almıştır. Tüm elektrik üretimlerinin hidroelektrik kaynaklardan üretilen elektriğe oranına bakılınca ise Norveç’in %96 ile birinci sırada olduğunu görebiliriz. Norveç 2014 yılı itibariyle üretilen tüm elektriğin tamamına yakınına sadece hidroelektrik kaynaklardan üretmiştir. Norveç’i %68 ile Venezuela, %63 ile Brezilya ve %58 ile Kanada takip etmektedir [17].

### 2.2.2 Güneş Enerjisi

Güneş dünya için temel bir enerji kaynağıdır. Güneşten gelen ışınlar ile tüm dünya aydınlanmakta, yağışlar ile su döngüsü sağlanmakta, rüzgar esmekte ve bitkiler için çok önemli olan fotosentez döngüsü devam etmektedir. Güneş enerjisi ise; Güneşin çekirdeğinde yer alan ve hidrojen gazının helyuma dönüşmesine sebep olan füzyon tepkimeleri sonucu ortaya çıkan bir enerji kaynağıdır. Sürekli devam eden bu tepkimeler neticesinde açığa çıkan enerji radyasyon yolu ile tüm uzaya yayılır.

Güneşten sağlanan enerji, yaklaşık olarak günümüzde tüketilen tüm enerjinin on bin katıdır [18].

Bu radyasyon ışınlarından yararlanmak direk ve endirek yöntemlerle gerçekleşmektedir. Buharlaşma ve fotosentez oluşumları endirek etkilenmeye birer örnek iken, güneş enerjisinden elektrik üretimi direk etkilenmeye bir örnektir.

Yeryüzüne ulaşan güneş enerjisi doğal dönüşümlere uğramaktadır. Bu dönüşümlerden biri, suların buharlaştırılarak dünyadaki su döngüsünün sağlanmasıdır. Güneş enerjisinin bir diğer dönüşümü de rüzgarlar ve deniz dalgalarıyla oluşan okyanus akıntılarıdır. Rüzgarın meydana gelmesinde havadaki basınç farklılıkları etkin rol oynamaktadır. Bu basınç farklılığı güneş enerjisinden kaynaklanmaktadır. Denizlerde ve okyanuslarda meydana gelen dalga ve akıntıların temel sebebi de güneş enerjisi sonucu oluşan rüzgarlardır.

Güneş enerjisinin avantajları arasında, tükenmeyen bir kaynak olması, çevreye zararlı olmaması, neredeyse maliyetsiz olan yakıt ihtiyacı sayılabilir. Bunun yanında süreklilik arz etmemesi ve yatırım maliyetinin yüksek olması dezavantajlarındandır.

Güneş enerjisi konsantre edilerek parabolik vb. aynalar yardımıyla yoğunlaştırılıp kullanıldığı gibi fotovoltaik piller aracılığı ile de direk elektrik üretiminde kullanılmaktadır. Parabolik kollektörler, kesiti parabolik olan yoğunlaştırıcı dizilerden oluşur. Kollektörün iç yüzeyinde bulunan yansıtıcılar, güneş enerjisini kollektörün odağında yer alan ve boydan boya uzanan bir boruya odaklanırlar. Boruda bulunan sentetik sıvı ısınır ve iletkenlerden geçerek yüksek dereceli buhar oluşturur. Bu aşamadan sonra termik santrallerde olduğu gibi buhar, türbine gönderilir. Bunun yanı sıra benzer teknoloji olarak bir güç kulesine etrafında bulunan yansıtıcı aynalar vasıtasıyla güneş enerjisi yansıtılarak elektrik üretilir.



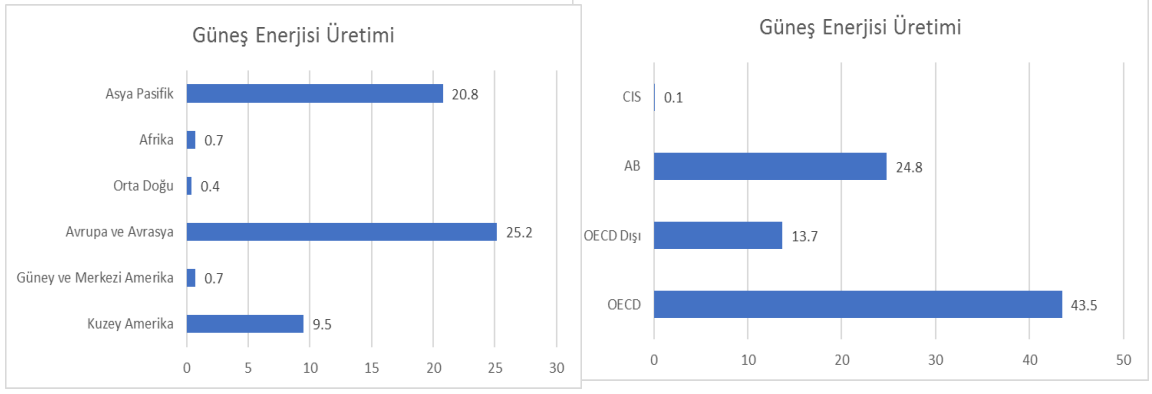
Şekil 2. 8 Yoğunlaştırıcı ve parabolik güneş enerjisi santralleri örnekleri

Fotovoltaik piller yönteminde ise, silisyum kum ve silikon bileşimlerinden oluşan güneş pillerine vuran ışınım elektrik üretilmesini sağlar. Güneş pillerinden üretilen elektrik kablolar vesilesiyle eviricilere ulaşır oradan da ilgili dağıtım merkezine iletilir.



Şekil 2. 9 Fotovoltaik güneş pili tarlası

Elektrik üretiminin yanında güneş enerjisi, evlerin ısıtılmasında ve kullanım suyunun ısıtılmasında da kullanılmaktadır. Sıcak su ihtiyacı olan tüm yerlerde iyi bir avantaj olan güneş enerjisi seralarda da değerlendirilmektedir. Tüm bu avantajlarına karşın güneş enerjisi günümüzde potansiyelini henüz gerçekleştirememiştir. Gelişen teknoloji ile verimliliklerin artması sonucu kullanım alanlarının artacağı düşünülmektedir.



Şekil 2. 10 2016 itibariyle güneş enerjisi üretimleri (milyon ton petrol eşdeğeri)

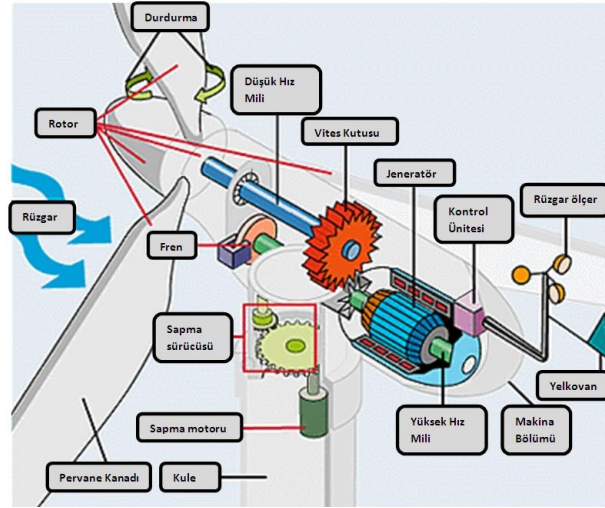
Şekil 2.10'da gösterildiği üzere [19] güneş enerjisinden elektrik üretim yöntemi en çok OECD ülkeleri tarafından tercih edilmektedir. Ancak son yıllarda yapılan büyük ölçekli yatırımlar ile Amerika kıtası ve Çin'de bu yöntemi tercih eden ülkeler arasında ilk sıralarda yerini almışlardır.

### 2.2.3 Rüzgar Enerjisi

Rüzgar basınç farklılıklarından oluşan bir hava akımıdır. Basınç farklılığı ise sıcaklığı farklı olan hava akımlarından kaynaklanır. Yeryüzünün farklı yerlerinin farklı ısınması, havanın sıcaklığının, neminin ve basıncının farklı olmasına, bu farklı basınç da havanın hareket etmesine neden olur. Dünyaya ulaşan güneş enerjisinin yaklaşık %2'si kadarı rüzgar enerjisine çevrilir [20].

Rüzgarın gücü, yoğunluk yönü ve hızı ile ölçülür. Rüzgar enerjisinden faydalanmak için bu özelliklerin belli seviyelerde olması gerekir. Örneğin; çok düşük ve yüksek hızlarda rüzgar esmesi çok verimli bir enerji kaynağı değilken, sabit yoğunlukta belli bir hızda esen rüzgar çok daha elverişli bir enerji kaynağıdır. Esen rüzgarda var olan mekanik enerjinin ilk kullanımları yel değirmenleri ile olmuş ve su pompalama, tahıl öğütme ve yağ çıkarma gibi alanlarda değerlendirilmiştir. Elektrik üretim sistemlerinde ise, rüzgar enerjisi türbin kanatlarına çarpar ve kanatları döndürmeye başlar böylece mekanik enerji oluşur. Bu enerji ise jeneratöre aktarılarak elektrik enerjisi elde edilir. Çevre ve hava kirliliği yönünden oldukça temiz ve tükenmeyen rüzgar enerjisinden daha verimli bir şekilde yararlanmanın yolu gelişen teknoloji ile mümkündür.





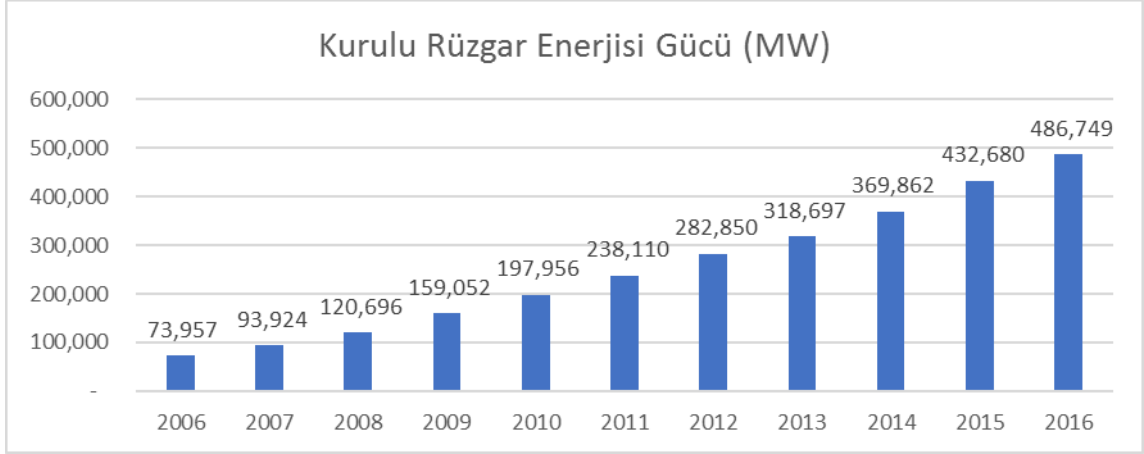
Şekil 2. 11 Rüzgar türbini iç yapısı ve çalışma şekli

Yukarıdaki şekilde görüleceği üzere, rüzgar türbini kule, kanat ve motordan oluşmaktadır. Motor kısmı ise; şaft, şanzıman ve jeneratörü içermektedir. Gelişen teknoloji ile aynı temel üzerine farklı dizayn edilmiş türbinler mevcuttur. Yukarıda yer aldığı gibi yatay eksenli türbinlerin yanında dikey eksenli türbinlerde tercih edilmektedir.



Şekil 2. 12 Rüzgar türbini örneği

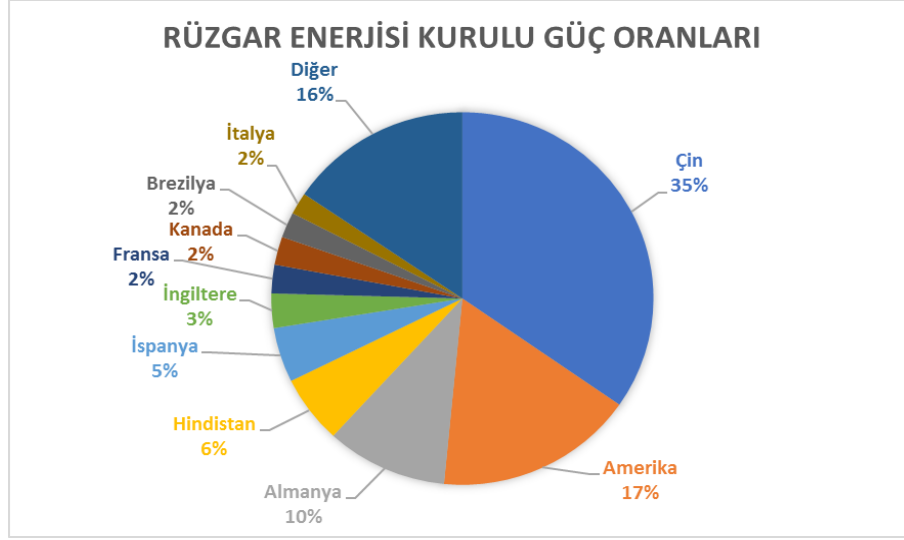
Rüzgar enerjisini elektrik enerjisine, dönen kanatların jeneratörü harekete geçirmesiyle dönüştüren rüzgar türbinleri, 50 Watt ile 4 MW arası kurulu güce sahiptirler. Yerden yükseklikleri ise 10 mt ile 100 mt arasında olabilmektedir. Havanın özgül kütlelerinin düşük olması nedeniyle rüzgar hızı arttıkça üretilen enerji miktarı artmaktadır. Rüzgar hızının ve yoğunluğunun yıl içerisinde değişkenlik göstermesinden ötürü üretilen enerji tahmin edilen miktardan çok olabilmektedir.



Şekil 2. 13 Dünya kurulu rüzgar enerjisi gücü

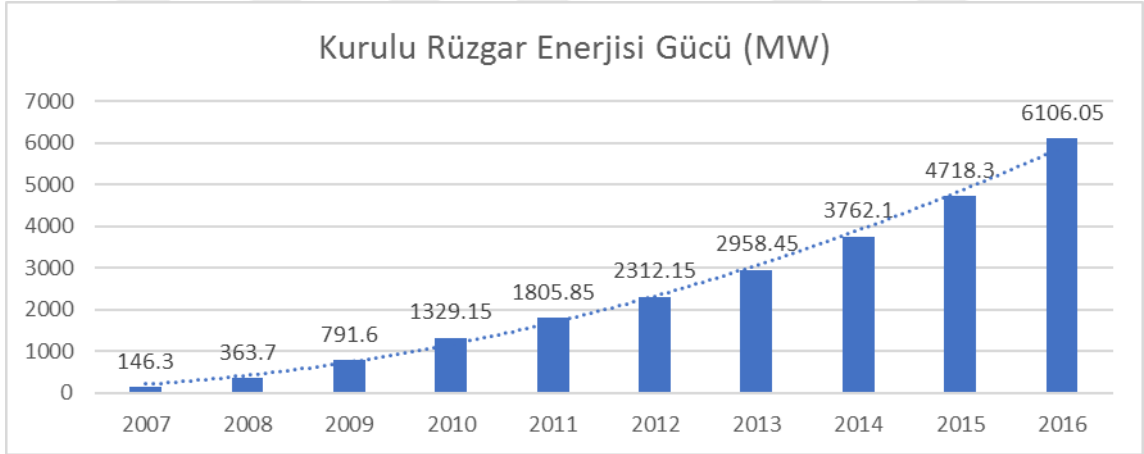
Şekil 2.13'de görüleceği üzere [21] dünya kümülatif rüzgar enerjisi kurulu gücü son 10 yıl içerisinde 73.957 MW'tan 486.749 MW'a yükselerek yaklaşık %600 oranında bir büyüme yakalamıştır. Bunda gelişen teknolojinin ve temiz enerji kaynaklarına olan ilginin artmasının payı büyüktür.

2016 yılı sonu itibariyle tüm dünyada kurulu rüzgar enerjisi gücü 486.749 MW'a ulaşmıştır. İleri teknolojiye sahip ve elektrik üretim kaynakları itibariyle temiz enerjiye en çok ihtiyaç duyan ülkelere Çin (168.690 MW) ve Amerika (82.184 MW) bu kurulmuş gücün %52'sini oluşturmaktadır. Yüksek teknolojiye sahip olan bu ülkeler yatırım maliyeti ve finansman açısından büyük avantaja sahiptirler. Bu ülkeleri 50.018 MW ile Almanya, 28.700 MW ile Hindistan, 23.074 MW ile İspanya takip etmektedir [21].



Şekil 2. 14 Dünya rüzgar enerjisi kurulu güç oranları

Son 10 yıl içerisinde yaklaşık 6 kat büyüyen rüzgar enerjisi gücü piyasasına son yıllarda yaptığı yatırımlar ile Türkiye’de girmiştir. Gelişen teknolojinin maliyetleri düşürmesi, elektrik piyasasının liberalleşmesi, birincil ve ikincil mevzuatların düzenlenmesi ve alım garantisi (Feed-in Tariff) tarife metodunun uygulanması Türkiye’de yenilenebilir enerji yatırımlarını artmasına neden olmuştur.



Şekil 2. 15 Türkiye kurulu rüzgar enerjisi gücü

İlgili mevzuatın EPDK tarafından 2007 yılında yayınlanması ve lisans süreçlerinin başlatılması ile ilk 5 yılda sadece 1.805,85 MW bir kurulu güce sahip olan ülkemiz, ikinci 5 yıllık periyotta kurulu gücünü %238 artırarak 2016 yıl sonu itibarıyla 6 GW’ın üzerinde bir güce ulaşmıştır [22].

Çevreye ve havaya olumsuz etkisinin olmadığı, kaynak itibariyle yenilenebilir olması ve ilerleyen yıllarda yatırım maliyetinin düşme eğilimi göstermesi nedenlerinden ötürü dünyada ve ülkemizde rüzgar enerjisi kurulu gücünün artarak devam etmesi beklenmektedir. İlk yıllarda kara üzerinde uygulanan bu teknoloji son yıllarda açık denizlerde de uygulanarak etkinliğini artırmış ve özellikle ada ülkelerin enerji ihtiyaçlarının çözülmesinde rol oynamıştır.

#### **2.2.4 Jeotermal Enerji**

Jeotermal enerji, yer ısını tanımlamakta olup yer kabuğunun çeşitlik derinliklerinde birikmiş ısıdan kaynaklanan kimyasallar içeren su, buhar ve gazları ifade eder. Yer kabuğunun kırık ve çatlaklarından derinlere süzülen meteorik sular bu ısı kaynağıyla ısıtıldıktan ve mineralce zenginleştikten sonra yoğunluk farkı ve basınç nedeniyle yükselir. İlk çağlardan yakın geçmişe kadar sadece sağlık amacıyla kullanılan jeotermal kaynaklardan günümüzde; doğrudan ısıtma amacıyla ya da başka enerji türlerine dönüştürülerek yararlanılmaktadır [23]. Gelişen teknoloji ile sağlık ve yiyecekleri pişirme amacı ile kullanılan bu kaynak, günümüzde çok yaygınlaşmış ve kullanım alanları artmıştır. Elektrik üretimi, ısıtma ve endüstriyel sektörlerde kullanılan jeotermal kaynaklar dünyada ve ülkemizde artarak önem kazanmaktadır.

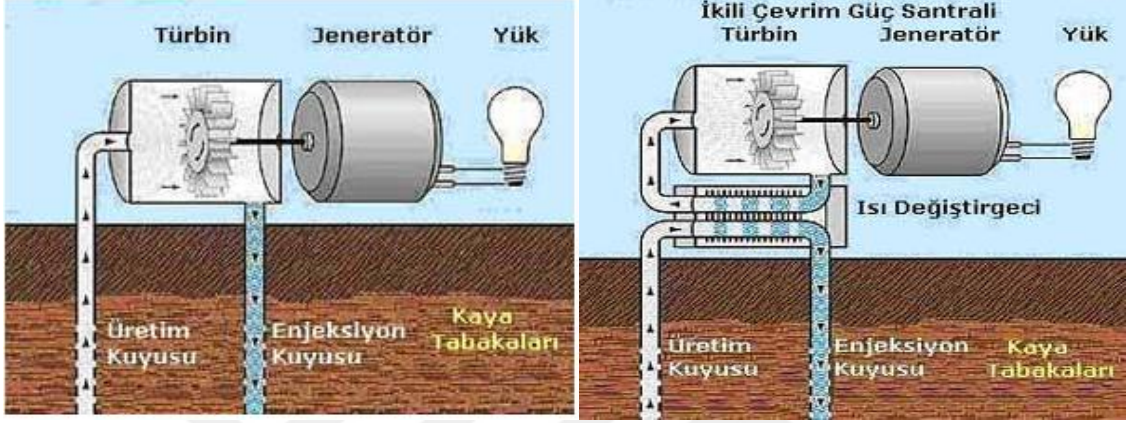
Yer altından elde edilen sıcak suyun buharından faydalanarak elektrik üretmeye olanak sağlayan bu kaynak aynı zamanda;

- Merkezi ısıtma, soğutma ve sera ısıtması,
- Endüstriyel amaçlı kullanım, proses ısı temini ve kurutması,
- Kimyasal madde ve mineral üretimi,
- Kaplıca amaçlı kullanımı,
- Mineralli su olarak içilerek kullanılması ile karşımıza çıkmaktadır.

Jeotermal kaynakların bu denli kullanılmasının nedenleri arasında;

- Temiz ve güvenilir olması,
- Yenilenebilir ve sürdürülebilir olması,

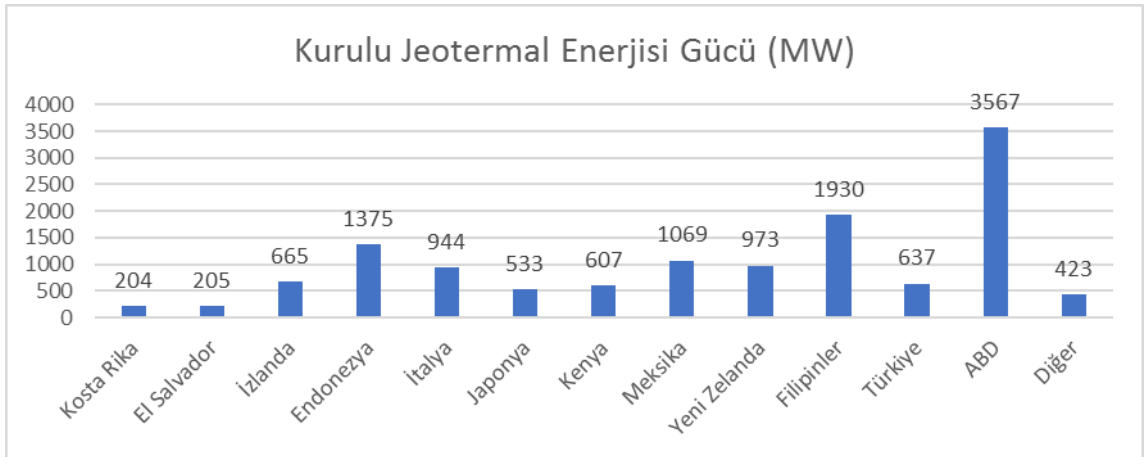
- Fosil enerji kaynaklarına göre ucuz olması,
- Meteorolojik koşullardan bağımsız olması,
- Veriminin yüksek olması,
- Kurulumunun kolay ve hızlı olması sayılabilir.



Şekil 2. 16 Buhar baskın saha üretimi ve ikili çevrim üretimi şemaları

Suyun buhar basıncı eğrisi ve suyun sıcaklığı arasındaki ilişkiye göre farklı teknolojiler tercih edilebilmektedir. Bir jeotermal rezervin fiziksel ve kimyasal durumu zamana bağlı olarak değişiklik gösterebileceğinden hatta aynı rezervin aynı anda farklı noktalarında farklı fiziksel ve kimyasal özellik olabileceğinden fizibilite çalışmaları bu kaynak için her zamankinden daha fazla önem taşımaktadır.

Jeotermal enerji kaynaklarından elektrik üretim tesislerine sahip olan ülkeler arasında ABD, Filipinler, Meksika ve Endonezya başı çekmektedir.



Şekil 2. 17 Dünya jeotermal kurulu gücü

2015 yılı sonu itibariyle 13.000 MW'ı geçen dünya jeotermal kurulu güç oranları Şekil 2.17'de gösterilmiştir [24]. ABD 3.567 MW kurulu güç toplam gücün %27'sine sahiptir. ABD'yi %15 kurulu güç ile Filipinler izlerken, Türkiye 637 MW kurulu jeotermal gücü ile dünya kurulu gücünün yaklaşık %5'ine sahiptir. Aynı raporda yer alan bilgilere göre geliştirilmekte olan projelerden 4.013 MW'ı Endonezya tarafından, 1.272 MW'ı ABD tarafından, 1.153 MW'ı ise Türkiye tarafından yürütülmektedir. Bu bağlamda Türkiye kurulu gücünü en çok artıran ülkelerden biri olacaktır.

T.C. Kalkınma Bakanlığı'nın hazırlamış olduğu 10. Kalkınma Planı'na göre 2018 yılında jeotermal enerjiden yaklaşık 6 milyar kwh (750 MWe) elektrik üretileceği, yaklaşık 500.000 konutun ısıtılacağı, 6.000 dönüm seranın ısıtılacağı ve toplamda 8.340 MWt enerji kullanılacağı planlanmıştır. Bu yatırımların ise yaklaşık değerinin 5,5 milyar USD olacağı öngörülmüştür [25].

### **2.2.5 Biyokütle Enerjisi**

Artan petrol fiyatları ve arz talep dengesizliği alternatif motor yakıtı ihtiyacını artırdığı yıllarda tarımsal atıkların ve özellikle yağların enerjide kullanımı araştırmaları yoğunlaşmıştır. Yapılan araştırmalar sonucunda bitkisel ve hayvansal atıklarda yer alan karbonhidratın enerji üretiminde kullanılabileceği belirlenmiştir. Bu atıkların teknolojik olarak geliştirilen tesislerde gerekli işlemlerden geçirilmesiyle biyokütle enerjisi elde edilir.

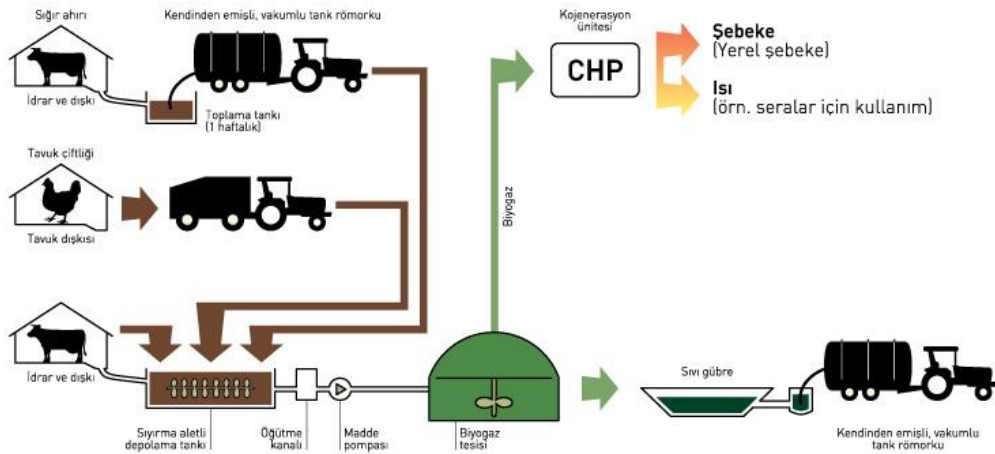
Biyokütle için mısır, buğday gibi özel olarak yetiştirilen bitkiler, otlar, yosunlar, denizdeki algler, hayvan dışkıları, gübre ve sanayi atıkları, evlerden atılan tüm organik çöpler (meyve ve sebze artıkları) kaynak oluşturmaktadır. Petrol, kömür, doğalgaz gibi tükenmekte olan enerji kaynaklarının kısıtlı olması, ayrıca bunların çevre kirliliği oluşturması nedeni ile, biyokütle kullanımı enerji sorununu çözmek için giderek önem kazanmaktadır [26].



Şekil 2. 18 Biyokütle döngüsü

Şekil 2.18’de görüldüğü gibi, biyokütlenin işlenmesi ve yakılması sonucu ortaya çıkan gaz fotosentez aracılığı ile yine biyokütleye katkı sağlamaktadır. Biyokütle döngüsünde işlenen yakıt katı, sıvı ve gaz fazlara getirilir. Termokimyasal ve biyokimyasal yöntemler kullanılarak elektrik üretilen biyokütle enerjisi dünyada ve ülkemizde kullanımı giderek artan bir kaynaktır.

Dünya Biyoenerji Derneği (World Bioenergy Association) 2016 yılı verilerine göre biyoenerjiden enerji üretimi 2013 yılında 57.7 EJ ile dünya tüketiminin %10’unu teşkil ederken, 2016 yılında 1.2 EJ artış ile bu oran %13.9 seviyesine gelmiştir [27].



Şekil 2. 19 Biyogaz tesisi döngüsü

Ülkemizde biyokütle enerji türünden en çok yatırım yapılanı biyogaz enerji santralleridir. Bitki ve hayvan atıklarının depolanmasının ardından öğütülerek biyogaz

tesisine pompalanması ile reaktörde toplanan yakıt kimyasal işleme tabi tutularak kojenerasyon ünitesine gönderilir. Buradan hem elektrik enerjisi hemde ısı elde edilir.

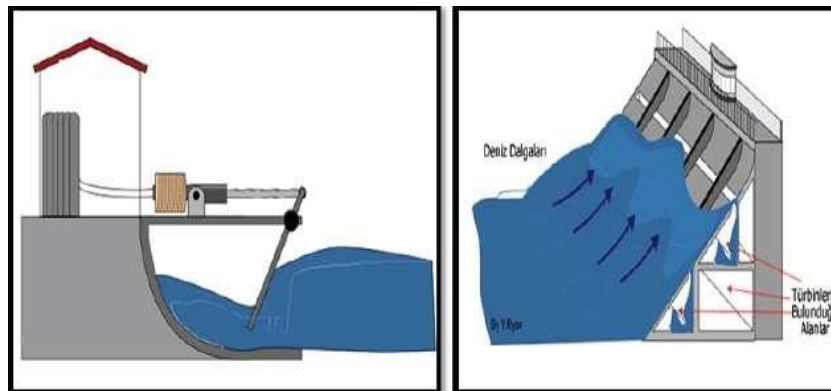
Çevreye etkisi bakımından olumlu değerlendirilen ve yakıtı itibariyle yenilenebilir olarak değerlendirilen biyokütle enerjisi önümüzdeki yıllarda elektrik üretiminde ve ısınma amaçlı kullanımlar ile daha yaygın hale gelecektir.

## 2.2.6 Dalga Enerjisi

Dalgalar, güneş ışınları ve yeryüzündeki değişik yansımaları sonucu ortaya çıkan sıcaklık farklılıklarından ötürü rüzgarların oluşması ve bu rüzgarların su üzerinde eserken su yüzeyi ile olan sürtünmesi sonucunda meydana gelmektedir. Hava hareketlerinden ve ısı değişimlerinden meydana gelen bu enerji türü yenilenebilir yani tükenmez enerji kaynağı olarak değerlendirilmektedir. Dalgalar kinetik ve potansiyel enerji taşırlar. Bu enerjinin elektrik enerjisine dönmesine dalga enerjisinden elektrik üretme adı verilir.

Dalga enerjisini kullanmak için birçok çeşit teknoloji projelendirilmiştir. En elverişli tasarımlardan birkaçının ticari kullanım için uygulama testleri yapılmaktadır. Dalga enerjisi teknolojileri kıyıda, kıyıdan biraz uzakta ve açık denizde kurulmak için tasarlanmıştır.

Denizden biraz uzakta kurulacak sistemler suyun 40 metreden fazla derinine yerleştirilir. Bütün dalga enerji teknolojileri su yüzeyinde veya su yüzeyinin yakınında kurulmak için tasarlanmış olsa da, etkileştikleri, uyum sağladıkları dalgaya ve dalga enerjisini çevirdikleri enerjiye göre farklılık gösterirler [28].



Şekil 2. 20 Dalga enerjisi



Dalga enerjisi üzerine araştırma ve geliştirme çalışmaları devam ederken, karşılaşılan en önemli sorunlar arasında fırtınalı havalarda, çok şiddetli rüzgarların getirdiği yüksek dalgalar gösterilmektedir. Özellikle Avrupa'da Ocean Energy Europe organizasyonu bu enerji türünün geliştirilip ticarileştirilmesi için projeler yürütmektedir. Geliştirmekte oldukları teknolojiler arasında; gelgit enerjisi, dalga enerjisi, tuzluluk derecesi belirlemesi, okyanus termal enerji dönüşümü ve gelgit menzili isimli projeler yer almaktadır [29].

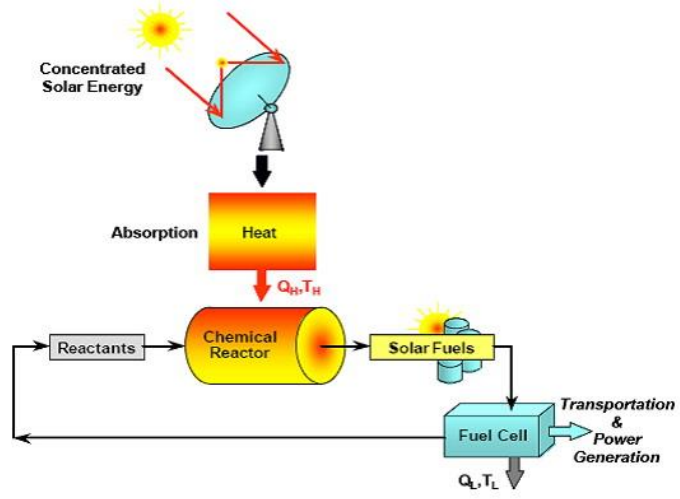
Ülkemizdeki dalga enerjisi potansiyelinin değerlendirildiği bir çalışmada, biriken dalga gücü yoğunluğunun 6,6 kW/m – 7,6 kw/m arasında olduğu tespit edilirken, dalga yüksekliğini 1 metreyi geçtiği ve periyotlarının 6,09 saniyeye ulaştığı kaydedilmiştir. Aynı çalışmada Karadeniz'in batısı, İstanbul Boğazı'nın kuzeyi ve Ege Denizi'nin güneybatı kıyılarının uygun olduğu değerlendirilmiştir [30].

### **2.2.7 Hidrojen Enerjisi**

Doğada bulunan elementler arasında en hafif ve basit yapıları elementlerden biri olan hidrojen, serbest halde az bulunmakta olduğundan genelde kimyasal reaksiyonlar sonucunda elde edilmektedir. Birincil enerji kaynaklarından ve değişik hammaddelerden elde edilen hidrojenin yanması halinde yüksek ısı miktarı ortaya çıkarır. Bu bakımdan hidrojen, elektrik üretiminde, ısıtmada ve kimya endüstrisinde kullanılmaktadır.

Hidrojen elde etme yöntemlerinden biri elektroliz yöntemidir. Su moleküllerinin hidrojen ve oksijene ayrılması için elektrik enerjisi kullanılmaktadır. Diğer bir yöntem ise; buhar ıslahıyla sentez gaz üretimidir. Bu yöntemde girdi olarak biyokütle veya gazlaştırılmış kömür kullanılmaktadır.

Hidrojen enerjisi, yenilenme ve depolanabilme özelliği ile ileride çok daha tercih edilen bir kaynak olacaktır. Başta ulaştırma olmak üzere, sanayi, konut ve enerji çevrim sektörlerinde kullanılabilecek bir enerji kaynağı olarak karşımıza çıkacaktır [31].



Şekil 2. 21 Güneş enerjisi ile hidrojen elde etme yöntemi

Hidrojen elde etme yöntemlerinden biri olan güneş enerjisi ile ısı elde edilerek, kimyasal reaksiyon sonucu sudan hidrojen üretilir. Bu hidrojen yanma ile elektrik enerjisine çevrilebilir. Şekil 2.21’de yoğunlaştırılmış güneş enerjisi teknolojisi ile termokimyasal hidrojen üretimi işlevişi gösterilmektedir.

### NÜKLEER ENERJİ TEKNOLOJİSİ

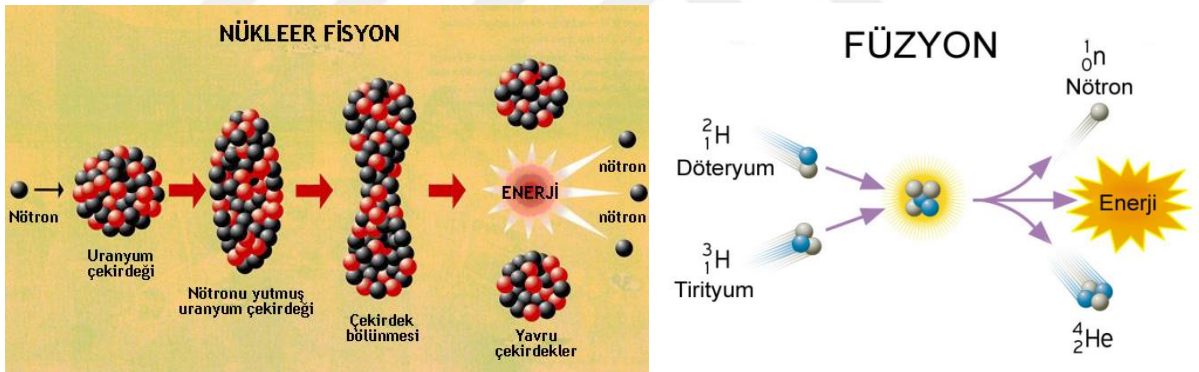
Nükleer enerji teknolojisinin gelişmesinde bilimsel çalışmalar etkin rol oynamıştır. Özellikle atom ve yapısı üzerine yapılan çalışmalar atomdan enerji elde etmenin fark edilmesiyle farklı boyutlara ulaşmıştır. 1930'larda İtalya'da Enrico Fermi ve çalışma arkadaşları nötronla ilgili bir dizi deney gerçekleştirirken, nötronun yüksüz olması nedeniyle çekirdeğe etki etmede kullanışlı olacağını saptamışlardır. Nötron yakalama yoluyla radyoizotop üretebilen ekip yeryüzündeki ilk fisyon hareketini gerçekleştirdi bu sürecin adı 1939 yılında Almanya'da Hahn ve Strassman, nötron bombardımanı sonucunda uranyumdan baryum elde ettiklerini ilan ederek, konulmuştur [32].

Fermi'nin ilk nükleer reaktörü geliştirmesiyle, bu teknolojinin doğal olarak öncelikle askeri amaçlar ile kullanılması fikri geliyordu. Atom bombası (fisyon tepkimesi) ve Hidrojen Bombası (füzyon tepkimesi) çalışmaları hız kazanmışken bir yandan Atom Denizaltısı inşası hedef alınıyordu. Seyir halindeyken enerji ihtiyacını bünyesindeki nükleer reaktörden sağlayan denizaltı anlamına gelen Atom Denizaltısı, petrolle çalışan bir denizaltı aracına göre çok daha uzun süre su altına kalabilme kabiliyetine sahip olabilmektedir [33].



Şekil 3. 1 Nükleer reaktörlü ilk denizaltı

Yukarıdaki şekilde ABD’de geliştirilen ilk nükleer yakıt ile çalışan denizaltı ve mürettebatının da Einstein’ın enerji formülünü resmettiği görülmektedir. Askeri alanda gelişen nükleer teknoloji aynı zamanda sivil alanda da gelişim gösteriyordu. Filyon tepkimesi atomların bölünmesini, füzyon tepkimesi atomların birleşmesini ifade ediyorken radyoaktif bozunma ise kararsız atomların kararlı olmak için enerji yaymasıyla meydana gelir. İlerleyen teknoloji sayesinde nükleer enerji bilinen bu üç yöntemi ile bilimsel çalışmalara konu olmaktadır.



Şekil 3. 2 Nükleer filyon ve füzyon tepkimeleri

Şekil 3.2’de görüldüğü üzere filyon ve füzyon tepkimeleri sonucu enerji meydana gelmektedir. Günümüzde nükleer enerji teknolojisi olarak daha çok filyon reaksiyonlarının gerçekleştiği reaktörler kullanılmaktadır. Bu reaktörlerde filyona uygun atomik yapıya sahip olan uranyum atomunun (U-235) çekirdeğinin bir nötron ile parçalanması sonucu enerji açığa çıkmaktadır. Bu enerji elektrik enerjisine çevrilmektedir. Doğada yer alan uranyum atomu çekirdeklerinin binde yedisi (U-235) bölünebilir yeteneğine sahiptir. Nükleer enerji elde etme sırasında, reaktörlerde uranyum atomları nötronları yutar ve uranyum (U-236) izotopu meydana gelir. Bu

izotop ise daha kararlı atomlara bölünür ve bu sırada enerji açığa çıkar. Açığa çıkan bu enerji nükleer enerji olarak adlandırılır. Bölünme ile ortaya çıkan nötronlar başka çekirdeklere çarparak yeni tepkimelere yol açar ve bu olaya “Zincirleme Reaksiyon” denir [34].

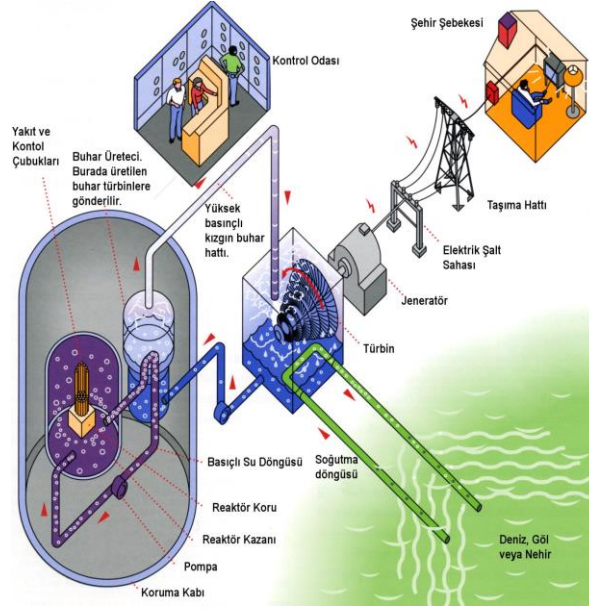
Nükleer reaktörlerde ise bu zincirleme reaksiyonlar çok daha kontrollü ve yavaş gerçekleşir. Özellikle nötronların bir moderatör aracılığı ile yavaşlatılması sonucu reaksiyonlar daha verimli gerçekleşir ve daha fazla enerji elde edilir. Bu yavaşlatma işlemi için çoğunlukla su tercih edilir. Suda yer alan hidrojen atomu ile karşılaşan nötronlar yavaşlar. Nötronların yavaşlamasına neden olan su aynı zamanda reaksiyon sonucu ısınan ortamın soğutulmasına da katkı sağlar.

### **3.1 Nükleer Reaktörler**

Enerji üretimine neden olan nükleer tepkimenin gerçekleştiği bölüme reaktör denir. Reaktörler nükleer enerjiyi elektrik enerjisine çeviren sistemlerdir. Fiyon sonucunda açığa çıkan enerji, yakıt ve diğer malzemeler ile önce ısı enerjisine dönüşür, soğutucu vasıtasıyla bazı teknolojilerde doğrudan bazı teknolojilerde ise ısı enerjisini başka bir taşıyıcı ortama aktararak türbin sisteminde kinetik enerjiye ve daha sonra da jeneratör sisteminde elektrik enerjisine dönüşür.

Şekil 3.3’te görüleceği üzere yaygın olarak kullanılan bir reaktör yakıt, yavaşlatıcı (moderatör), kontrol elemanları, kazan ve koruyucu zırh bileşenlerinden oluşur. Reaktörler birden fazla koruma kabı ile korunmaktadır. Bu kablarda radyoaktif sızıntıların dışarıya sızmasını engellemek amacıyla çok güçlü çelik ve beton koruma içermektedir.

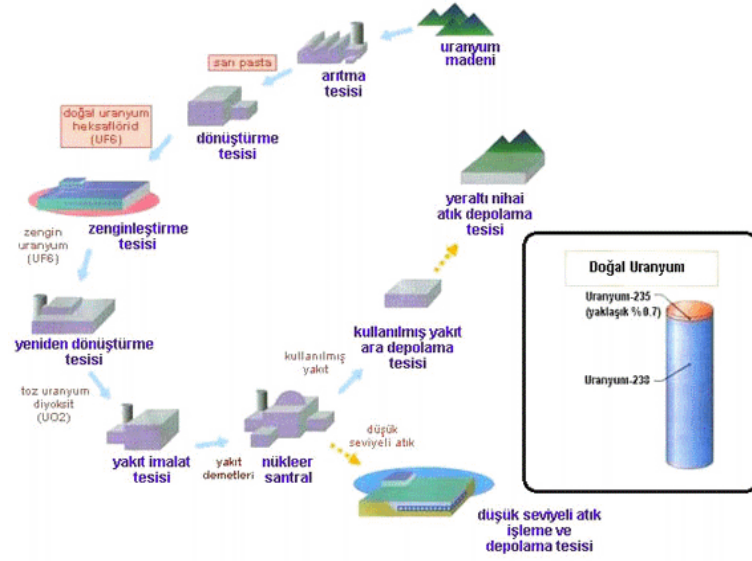
Reaktörler yakıtlarına, soğutucularına ve yavaşlatıcı sistemlerine göre sınıflandırılmaktadır. Reaktör bileşenlerine değinildikten sonra reaktör sınıfları da aktarılacaktır.



Şekil 3. 3 Nükleer reaktör tipi örneği

Reaktörün en önemli bileşenlerinden bir tanesi yakıt maddesidir. Ticari reaktörlerde yakıt olarak daha çok uranyum kullanılmaktadır. Uranyum madeni yer altından elde edildiği gibi kullanılamamaktadır. Uranyum ilk olarak zenginleştirilir, zenginleştirme işlemi sonrası sarı pasta (yellow cake) olarak adlandırılan  $U_{308}$  formuna getirilmektedir. Ardından kimyasal işlemler ile sarı pasya uranyum hekzaflorid ( $UF_6$ ) haline dönüştürülmektedir. Farklı zenginleştirme metodları ile toz halinde uranyumdioksit ( $UO_2$ ) elde edilir. Bu malzeme ise preslenerek ve 1400 dereceye kadar ısıtılarak silindir şeklindeki yakıt paletlerine dönüştürülür. Yakıt paletleri ise yakıt zarfı elemanları içerisinde üst üst konularak yakıt çubukları elde edilir [35].

Böylece nükleer yakıt döngüsü, madenden çıkarılışından başlayarak zenginleştirme ve kimyasal işlemleri sonucu reaktörde kullanılacak yakıt haline dönüşerek tamamlanır. Aşağıda yer alan Şekil 3.4'te görüldüğü gibi, reaktörde kullanılan yakıt tekrar kullanılmak üzere yeniden işlemeye tabi tutulabileceği gibi atık olarakta bertaraf edilmektedir.



Şekil 3. 4 Nükleer yakıt döngüsü

Reaktör bileşenlerinden bir diğeri ise kimyasal tepkimeyi kontrol altında tutmak için gerçekleştirilen nötron yavaşlatma işleminde görev yapan yavaşlatıcılardır. Uranyumun yakıt olarak kullanıldığı reaktörlerde hafif ve ağır su yavaşlatıcı görevi görmektedir. İlk kurulan nükleer santrallerde grafitte yavaşlatıcı olarak kullanılmış ancak grafitin karbon içermesinden ötürü ilerleyen teknoloji ile su kullanımı yaygınlaşmıştır. İçinde bulundurduğu hidrojen atomları sayesinde nötron yavaşlatıcı olarak kullanılan su aynı zamanda reaktör kabının soğutulmasında da kullanılmaktadır. Pompalar vasıtasıyla soğuk su reaktöre pompalanır ve soğutucu görevi görerek reaktörü terk eder.

Reaktörde üretilen enerjiyi belli bir güçte tutmak için kontrol çubukları kullanılmaktadır. Bu gücün kontrolü, reaksiyonun kontrolü ile yani nötronların tutulması ile olur. Kadmiyum yahut bordan elde edilen çubuklar istenilen derinliğe indirilerek nötronları yakalar ve tepkimeyi durdurur. Tüm bu işlemler çelik ve ağır betondan yapılmış koruyucu bir zırhın içerisinde yer alan reaktör kabında meydana gelmektedir.

Yukarıda değinilen bileşenlerden oluşan reaktörler aşağıdaki gibi sınıflandırılabilir.

### 3.1.1 Hafif Su Reaktörleri

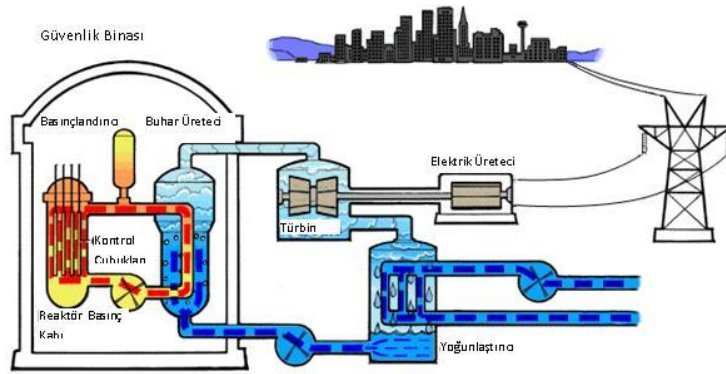
Soğutucu ve yavaşlatıcı olarak normal su kullanılan reaktörlere hafif su reaktörleri adı verilmektedir. Günümüzde kullanılan iki tip hafif su reaktörü bulunmaktadır.

### 3.1.1.1 Basınçlı Su Reaktörleri (PWR)

Basınçlı su reaktörleri ticari olarak en çok tercih edilen reaktör tiplerindedir. Çalışma prensibi ise üretilen enerjinin soğutucu tarafından alınması ve buhar üreticisinden geçirilerek buhar jeneratörüne iletilmesi sonucu elektrik elde edilmesi şeklindedir. Bu tip reaktörlerde reaktör korunun soğutulması ve kaynamasını engellemek için su kullanılır. Jeneratörden geçen buhar yoğuşturucuya gönderilir ve yoğuşturularak tekrar buhar üreticisine aktarılır.

Reaktör içerisinde yüksek basınç olduğundan basınca dayalı sistemlerin kullanılması gerekmektedir. Bu gereksinimler bu tip reaktörlerin pahalı olmasını doğurmaktadır.

Bu reaktörleri diğer reaktörlerden ayıran en önemli özellikler; iki aşamalı soğutma sistemlerinin olması ve yüksek basınç ile soğutucunun sürekli sıvı formda kalmasıdır. Kullanılan suyun tüm özelliklerinin bilinmesi, ulaşılabilir ve kolay olması tercih edilmesinin nedenlerindedir. Ancak yakıt yüklemesi sırasında kapatılma zorunluluğu, kızgın buhar üretiminin zorluluğu ve pahalı borulama sistemi ise bu tiplerin dezavantajlarındandır [36].



Şekil 3.5 Basınçlı su reaktörü

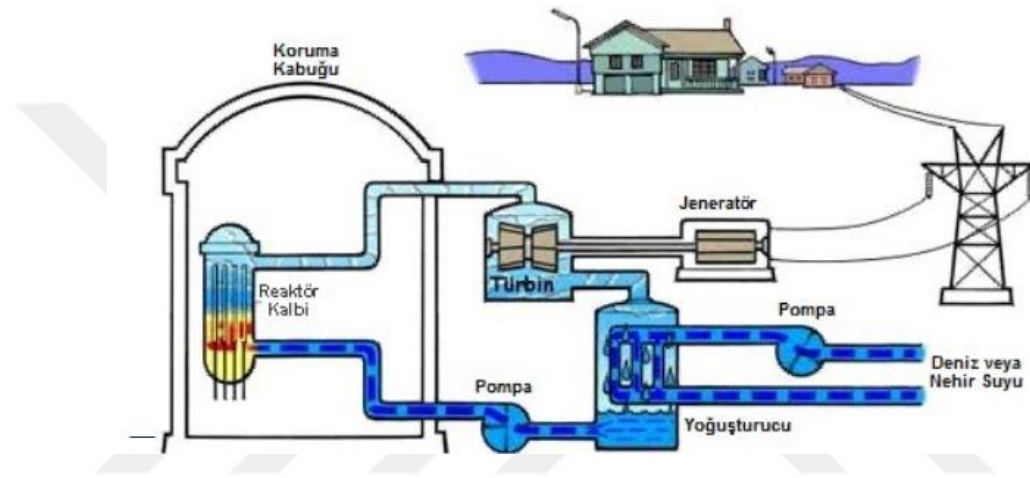
### 3.1.1.2 Kaynar Su Reaktörleri (BWR)

Basınçlı su reaktörlerinden sonra yaygın olarak kullanılan reaktör tiplerinden biri de, basıncın düşük sıcaklığın ise yüksek olduğu kaynar su reaktörleridir. Birincil soğutma sistemleri olmasına rağmen ikincil soğutma devresine sahip değildir. Reaktör içerisinde su kaynama seviyesine ulaşır ve buhar doğrudan türbinlere gönderilerek jeneratör yardımıyla elektrik üretilir.



Kaynar su reaktörlerini diğer reaktör tiplerinden ayıran en önemli özellik; reaktör içerisinde kaynamaya izin verilmesi ve tek döngülü soğutma sistemi olmasıdır. Düşük bir sistem basıncının var olması, ara ısı aktarma araçlarının kullanılmaması ve hafif suyun ucuz olması bu reaktörlerin avantajlarıdır. Ancak kullanılan suyun radyoaktivite taşıması, yakıt yüklemesi sırasında reaktörün kapatılması dezavantajlarıdır [37].

Bu reaktörlerde basınçlı su reaktöründeki gibi buhar üretici olmadığından Şekil 3.6'da görüleceği üzere tasarım süreci daha hızlı ve basittir.



Şekil 3. 6 Kaynar su reaktörü

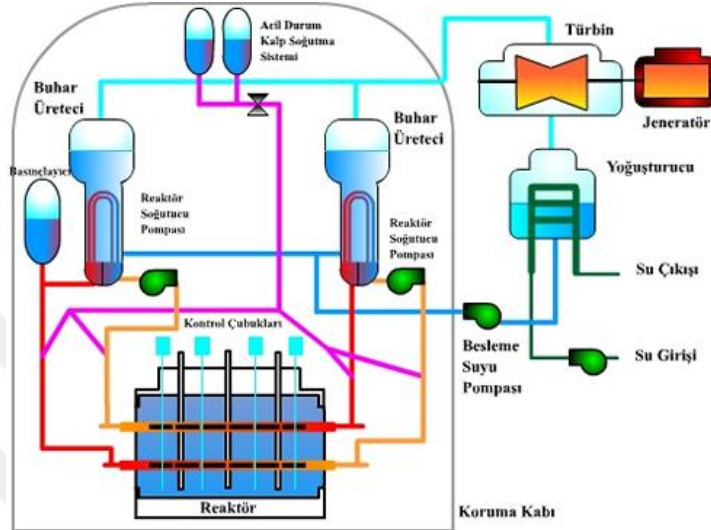
### 3.1.2 Ağır Su Reaktörleri (HWR)

Suda bulunan hidrojen atomu gibi bir protona sahip olan izotopu döteryum bir nötrona sahip olduğundan daha ağırdır. Döteryum içeren suya ( $D_2O$ ) ağır su denilmektedir. Yavaşlatıcı ve soğutucu olarak ağır su kullanılan reaktörlere Ağır Su Reaktörleri denilmektedir.

#### 3.1.2.1 Basınçlı Ağır Su Reaktörleri (PHWR)

Basınçlı su reaktörlerinde olduğu gibi soğutucu olarak kullanılan suyun ağır su olduğu ancak yüksek basınç altında tutularak kaynamasının önlenildiği reaktör tipleridir. Kanadalıların tasarımına dayandığı için CANDU olarak adlandırılmaktadır. Bu tip reaktörlerde reaktörün içerisinde yakıt kanalları adı verilen tüpler bulunmaktadır. Soğutucu ağır su, önce yakıt kanallarına ardından da buhar üreteçlerine pompalanır.

Buhar üreteçlerinde enerjisini bırakan soğutucu başka bir kanal yoluyla veya ters yönden reaktöre gönderilir. Soğutucu buradan diğer buhar üretecine giderek sistemin devamlılığını sağlar [38]. Diğer reaktörlerden en büyük farkı ve avantajı yakıt değişimi sırasında santralin açık kalabilmesidir. Bu da enerji üretiminin daha uzun süre gerçekleşebilmesi anlamı taşımaktadır.



Şekil 3. 7 CANDU reaktörü

### 3.1.3 Diğer Reaktörler

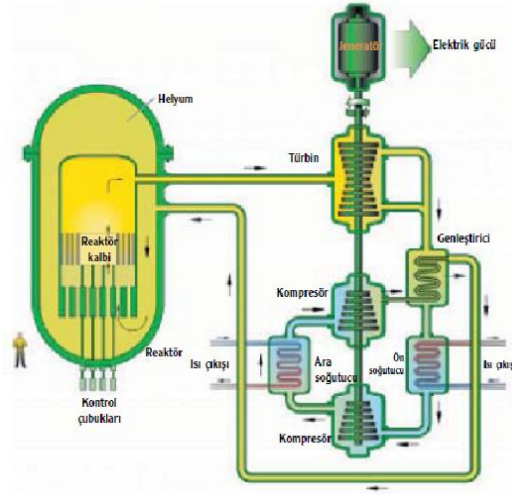
Hafif ve ağır su reaktörlerinin haricinde soğutucu olarak gaz kullanılan Gaz Soğutmalı Reaktörler (GCR), Su Soğutmalı ve Su Yavaşlatıcılı Reaktörler (WWER), Hafif Su Soğutmalı Grafit Yavaşlatıcılı Reaktörler (LWGR) ve Sıvı Metal Soğutuculu Reaktörler (FBR) bulunmaktadır.

#### 3.1.3.1 Gaz Soğutmalı Reaktörler (GCR)

Günümüzde sadece İngiltere’de kullanılan ve nötron yavaşlatıcı olarak grafitin, soğutucu olarak ise gaz kullanılan reaktörlerdir. Üretilen enerji gaz formundaki akışkan kullanılarak (karbondioksit) buhar üreteçlerindeki suyun ısıtılıp buhar haline dönüştürülmesi ve türbinler ve jeneratör yardımıyla elektrik üretiminin gerçekleşmesi prensibine dayanır [39].

Yakıt olarak doğal uranyum kullanan bu tip reaktörler, soğutucusunun ucuz olması ve toryum ve plütonyum gibi yakıt çevrimlerine yatkınlığı nedeniyle tercih edilirken, düşük

yakıt yanma oranı, yavaşlatıcı grafitinin karbon içermesinden ötürü yanıcı olması ve büyük ve pahalı reaktör kabı bu tiplerin çok yaygınlaşmamasının nedenlerindedir.

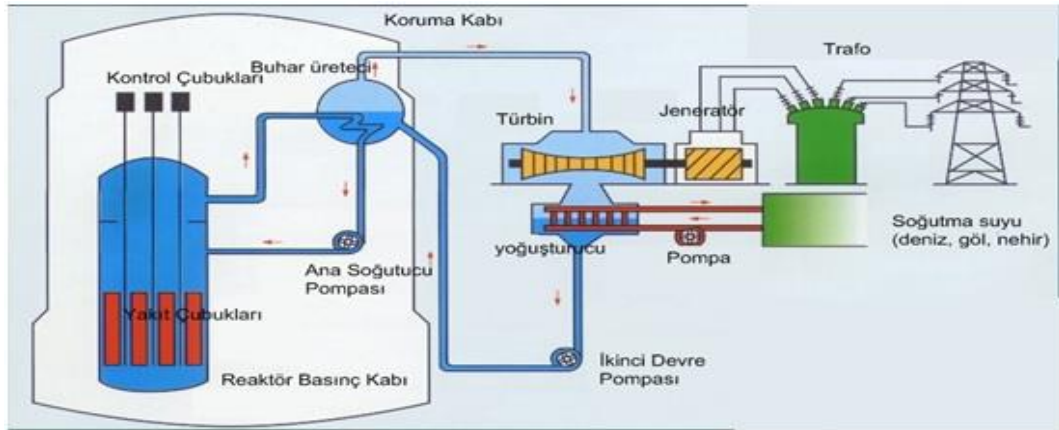


Şekil 3. 8 Gaz soğutmalı reaktörler

### 3.1.3.2 Rus Tipi Basınçlı Su Reaktörleri (VVER)

Bu reaktör tipleri soğutucu ve yavaşlatıcı olarak su kullanılan reaktörlerdir. Basınçlı su reaktörlerinin Rus tipi olarak bilinir. Buhar üreticileri yatay olarak konumlanmıştır ve üretilen ısı enerjisi soğutma devresine alınır. Burada üretilen buhar ikinci devre çevrimine aktarılır ve türbinler yardımıyla jeneratöre iletilerek elektrik enerjisi elde edilir.

Diğer reaktörlerden ayıran en önemli özelliği, yatay buhar jeneratörünün olması ve altıgen yakıt takımıdır. Reaktör ömrü 60 yıla kadar uzarken, yakıt değişimi sırasında işletmenin durdurulması gerekmektedir.



Şekil 3. 9 VVER tipi reaktör

Yukarıda yer alan Şekil 3.9'da görüleceği gibi Rus tipi reaktörlerin en önemli farklarından birisi buhar türbinin yatay olarak tasarlanmış olmasıdır. Türkiye Cumhuriyeti ile Rusya Federasyonu arasında 12 Mayıs 2010 tarihinde imzalanan Hükümetler arası anlaşmaya göre Mersin ili Akkuyu mevkiinde gerçekleştirilecek Nükleer Güç Santralinde bu tip reaktörler kullanılacaktır. Bu projede kullanılacak reaktörler Rusya Federasyonu tarafından geliştirilen VVER tipi en son model olacaktır. Bu tasarım, halen dünyada 18 adedi işletmede bulunan VVER-100 tasarımından geliştirilmiştir. Akkuyu'da her biri 1.200 MW gücünde olacak 4 ayrı VVER-1200 reaktörü yer alacaktır [40].

### **3.1.3.3 Hafif Su Soğutmalı ve Grafit Yavaşlatıcılı Reaktörler (LWGR)**

Soğutucu olarak hafif suyun, nötron yavaşlatıcı olarak ise grafitin kullanıldığı reaktör tipidir. Yakıt çubuklarının ve soğutucu kanallarının grafit yavaşlatıcıyı dikey olarak geçtiği tek tasarımdır. Reaktör içerisinde suyun kaynamasına izin verilirken yakıt değişimi esnasında işletme çalışır vaziyettedir. En önemli avantajlarından biri ise; ayrı basınç tüpleri vesilesiyle çok sayıda kanal bulunması ile büyük güçlere ulaşabilmesidir. Reaktör binasının bulunmaması, yanıcı olan grafitin yavaşlatıcı olarak kullanılması ve çok büyük reaktör kabının gereksinimi ise dezavantajları olarak sayılmaktadır.

### **3.1.3.4 Sıvı Metal Soğutuculu Reaktörler (FBR)**

Bu tip reaktörler hızlı üretken reaktörlerdir. Hızlı nötronlar ile gerçekleştirilen reaksiyonlar sonucu elde edilen ısı enerjisi, ısı değiştiriciler ile buhar üreteçlerine gönderilip burada üretilen buhar da türbin ve jeneratör yardımıyla elektrik enerjisine çevrilir. Bu reaktörlerde soğutucu olarak sodyum veya sodyum potasyum karışımı kullanılmaktadır.



Kurşun soğutmalı reaktörler: Nötronlar hızlı hareket ederek tepkimeleri sürdürürken ısı transferi için kurşun yahut kurşun bizmut kullanılacaktır. Yakıt esnekliği sağlayabilecek bu reaktörler aynı zamanda hidrojen üretebileceklerdir.

Sodyum soğutmalı hızlı reaktörler: Isı transferinin sıvılaştırılmış sodyum ile gerçekleştiği reaktörlerdir. Sızıntı tehlikesine karşın bu tip üzerine de çalışmalar devam etmektedir.

Eriyik tuzlu hızlı reaktörler: Hızlı nötronlar tepkimeyi sürdürürken, yakıt olarak tuz karışımındaki uranyumu ve soğutucu olarak ise sıvı florür tuzlarını kullanan reaktörlerdir. Tüketilmemiş yakıt demeti üretiminde avantaj sağlaması hedeflenmektedir.

Yukarıda anlatılan altı ana tasarım bazı araştırma aşamalarını geçmiş olsada, ticarileşmeleri için devlet desteklerine ihtiyaç duymaktadırlar [41].

### **3.2 Nükleer Yakıtlar ve Yakıt Döngüsü**

Nükleer santrallerde yakıt olarak doğal ve zenginleştirilmiş uranyum kullanılmaktadır. Bunun yanında tek başına kullanılamasa da uranyum ve plütonyum ile birlikte toryum da yakıt olarak değerlendirilmektedir.

#### **3.2.1 Uranyum**

Uranyum madeni 1789 yılında Martin Klaproth tarafından bulunmuş olup, doğada serbest olarak yer almaz. Çeşitli elementler ile birarada bulunarak uranyum minerallerini oluştururlar. Uranyum kaynaklarının dünyanın farklı bölgelerinde ve birçok ülkede yaygın olarak bulunması, bu cevherin çıkarılması, taşınması, depolanması nükleer enerji açısından bir avantaj oluşturmaktadır [42].

Çizelge 3. 1 2015 yılı dünya uranyum rezervi

Ülkeler	Ton	%
<b>Avustralya</b>	1,664,100	%29
<b>Kazakistan</b>	745,300	%13
<b>Kanada</b>	509,000	%9
<b>Rusya</b>	507,800	%9
<b>Güney Amerika</b>	322,400	%6
<b>Nijer</b>	291,500	%5
<b>Brezilya</b>	276,800	%5
<b>Çin</b>	272,500	%5
<b>Diğer</b>	1,129,000	%19
<b>Toplam</b>	5,718,400	

Çizelge 3.1’de yeryüzünde yer alan uranyum rezervleri göstermektedir ki [43]; dünya rezervinin yarısı Avustralya, Kazakistan ve Kanada’da yer almaktadır. Rezerv sahibi diğer ülkelere bakıldığında ise coğrafik olarak hemen hemen tüm bölgelerde ulaşılabilir uranyum rezervi bulunmaktadır. Dünyada durum böyle iken Türkiye’de bugüne kadar tespit edilmiş uranyum rezervlerinin büyük bir çoğunluğu sedimanter tip yataklardır. Bu gruba, Köprübaşı, Fakılı, Küçükçavdar ve Sorgun uranyum yatakları girmektedir. Sadece Demirtepe yatağı damar tipi uranyum yatakları grubuna girmektedir [44].

### 3.2.2 Toryum

Nükleer santrallerde direk yakıt olarak kullanılmayan toryum elementi doğada uranyumdan daha fazla bulunabilmektedir. İsveçli kimyager Jons Jakob Berzelius tarafından 1828 yılında keşfedilen toryum elementi, gümüş beyaz bir metaldir. Dünya yaşının yarısından fazla yarılanma ömrü olan toryum uranyum gibi hemen fisyonla

girmemesine karşın verimi uranyum ile aynıdır. Toryumun gelecek vaat eden başka bir özelliği ise doğada uranyumdan daha fazla bulunmasıdır [45].

Şuanki nükleer santral ve reaktör tasarımlarının temel unsurlarında değişikliğe gidilmeden yakıt olarak toryum elementinin kullanılması mümkün değildir. Bununla birlikte uranyum ve plütonyum elementleri ile birlikte yakıt olarak kullanılabilidiğinden, ilerleyen teknoloji ve rezerv fazlalığı nedeniyle tercih edilecektir.

Toryum elementinin bir adım geride kalmasının en büyük nedenlerinden birisi de nükleer yakıt üretim sürecinin uranyum ile başlamış olması ve tasarımların bu elemente göre yapılmış olmasıdır. Hindistan büyük miktarda toryuma buna nazaran daha az miktarda uranyuma sahip olmasından dolayı toryumun ticarileştirilmesi hususunda çalışmalar yapmıştır [46].

Aşağıdaki çizelgede 2014 yılı itibariyle dünya üzerinde tahmin edilen toryum rezervleri yer almaktadır [46]. Buna göre dünya toryum rezervinin yarısına yakını Hindistan, Brezilya, Avustralya ve ABD ülkelerinde bulunmaktadır. Bu tabloda toryum elementinin de uranyum elementi gibi farklı coğrafyalarda rezerv olarak bulunduğunu göstermektedir.

Çizelge 3.2'de görüleceği üzere Türkiye'de dünya toryum rezervinin yaklaşık %6'sı bulunmaktadır. Bu rezerv 1959 yılı itibariyle MTA tarafından yürütölen çalışmalar sonucu Eskişehir civarında elde edilmiştir. Toryumun bulunduğu rezervlerin kayaç tipi rezerv olması sebebiyle diğer ülkelere göre cevher zenginleştirme işlemi daha zor ve maliyetlidir [48].



Çizelge 3. 2 2015 yılı dünya toryum rezervi

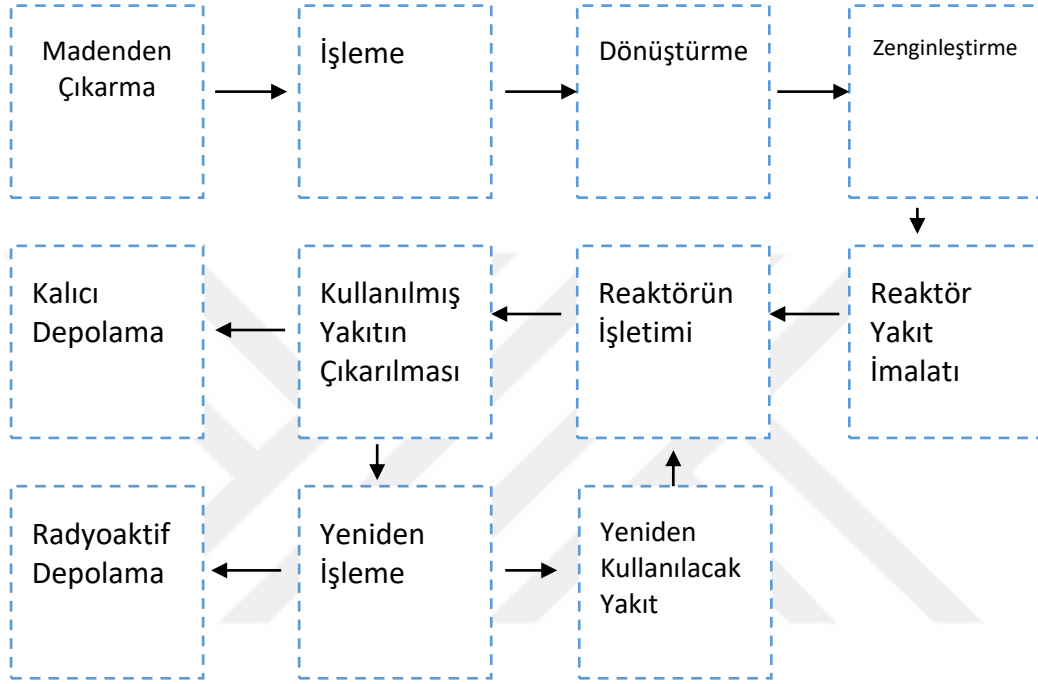
Ülkeler	Ton	%
Hindistan	846,000	%13
Brezilya	632,000	%10
Avustralya	595,000	%9
ABD	595,000	%9
Mısır	380,000	%6
Türkiye	374,000	%6
Venezuela	300,000	%5
Kanada	172,000	%3
Rusya	155,000	%2
Güney Afrika	148,000	%2
Çin	100,000	%2
Diğer	2,058,000	%33
<b>Toplam</b>	<b>6,355,000</b>	

### 3.2.3 Plütonyum

Plütonyum elementi çalışan her nükleer santralde kendiliğinden oluşur. Dolayısıyla bir anlamda plütonyumun üretildiği reaktörler, yenilenebilir enerji kaynağı haline gelmektedir.  $U_{238}$  izotopu uranyumun nötronlar ile etkileşimi sonucu plütonyuma dönüşür. Bu dönüşüm yavaş bir şekilde gerçekleşir. Plütonyum fisyon tepkimesine çok yatkın bir element olduğundan reaktörde üretilen enerjinin ciddi bir kısmını oluşturur.

### 3.2.4 Nükleer Yakıt Döngüsü

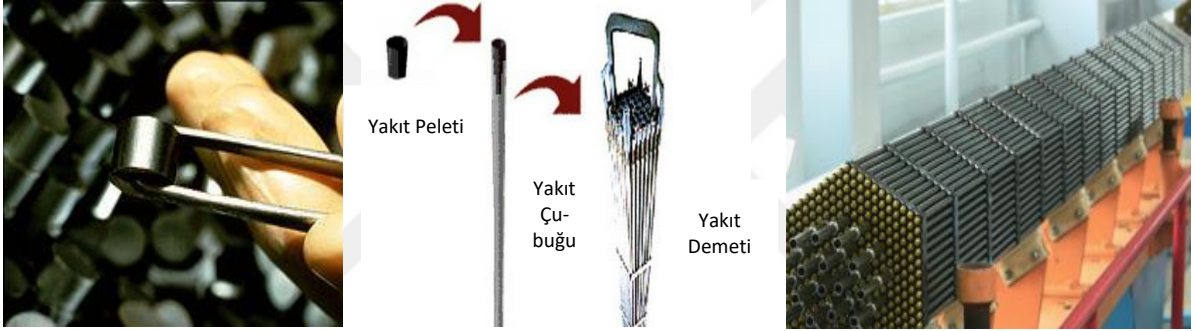
Nükleer santrallerde fisyon tepkimesine yatkın elementlerin, doğadan cevher olarak çıkarılmasından reaktörlerde nükleer yakıt olarak kullanılmasına ve kullanıldıktan sonra zararsız hale getirilmesi süreçlerine nükleer yakıt döngüsü adı verilmektedir.



Şekil 3. 11 Uranyum yakıt çevrimi

Yukarıdaki şekilde görüleceği üzere uranyum cevheri direk olarak yakıt yerine geçmemektedir. Madenden çıkarıldıktan sonra kimyasal işlemler ile önce dönüştürülüp sonra zenginleştirilmektedir. Yakıt haline geldikten sonra reaktörde tepkimeye girmekte ve tepkime sonrası bir kısmı depolanırken bir kısmı ise yeniden işlenerek tekrar yakıt olarak kullanılabilir. Bu iki ayrı işlem açık ve kapalı çevrim olarak adlandırılır. Açık çevrimde, madenden elde edilen uranyum işlenip reaktörde kullanıldıktan sonra ortaya çıkan kullanılmış yakıt doğrudan depolanmaktadır. Bu tip santrallerde radyoaktif maddelerin depolama tesisleri önceden inşa edilir. Kapalı çevrimde ise, kullanılmış yakıt yeniden işlenerek içinde bulunan kullanılabilir durumda olan uranyum ve plütonyum gibi maddeler ayrıştırılmakta ve bunlar yeniden enerji üretiminde yakıt olarak kullanılabilir [49].

Yakıt olarak kullanılan uranyum madenleri uranyl nitrat ( $U_{308}$ ) olarak %0.7 oranında zengindir. Bu nedenle, uranyum madenden çıkarıldıktan sonra yoğunlaştırma işlemi sonrası bu oran %50'lere vararak sarı pasta elde edilir. Sarı pasta, çeşitli kimyasal işlemlere tabi tutularak saflaştırılıp çöktürülerek uranyum oksit elde edilir.  $UO_3$  kullanım amacına göre  $UO_2$  veya  $UF_6$ 'ya dönüştürülür. Zenginleştirme işleminde ise, doğal uranyumda yer alan  $U_{235}$  izotopu oranını artırmak için santrifüj veya gaz difüzyon ile kimyasal işlemler gerçekleştirilir. Zenginleştirme işlemi tamamlanmış  $UO_2$  pelet olarak ifade edilen yakıt haline getirilir. Bu peletler çubuklar içerisine doldurularak yakıt çubuğu elde edilir. Yakıt çubukları tasarıma uygun diziler kullanılarak yakıt demeti haline getirilir. Bu demetler reaktöre gönderilir.



Şekil 3. 12 Uranyum yakıt paleti ve yakıt çubukları

Dünya Nükleer Derneği (WNA) tarafından 2015 yılında hazırlanan Nükleer Yakıt raporuna göre dünya üzerinde uranyum zenginleştirme kapasiteleri aşağıdaki tabloda verilmiştir. Bu tabloya göre zenginleştirme teknolojisi Avrupa ülkelerinde çok yaygın olarak bulunurken, ABD ve Rusya'da bu teknolojiye ev sahipliği yapmaktadır.

Çizelge 3. 3 Uranyum zenginleştirme kapasiteleri

Ülkeler	Şirketler	2013	2015	2020
Fransa	Areva, Georges Besse I & II	5,500	7,000	7,500
Almanya, Hollanda, UK	Gronau, Almelo, Capenhurst	14,200	14,400	14,900
Japonya	JNFL, Rokkaasho	75	75	75
ABD	Urenco, New Mexico	3,500	4,700	4,700
Rusya	Tenex: Angarsk, Novouralsk, Zelenogorsk, Seversk	26,000	26,578	28,663
Çin	CNNC, Hanzhun & Lanzhou	2,200	5,760	10,700
Diğer	Arjantin, Brazilya, Hindistan, Pakistan, İran	75	100	170
<b>Toplam</b>	SWU/yıl	51,550	58,600	66,700

Nükleer yakıt döngüsü değinildiği gibi işlemler, dönüştürmeler ve zenginleştirmelerden oluşurken bu teknolojiye sahip ülkeler bir yandan yakıt maliyetlerini düşürürken bir yandan elde ettikleri teknik bilgiler ile altyapılarını güçlendirerek sahip oldukları nükleer santrallerin uzun vadede yakıt ihtiyaçlarına çözüm sunabilecek duruma gelmektedirler. Bu bakımdan nükleer teknoloji ile ilk tanışan ülkeler, yan teknolojilere de ilk sahip olma özelliğini taşımaktadırlar.

### 3.3 Radyoaktivite ve Nükleer Atık Döngüsü

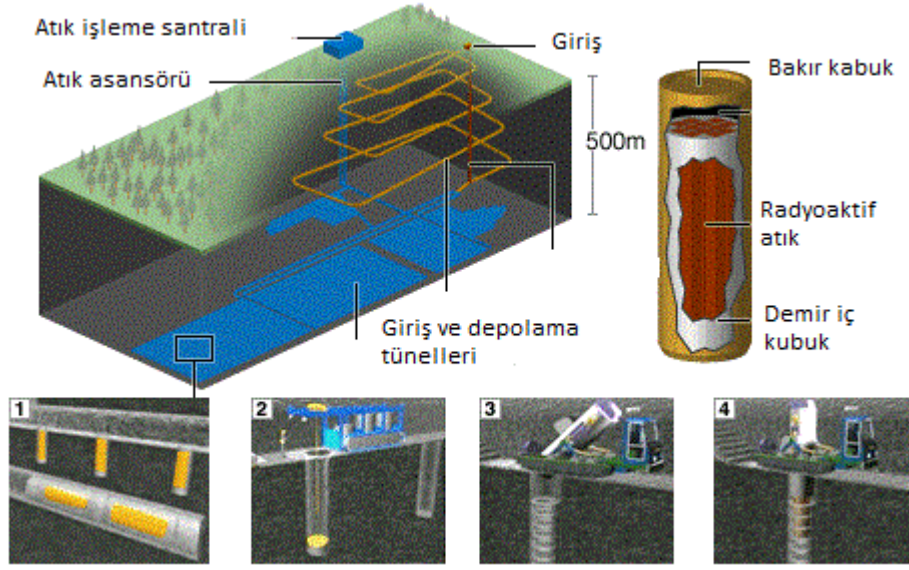
Nükleer yakıt döngüsü aşamalarında ortaya çıkan kalıntılara nükleer atık adı verilir. Bu kalıntılar yakıt döngüsünde buldukları ve nükleer tepkimeye girdikleri için radyoaktivite riski taşımaktadırlar. Ayrıca santralin hizmet dışı bırakılması ve sökülmesi aşamasında da atık üretilir [50]. Bu bakımdan risk oranlarına bakılmaksızın tüm atıklar yönetilmek zorundadır. Bu yönetim güvenli ve ekonomik olmalıdır. Atık oranına örnek

vermek gerekirse; örneğin 1.000 MW gücündeki su soğutmalı bir nükleer reaktörden çıkan kullanılmış yakıtın yaklaşık %95,5'i ana yakıt malzemesi olan uranyum oksittir. Yani tüm yakıtın yalnızca %4,5'i eksilmiştir ve bu eksilen miktarın yerini de reaktörde çeşitli nükleer reaksiyonlar sonucu meydana gelen, bölünme ürünü elementler, plütonyum ve uranyum ötesi ağır elementler almıştır [51].

Yakıt çevriminde anlattığımız üzere kullanılmış yakıtların bir kısmı yeniden işlenebilmektedir. Yeniden işleme sonrası geriye bölünme ürünleri ve uranyum ötesi elementlerden oluşan bir kalıntı kalır. Tekrar kullanılamayacak bu kalıntı yüksek aktiviteli nükleer atık adını alır.

Bu atıkların yönetim ve düzenlemesini kolaylaştırmak amacıyla atık sınıflandırılması geliştirilmiştir. Radyoaktivite özelliği taşıyan atıklar düşük, orta ve yüksek düzeyli radyoaktif atık olmak üzere 3 ana sınıfa ayrılmıştır. ABD Nükleer Düzenleme Kurumu'na göre düşük düzeyde atıklar; radyoaktif maddeyle kirlenmiş yada nötron radyasyonuna maruz kalma sonucunda radyoaktif hale gelmiş parçaları içerir. Orta düzeyli radyoaktif atıklar ise reaktör kabındaki radyoaktif madde ve malzemelerdir. Yüksek düzeyli radyoaktif atıklar ise; fisyon reaksiyonu sonucu üretilen atıklardır. Bu tür atıkların birçok bileşeni kısa bir zaman süresinde bozunurken geriye kalan bazı maddeler ise on yıllarca bozunmadan kalabilir. Çok yüksek radyasyon sebebiyle bu atıkların nakliyesi ve depolanması özel bir eğitim ve teknoloji sayesinde yapılmaktadır [52].

Atık yönetimi; santrallerin modernizasyonu ile atık miktarının azaltılması, atığın depolanmaya uygun hale getirilmesi, ara depolama tesislerinin oluşturulması ve ara depolanmanın yapılması, canlılardan ve çevreden uzak, güvenilir nihai depolamanın yapılması aşamalarından oluşur. Nihai depolama örneklerinden özellikle Finlandiya Olkiluoto Nükleer Enerji Santrali yakınında yapılacak ilk kalıcı nükleer atık saklama tesisi dikkat çekmektedir. Bu tesis yeraltında oluşturulan tünellerde atık depolamayı sağlayacaktır. Atıklar öncelikle bakır kaplı kapsüllerin içine koyulacak ardından derin tüneller içerisinde açılacak deliklere gömülen kapsüllerin üzeri betonit kilitle kapatılacaktır [53].



Şekil 3. 13 Finlandiya modeli atık depolama yapısı

Radyoaktif atıkların bertaraf edilmesinde kalıcı saklama (depolama) yönteminde farklı usuller de kullanılmaktadır. Örneğin, atıkların katılaştırılarak saklanması tercih edilebilmektedir. Katılaştırma metodu olarak ise, çimentolaştırma, polimerizasyon ve camlaştırma teknolojileri kullanılmaktadır [54].

### 3.4 Nükleer Santral İşletme ve Bakım Döngüsü

Nükleer santrallerin işletilmesi ve bakımı, hedeflenen verimlilikte elektrik üretilmesi, maliyetlerin kontrol altında tutulması, emniyet ve güvenliğin sağlanması ve periyodik teknik bakımların gerçekleştirilmesi anlamına gelmektedir. Yani, santralin işleyişine devam etmesi için tüm takip, denetleme ve kontrol mekanizmalarını içerir.

Nükleer santral işletme ve bakım döngüsü diğer elektrik üretim santrallerinden farklı olarak aşağıdaki hususları içerir;

- Teknik personel ihtiyacı ve yüksek personel yetkinlik düzeyi
- Radyasyon içeren süreçlerin ve ekipmanların yönetimi gereksinimi
- Yakıt ve atık doldur-boşalt süreçlerinin teknik ve ekonomik gereksinimleri
- Küçük ve büyük ölçekli bakım süreçlerinin yönetilmesi
- Çevresel etkilerin sınırlandırılması için gerekli hukuki, teknik, idari ve mali gereksinimler.

Yüksek emniyet ve güvenlik gerektiren nükleer santrallerin işletme ve bakım döngüleri uzun vadeli eğitimsel çalışmalar ve istikrarlı yönetim politikaları gerektirmeleri açısından da diğer santrallerden ayrılmaktadır. Ayrıca 20-30 yıl işletme süreleri ile sınırlı diğer santrallere nazaran yaklaşık 60 yıl işletmede kalma süresine sahip olan nükleer santraller yukarıda bahsedilen gereksinimlerin en üst düzeyde uygulanması ihtiyacını taşımaktadır.

Bu nedenlerden ötürü bir çok nükleer santralin işletmesi ve bakım süreçlerinin yürütücüsü santral sahibinden farklı bir tüzel kişilik olurken aynı zamanda bu süreçler üçüncü taraf ve bağımsız danışmanlar tarafından denetlenmektedir.



Şekil 3. 14 Nükleer santral işletme ve bakım örneği

Nükleer santrallerden üretilen elektriğin birim maliyetini etkilemesi açısından da işletme ve bakım sürecinin ayrı bir önemi vardır. Değişken ve sabit maliyetlerin toplamından oluşan bu maliyet kalemi ayrıca diğer elektrik santrallerinden üretilen elektriğin ilgili maliyeti ile karşılaştırıldığında, gösterdiği performans ile nükleer teknolojinin kabul edilebilirliği açısından dikkate değer bir indikatör özelliği taşımaktadır.

### NÜKLEER ENERJİ MALİYETİ

Enerji maliyeti bir elektrik üretim santralinde katlanılan tüm maliyetlerin toplamının o santralden üretilen toplam elektrik miktarına bölünmesi ile elde edilen tutardır. Tüm maliyetlerden kastedilen yatırım maliyeti, finansman maliyeti, yakıt ve atık maliyeti, işletme ve bakım maliyeti ve santralin işleyişi için harcanan diğer maliyetlerdir. Belirli bir süre içerisinde toplanan maliyetlerin yine aynı süre dilimi içerisinde üretilen elektrik miktarına bölünmesi ile enerji maliyeti elde edilir [55]. Yatırım kararı esnasında alternatif enerji kaynakları arasında karar vermek için en yaygın kullanılan yöntemlerden biri enerji maliyetinin hesaplanmasıdır.

Nükleer enerji maliyeti ise bu maliyetin nükleer santralden üretilen birim elektrik için hesaplanmasıdır. Elektrik enerjisinin maliyetinin gerçek değerini elde edebilmek için santralin tüm maliyetlerinin hesaplanması gerekmektedir. Bu hesap esnasında paranın zaman değeri, eskalasyonlar ve ödeme takvimi etkisi gibi finansal durumlarında göz önünde bulundurulması elzemdir. Bu bakımdan excel tabanlı bir finansal model oluşturularak gerçek maliyetlere ve bu maliyetlerin birim elektrik maliyeti üzerindeki etkilerine ulaşacağız. Finansal modelde dikkate alınan parametre ve varsayımlar, kullanılan yöntem ve detaylar ilgili bölümde anlatılacaktır. Bu bölümde nükleer enerji maliyetini oluşturan kalemlere değinilecektir.



#### 4.1 Yatırım Maliyeti

Yatırım maliyeti bir santralin kurulum için hazırlanması, kurulması ve çalışacak düzeye getirilmesi aşamalarında katlanılan maliyettir. Bu maliyet kalemleri arasında; EPC olarak bilinen mühendislik-teknik satın alma-inşaat maliyeti, arazi ve saha hazırlama maliyeti, proje yönetimi ve idari maliyetler bulunmaktadır. Ayrıca yatırım maliyeti içerisinde maliyet eskalasyonları ve enflasyon maliyetleri de bulunmaktadır.

EPC maliyetleri arasında proje ile ilgili tüm mühendislik ve müşavirlik işlemleri, üçüncü taraf danışmanlık işlemleri, projeye ilişkin özellikle teknik satın alma işlemleri ve inşaat işlemlerine ilişkin maliyetler bulunmaktadır. Bu maliyetler projenin büyüklüğüne ve süresine göre değişiklik göstermekle birlikte özellikle yüksek bütçeli projelerde vade farkından dolayı tüm maliyetlere ciddi oranda ek maliyet gelmektedir. Arazi ve saha hazırlama maliyetleri ise; proje arazisinin satın alma yahut kiralama bedelini ve gerekli izinlerin (kadaströl yol izni, orman izni vb.) alınması için harcanan maliyeti, proje sahasının (şantiye alanı) düzleme ve inşaata hazırlanma maliyetini, şantiye alanının yaşamsal şartlarının oluşturulmasını ve güvenlik, aydınlatma ve emniyet tedbirlerinin alınmasını kapsamaktadır.

Proje yönetimi ve idari maliyetler ise; EPC sürecinin tüm aşamalarının yönetimi, tüm personelin sevk ve idaresini, zaman ve maliyet esaslarına göre iş planının takibi ve proje ile ilgili harici kurum ve kuruluşlar ile yapılan görüşme, toplantı ve izin süreçlerinde katlanılan maliyetleri kapsamaktadır. Tüm bu maliyetlerin belli bir takvime yayılmış olması ve özellikle nükleer santrallerin inşaat sürelerinin konvansiyonel santrallere göre daha uzun sürmesi nedenleriyle yatırım maliyeti hesabına eskalasyon ve enflasyon farklarını da dahil etmek gerekmektedir. Maliyet kalemlerinin birçoğu vade farkından dolayı belli bir oranda eskalasyona tabi olmaktadır ve çoğu zaman enflasyon etkisi altında kalmaktadır.

Nükleer enerji santrallerinin yatırım maliyetinden bahsederken genellikle iki farklı kavramla karşılaşırız: Gecelik kurulum maliyeti ve finansman dahil yatırım maliyeti.

Gecelik yatırım maliyeti, tüm santralin bir gecede yapılmış ve işletmeye girmiş olması varsayılarak hesaplanan maliyettir. Finansman dahil yatırım maliyeti ise; yıllara sari yatırımı devam eden bir santralin maliyetine faiz ve benzeri eskalasyonları ekleyerek

hesaplanan maliyettir. Özellikle nükleer santral yatırımlarının 4-8 sene sürdüğü göz önüne alınırsa, yatırım maliyetinin finansman maliyetinden bağımsız olarak düşünülmesi yanıltıcı olabilecektir [56].

Bu iki maliyet arasındaki fark aşağıda yer alan Çizelge 4.1’de görebiliriz [57]. Yapılan yatırımın inşaat süresinin, yatırım tutarının ve yatırım için sağlanan finansmanın maliyetinin (faiz ve ücretler) projelere göre farklılık göstermesinden ötürü, aşağıdaki tabloda görüleceği gibi maliyetler çok etkilenmiştir.

Çizelge 4. 1 1998 ve 2015 yılları bazı ülkeler nükleer yatırım maliyetleri

Ülke	Teknoloji	Gecelik Kurulum Maliyeti		Finansman Dahil Yatırım Maliyeti	
		1998	2015	1998	2015
Finlandiya	BWR	2.256		2.672	
	PWR		4.896		6.959
Fransa	PWR	1.636		2.280	
	PWR (EPR)		5.067		7.202
Japonya	BWR	2.521		3.146	
	ABWR		3.883		5.519
Güney Kore	PWR	1.637		2.260	
	ALWR		2.021		2.580
ABD	PWR	1.441	4.100	2.065	5.828

Yatırım maliyetleri enerji maliyetini en çok etkileyen faktördür. İlgili santralin yatırım maliyeti aynı santralden üretilen birim elektrik maliyetinin yaklaşık %65 ile %85’ini oluşturmaktadır [58]. Bu oran diğer fosil kaynaklı santrallerde yaklaşık %20 civarında iken yenilenebilir enerji kaynaklı santrallerde ise yaklaşık %90 dolaylarındadır. Buradan da anlaşılacağı üzere nükleer santraller yatırım maliyetleri nispeten yüksek işletme ve bakım maliyetleri ise nispeten düşük santrallerdir. Kömür ve doğalgaz santrallerinde ise aksine yatırım maliyetleri düşükken, işletme bakım maliyetleri ve özellikle yakıt maliyetleri yüksektir. Yenilenebilir enerji santrallerinde ise herhangi bir yakıt maliyeti olmadığından bu oran yatırım maliyeti ve düşük seyreden işletme ve bakım maliyeti arasında paylaşılmaktadır.

OECD NEA tarafından yapılan hesaplamalara göre yatırım maliyetleri 1990 yıllarının sonunda 1.900 USD/kWe seviyelerinden 2009 yılı itibarıyla 3.850 USD/kWe seviyelerine gelmiştir [59]. Uluslararası Enerji Ajansı (IEA) kuruluşu olan Nükleer Enerji

Ajansı (NEA) tarafından hazırlanan Projected Costs of Electricity 2015 raporuna göre OECD ülkeleri arasında doğalgaz, kömür ve nükleer santrallerin gecelik kurulum esasına göre yatırım maliyetleri aşağıdaki gibi gerçekleşmiştir [60].

Çizelge 4. 2 Doğalgaz, kömür ve nükleer santraller gecelik yatırım maliyetleri

Kaynak Türü	En Düşük Yatırım Maliyeti	En Yüksek Yatırım Maliyeti
<b>Doğalgaz</b>	845 USD/kWe, Kore	1.289 USD/kWe, Yeni Zelanda
<b>Kömür</b>	1.218 USD/kWe, Kore	3.067 USD/kWe, Portekiz
<b>Nükleer</b>	2.021 USD/kWe, Kore	6.215 USD/kWe, Macaristan

Çizelge 4.2'ye göre her 3 kaynak türüne göre de yatırım maliyeti Kore'de en düşük seviyede görünürken, en yüksek maliyetler ise genellikle Avrupa ülkelerinde görülmektedir. Kore'nin teknoloji geliştiren ve teknoloji ihraç eden bir ülke olduğunu ve kurulumların hızlı gerçekleştiğini unutmamak gerekir.

Aynı enerji kaynağının farklı ülkelerde bu kadar farklı oranlarda maliyete sahip olmasının nedenleri arasında, kullanılan teknolojinin ve yerel maliyet (işçilik, mevzuatsal, yan maliyetler v.b.) farklılıkları bulunmaktadır. Doğalgaz, kömür ve nükleer enerji santralleri için yukarıda verilen maliyetlerin yanında aynı raporda yer alan yenilenebilir enerji kaynakları için gecelik yatırım maliyetleri Çizelge 4.3'te görüldüğü gibidir.

Güneş enerjisi yatırımları çatı, ticari ve büyük boyutlu olmak üzere 3 ana kısma ayrılırken, rüzgar yatırımları kara ve açık deniz yatırımları olmak üzere 2 ana kısma ayrılmaktadır. Güneş enerjisinde çatı yatırımları küçük çaplı yatırımlar olduğundan ölçek ekonomisine göre büyük maliyetlere sahip olurken, yatırım boyutu büyüdükçe maliyetler genel olarak düşmektedir. Rüzgar enerjisinde ise kara ve açık deniz yatırımları arasında bu denli fark olmasının nedenleri arasında, açık denizlerde rüzgarın güçlü esmesinden kaynaklı teknoloji farkı, elektrik iletim hattı yatırımı farkı ve yönetim maliyeti farkı düşünülebilir.

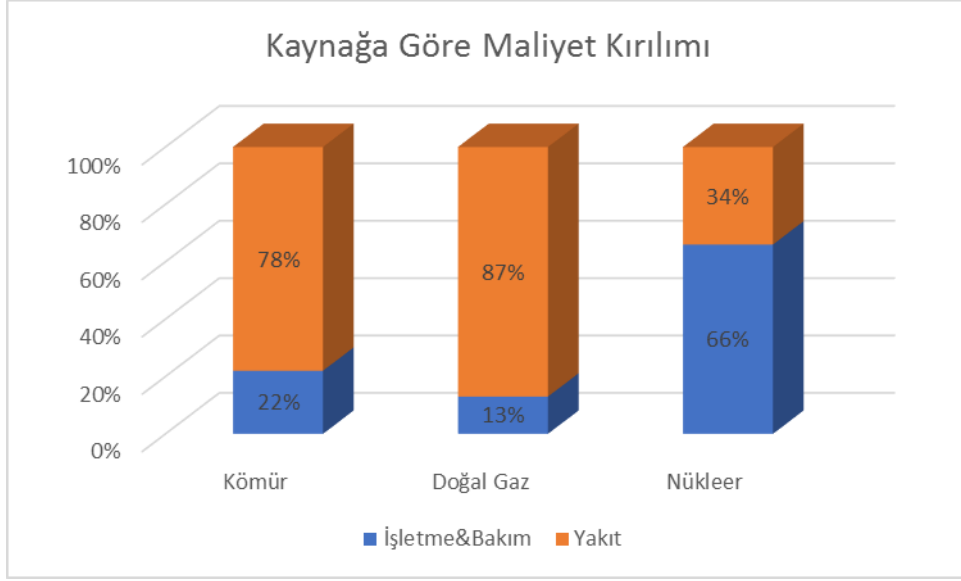
Çizelge 4. 3 Güneş ve rüzgar santralleri gecelik yatırım maliyetleri

Kaynak Türü	En Düşük Yatırım Maliyeti	En Yüksek Yatırım Maliyeti
Güneş Enerjisi (Çatı)	1.867 USD/kWe, Portekiz	3.366 USD/kWe, Fransa
Güneş Enerjisi (Ticari)	1.029 USD/kWe, Avusturya	1.977 USD/kWe, Danimarka
Güneş Enerjisi (Büyük)	1.200 USD/kWe, Almanya	2.563 USD/kWe, Japonya
Rüzgar Enerjisi	1.571 USD/kWe, ABD	2.999 USD/kWe, Japonya
Açık Deniz Rüzgar Enerjisi	3.703 USD/kWe, İngiltere	5.933 USD/kWe, Almanya

Yatırım maliyeti konusunda değinilmesi gereken önemli bir husus ise öğrenme eğrisi (learning curve) etkisidir. Yüksek teknoloji gerektiren ve uzun yatırım vadesine sahip olan nükleer enerji santrallerinde genellikle ilk reaktör ile son reaktörün, yatırım maliyeti ve yatırım süresi arasında azalan yönde bir fark vardır. Bunun sebebi geliştirilen ilk reaktör sonrası, teknolojinin öğrenilmesi, projeye aşinalığın artması ve tedarik zincirinin hızlanması ve bazı yan hazırlıkların önceden tamamlanmasıdır. Bu sayede nükleer santralin maliyet analizi yapılırken düşen bir maliyet trendi kullanılır. Bu yöntemde ilk reaktörden itibaren FOAK (first of any kind), SOAK (second of any kind) ve nihayetinde NOAK (n of any kind) literatürü kullanılır.

#### 4.2 İşletme ve Bakım Maliyeti

İşletme ve bakım konusu enerji santrallerinin ekonomikliklerini direkt etkileyen bir konudur. Bir santralin efektif işletilmesi ve düzenli bakımlarının yapılması verimliliği direkt etkiler bu bakımdan farklı kaynaklardan elektrik elde eden santrallerin işletme ve bakım süreçleri de farklılık gösterebilmektedir. İşletme ve bakım kalemleri arasında; mühendislik ve personel giderleri, küçük ve büyük ölçekli bakım ve onarım giderleri, lisans ve bilişim giderleri, güvenlik ve emniyet giderleri, sigorta primleri ve diğer işletmesel gider kalemleri sayılabilir. Nükleer enerji santralleri diğer enerji santrallerine göre çok daha fazla emniyet ve güvenlik tedbirleri gerektirdiğinden, işletme ve bakım giderleri nispeten yüksektir.



Şekil 4. 1 Farklı enerji kaynaklarına göre maliyet kırılımları

Kömür, doğalgaz ve nükleer santrallerinin işletme maliyetlerini işletme&bakım ve yakıt maliyeti olarak ikiye ayırmak istediğimizde karşımıza Şekil 4.1'deki gibi bir tablo çıkmaktadır [61]. Buna göre kömür ve doğalgaz santrallerinin işletme&bakım maliyetleri sırasıyla %22 ve %13 civarında iken bir nükleer enerji santralının işletme&bakım maliyeti %66 seviyesindedir. Bunun nedenleri arasında, yüksek teknoloji içeren ekipmanların yoğun olması ve hemen hemen kullanılan tüm makine ve teçizatın özel güvenlik ve emniyet gereksinimlerinin olması gösterilebilmektedir.

İşletme ve bakım maliyeti sabit ve değişken maliyetlerden oluşmaktadır. Sabit maliyetler santralin çalışma kapasitesi ile ilgili değilken, değişken maliyetler ise santralin çalışma kapasitesi ile orantılıdır. İşletme ve bakım maliyetleri santralin yaşlanması ile artış göstermektedir. Ayrıca yine bu maliyetlerin değişen mevzuatlardan çok etkilendiğini söylemek gerekir. Özellikle 2011 yılında gerçekleşen Fukushima kazası sonrası artırılan güvenlik ve emniyet tedbirleri bu santrallerin işletme ve bakım maliyetlerini doğrudan etkilemiştir. Kaza, yüksek teknolojiye uzun süredir ev sahipliği yapan Japonya gibi gelişmiş bir devletin dahi bu tür santrallerde emniyet ve güvenlik tedbirlerini daha da artırmasını gerektiğini göstermiştir.

Çizelge 4. 4 Ülkelere göre işletme ve bakım maliyetleri örnekleri

Ülke	Teknoloji	Kapasite (MWe)	İşletme&Bakım Maliyeti (USD/MWh)
Belçika	3. Nesil	1.600	13.55
Finlandiya	ALWR	1.600	14.59
Fransa	ALWR	1.630	13.33
Macaristan	ALWR	1.180	10.40
Japonya	ALWR	1.152	27.43
Kore	ALWR	1.343	9.65
Slovakya	LWR	2*535	10.17
İngiltere	ALWR	3.300	20.93
ABD	ALWR	1.400	11.00
Çin	ALWR	1.250	7.32

Çizelge 4.4'te [62] görüleceği üzere işletme ve bakım maliyetleri (yakıt, karbon ve söküm maliyetleri hariç, nükleer santral için) arasındaki kıyaslamada Avrupa ülkelerinin hemen hemen aynı maliyetlere sahip olduğu görülmektedir. Japonya ve İngiltere en yüksek işletme ve bakım maliyetlerine katlanırken, Çin ve Kore ise yatırım maliyetlerinde olduğu gibi işletme ve bakım maliyetlerinde de en düşük seviyelere sahiptir.

İşletme ve bakım maliyetleri arasında değerlendirilmesi gereken bir diğer konu ise finansal maliyetlerdir. Nükleer enerji santrallerinin büyük yatırımlar olduğu göz önüne alınırsa özellikle regülatör ve finansörler tarafından bazı rezerv hesapların

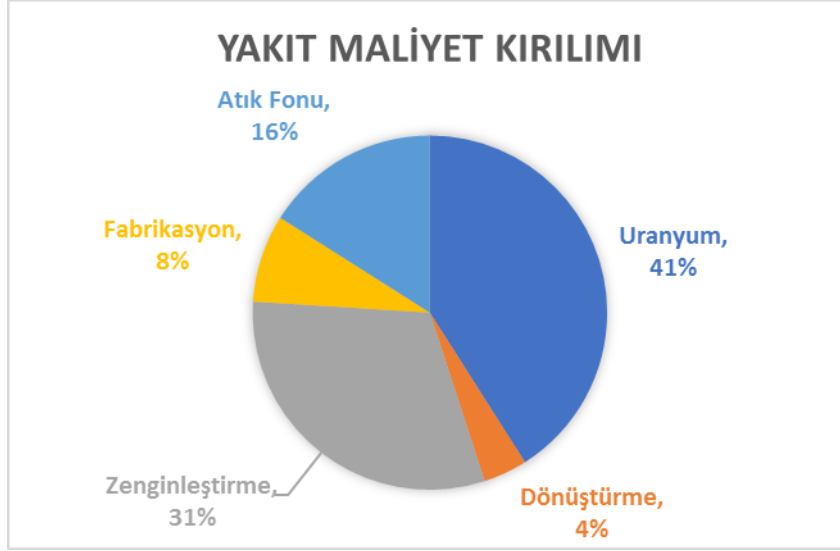
oluşturulması talep edilmektedir. Nükleer enerjinin finansmanı bölümünde detaylı olarak anlatılacak bu rezerv hesap maliyetleri, işletme maliyetlerini etkilemektedir.

Ayrıca işletme ve bakım maliyeti içerisinde değerlendirilen yakıt, atık ve söküm maliyetleri bu çalışmada ayrıca anlatılacaktır.

### **4.3 Yakıt Maliyeti**

Nükleer enerji santrallerinde yakıt maliyeti bir nükleer santralde bir yıl içerisinde kullanılan yakıtın maliyetidir. Bu maliyete 3. Bölümde’de anlatılan yakıt döngüsünün tüm kalemlerinin (madenden çıkarma, işleme, dönüştürme, zenginleştirme v.b.) maliyetleri dahil edilmektedir. Nükleer santraller çoğunlukla uranyumu yakıt olarak kullanırlar ve uranyum yakıt döngüsünde bahsedildiği üzere bir takım işlemlerden geçerek yakıt halini alabilmektedir. Tüm bu işlemler yüksek teknoloji gerektirdiğinden yakıt maliyetini çok ciddi oranda etkilemektedir.

Aşağıda yer alan Şekil 4.2’de görüleceği üzere [63], uranyum maliyeti yakıt maliyetinin yalnızca %41’ini oluşturmaktadır. Zenginleştirme maliyeti %31 ile ikinci sırada gelirken, %4 ile en düşük kırılım dönüştürme maliyetidir. Yakıt maliyetini bu derece etkileyen zenginleştirme, dönüştürme ve fabrikasyon işlemleri için ölkeler ayrıca yatırım yapmaktadırlar. Diğer taraftan kullanılmış yakıtın yönetimi maliyetinin %16 civarında olması, yakıt maliyetinin hesaplanmasında uranyum maliyetinin salt olarak dikkate alınamayacağının göstergesidir. Bu bakımdan diğer santrallerden farklı olarak yakıt maliyeti için santral teknolojisi, işleme ve dönüştürme yetisi ve kullanılmış yakıt yönetim tecrübesi çok büyük önem arz etmektedir.



Şekil 4. 2 Nükleer yakıt maliyeti kırılımları

Yakıt maliyetinin bu şekilde dağılım göstermesi ayrı bir avantajı daha ortaya çıkarmaktadır: Uranyum fiyatının şok edecek düzeyde artması yahut azalması, yakıt maliyetini çok etkileyemeyecektir. Bu da diğer santrallere nazaran nükleer enerji santrallerinin uranyum fiyatının değişimine karşı dirençli olduğunu göstermektedir [64].

Uranyum maliyeti ile ilgili örnek vermek gerekirse, ABD’de 1980 yıllarının ortasında 1.46 USDcent/kWh olan yakıt maliyeti 2014 yılında yaklaşık 0.76 USDcent/kWh olarak gerçekleşmiştir. Uranyum fiyatının bu şekilde dramatik bir değişiklik göstermesine karşın Çizelge 4.5’te görüleceği üzere işletme maliyetlerinde daha az değişikliklere neden olmuştur [65]. Yakıt maliyetinin 1985 yılında 1.46 USDcent/kWh seviyelerinden 2014 yılında 0.76 USDcent/kWh seviyelerine gelmesi ile yaklaşık %50’ye varan bir azalma yaşanmıştır. Buna karşın aynı yıllarda sırasıyla 3.67 USDcent/kWh ve 2.40 USDcent/kWh olarak gerçekleşen toplam işletme maliyetindeki değişim ise yaklaşık %34 seviyelerinde gerçekleşmiştir. Yıl bazında yakıt maliyetinin toplam maliyete oranının 1985 yılında %40 olduğu dikkat çekerken aynı oran 2014 yılında %32 olarak gerçekleşmiştir.



Çizelge 4. 5 ABD nükleer santraller maliyetleri değişimi (USDcents/KWh)

	1985	1990	1995	2000	2005	2010	2014
<b>İşletme&amp;Bakım</b>	2.21	2.37	1.96	1.59	1.44	1.57	1.64
<b>Yakıt Maliyeti</b>	1.46	1.15	0.84	0.63	0.51	0.68	0.76
<b>Toplam</b>	3.67	3.52	2.80	2.22	1.95	2.25	2.40

Yakıt maliyeti açısından diğer enerji santralleri ile yapılan karşılaştırmalar sonucunda nükleer santrallerin yakıt maliyetlerinin düşük olduğu ortaya çıkmıştır. Araştırmalara göre yakıt maliyetinin iki katına çıkması durumunda dahi nükleer santrallerde birim elektrik üretim maliyeti %9 oranında artarken, kömürde bu oran %31, doğalgaz tesislerinde ise %66 seviyelerinde gerçekleşmektedir. Yeni yakıt tasarımlarının keşfedilmesi ve gelişen teknoloji ile yakıtların daha verimli yanması (yanma oranlarının artması) hedeflenmektedir. Bu gelişme kullanılacak yakıt miktarının azalmasına dolayısıyla yakıt maliyetinin azalmasına neden olacaktır [66].

Çizelge 4.6'da ülkelere göre yakıt ve atık maliyetlerine göz attığımızda, işletme ve bakım maliyetlerinde olduğu gibi Kore ve Çin'in en düşük değerlere sahip olduğunu tahmin ederken, yakıt ve atık maliyeti bakımından Finlandiya ve Fransa'nın en düşük maliyetlere sahip olduğunu görürüz [67]. Bunda daha sonra anlatacağımız atık maliyetinin etkisi söz konusudur. Fransa ve Finlandiya atık yönetimi konusunda en başarılı ülkeler arasındadır.

Çizelge 4. 6 Ülkelere göre yakıt ve atık maliyetleri

Ülke	Teknoloji	Kapasite (MWe)	Yakıt ve Atık Maliyeti (USD/MWh)
Belçika	3. Nesil	1.600	10.46
Finlandiya	ALWR	1.600	5.09
Fransa	ALWR	1.630	9.33
Macaristan	ALWR	1.180	9.60
Japonya	ALWR	1.152	14.15
Kore	ALWR	1.343	8.58
Slovakya	LWR	2*535	12.43
İngiltere	ALWR	3.300	11.31
ABD	ALWR	1.400	11.33
Çin	ALWR	1.250	9.33

Yakıt maliyetinin ülkelere göre farklılık göstermesi nedenleri arasında yakıt döngüsü işlemlerinin olduğunu söylemiştik. Bunun bir örneğini, 2015 yılı Temmuz ayı itibari ile geçerli ABD fiyatları ile Çizelge 4.7’de görebiliriz [68]. Nükleer santral yakıtı olarak 1 kg uranyum yakıtı elde etmek için katlanılan maliyet ve bu maliyetik kırımlarına bakıldığında; uranyum maliyetinden sonra en büyük maliyetin %32 ile zenginleştirme işlemi olduğu görülmektedir.

Çizelge 4. 7 2015 yılında ABD’de 1 kg uranyum yakıtı maliyeti ve kırılımı

	<b>Birim</b>	<b>Fiyat</b>	<b>%</b>
<b>Uranyum</b>	8,9 kg U3O8	862 USD	%46
<b>Dönüştürme</b>	7.5 kg U	120 USD	%6
<b>Zenginleştirme</b>	7.3 SWU	599 USD	%32
<b>Fabrikasyon</b>	Kg başı	300 USD	%16
<b>Toplam</b>		1.880 USD	

#### 4.4 Atık Maliyeti

Nükleer santrallerde kullanılmış yakıtta atık ismi verilir (yeniden işlenerek atık özelliğini kaybediyor olsada). Atıkların radyasyon içermesinden ötürü özel bir yöntem ile reaktörden çıkarılması, depolanması, taşınması ve bertaraf edilmesi gerekmektedir. Atık maliyeti tüm bu süreçlerin maliyetini içermektedir. Atıklar genellikle 18-24 ay arasında reaktörden çıkartılır ve bertaraf sürecine iletilir. Çıkarılan atıklar ısı üretir ve bu yüzden soğutulmaları gerekir [69]. Bu işlem derin ve büyük su havuzlarında gerçekleştirilmektedir. Belli bir radyasyon seviyesine düşen kullanılmış yakıt bu havuzlardan alınarak depolanır.

Atık maliyeti tüm bu işlemler için katlanılan maliyetler olmakla birlikte bazı finansman koşulları içerisinde atık yönetim rezerv hesabı tutulması istendiğinden, bu rezerv hesabın maliyeti de atık maliyetine eklenmektedir. Bu rezerv hesap, yıl içerisinde karşılaşılabilecek atık maliyeti için yıl başından itibaren her ay düzenli olarak belli bir miktarın bu rezerv hesaba yatırılarak, mecbur olunan atık yönetim sisteminin aksamasını önlemek amaçlıdır.

#### 4.5 Söküm Maliyeti

Nükleer santraller işletme sürelerinin bitmesiyle kapanırlar ancak içerdikleri radyoaktivite nedeniyle hemen sökülmezler. Bu bekleme süresi bazı santrallerde 10 yılı

bulabilmektedir. Radyoaktivitenin belli bir seviyenin altına inmesinden sonra santralin söküm işlemleri başlar ve bu işlemlerde bir kaç yıl sürmektedir. Bu maliyet bir nükleer santralin yatırım maliyetinin %9 ile %15'i arasında gerçekleşmektedir. Fakat söküm işleminin 40 ile 60 yıl süren işletme dönemi sonrası gerçekleştiğini göz önüne alır ve maliyetin ilgili yıla indirgenmiş olacağını düşünürsek bu tutarın aslında ilk yatırım maliyetinin sadece %1-2 seviyelerine denk geleceğini öngörebiliriz. ABD'de yer alan santrallerde bu maliyet yaklaşık olarak 0.1 – 0.2 USDcent/kWh gerçekleşirken bu değer üretilen birim elektriğin maliyetinin %5'inden daha azdır [70].

#### **4.6 Diğer Maliyetler**

Nükleer santrallere ilişkin diğer maliyet kalemleri arasında öncelikle sistem maliyeti sayılabilir. Sistem maliyeti; şebeke bağlantısı, kısa dönemli dengesizlik ve uzun dönemli bakım maliyetlerini içerir. Kısacası elektrik arz güvenliği ve elektrik şebekesi ile ilgili maliyetlerdir. Hükümetlerin farklı politikalarına göre farklılık arz etmekte olan bu maliyetlere ek olarak elektrik iletim ve dağıtım faaliyetlerine ilişkin maliyetler de eklenebilir. Ancak bazı ülkelerde bu maliyetler elektriğin son tüketicisine yansıtılmaktadır. Nükleer santraller için sistem maliyetinin bazı ülkelerde yaklaşık 1-3 USD/MWh olduğunu söyleyebiliriz [71].

Diğer maliyet kalemleri arasında sayabileceğimiz bir diğer kalem ise; sağlık ve çevre giderleridir. Çevrenin korunması ve olumsuz sağlık etkenlerinin bertaraf edilmesi için nükleer santral işletici şirketler ciddi maliyetlere katlanmaktadırlar. Avrupa Komisyonu tarafından 2014 yılında hazırlanan ve Ecofys danışmanlık tarafından duyurulan raporda bir nükleer santralin harici maliyetlerinin 18-22 EUR/MWh olacağı dile getirilirken bu maliyet; sağlık tedbirleri için yaklaşık 5 EUR/MWh, olası kazalar için ayrılan maliyetin yaklaşık 4 EUR/MWh, kaynak tükenme ihtimaline karşın ayrılan maliyetin ise yaklaşık 12 EUR/MWh olarak gerçekleştiğini göstermektedir. Bu maliyet kalemlerinin bir çoğunun direk hesaplanmasının çok zor olduğu bilindiğinden, bazı yaklaşımlara göre bu maliyetlerin sıfır olarak da dikkate alındığı bilinmektedir [72].

Son olarak sosyal maliyetleri diğer maliyetler olarak değerlendirebiliriz. Sosyal maliyetler arasında; nükleer santralin yer aldığı bölgenin sosyo-kültürel yapısına uyum sağlanması için katlanılan maliyet, bölge insanının santral ile barışık yaşaması için

düzenlenen organizasyonların maliyeti ve santralin kurulum öncesi başlayan ve kurulum ile devam eden bilgilendirme toplantıları ve eğitim maliyetleri sayılabilir.

#### 4.7 Seviyelendirilmiş Elektrik Maliyeti

Bu bölümde tezin amacında da bahsedildiği üzere birim elektrik maliyeti ve bu maliyetin kırılımları anlatılacaktır. Bir nükleer santralde üretilen birim elektriğin maliyetini oluşturan kalemlerden ve bu maliyetin hesaplanma yönteminden bahsedecek ve farklı ülkelerde bu maliyetin hangi seviyelerde olduğunu gösteren örnekler paylaşılacaktır.

Nükleer santral inşaatının başlangıcından santralin işletme döneminin sonuna kadar, farklı tarih ve miktarlarda katlanılan maliyetler söz konusu olduğunda, üretilen yıllık elektrik enerjisinin sabit olduğu düşünülürse;

$$g = \frac{\sum_{t=L}^n C_t(t)(1+r)^{-t}}{\sum_{t=0}^n (1+r)^{-t}} \quad (4.1)$$

denklemini kullanılabılır, üretilen yıllık elektrik enerjisini değişmesi durumunda ise;

$$g = \frac{\sum_{t=L}^n C_T(1+r)^{-t}}{\sum_{t=0}^n E(t)(1+r)^{-t}} \quad (4.2)$$

denklemini kullanılabılır. Burada  $C_T(t)$  zamanla değişebilen yıllık maliyeti,  $E(t)$  zamanla değişebilen yıllık elektrik enerjisi üretimini,  $r$  iskonto oranını,  $n$  santral ömrünü ifade ederken  $L$  ise inşaat süresini göstermektedir.

Bu metod ile hesaplanan elektrik enerjisi üretim maliyetine “Bir değere getirilmiş elektrik maliyeti” yahut İngilizcesi ile “Levelized Cost of Electricity (LCOE)” denir. Bu metod ile paranın zaman değeri dikkate alınarak eşdeğer bir enerji üretim maliyeti elde

edildiği için, üretilen elektrik enerjisi, santralin ömrü boyunca bu maliyet değerinden satılırsa, gelirlerin şimdiki değeri, üretim için katlanılan tüm maliyetlerin şimdiki değerine eşit olacaktır [73].

LCOE aynı zamanda farklı teknolojiler ile üretilen elektrik maliyetini kıyaslama konusunda da en çok tercih edilen araçtır. Bu maliyet pazar ve proje riskini yansıtmaz ancak teknoloji riskini yansıtır. Bu maliyeti regülasyonu tamamlanmış ülkelerde gerçekleştirilen projelerde göz önüne almak daha doğru olacaktır. Zira maliyet bileşenleri regüle olmamış bir piyasada çok farklı etkenlerden etkilenebilmektedir. Doğası itibari ile LCOE hesaplaması gelecekte gerçekleşecek nakit akışların ve maliyetlerin şimdiki zamana indirgenmesi ile hesaplanmaktadır. Bu bakımdan bu hesaplamada en çok üzerinde durulması ve sorgulanması gereken husus indirim oranıdır. İndirim oranı, bir yatırımcının yapacağı yatırımdan yüzdesel olarak beklentisi olacağı gibi bir ülkenin borçlanma maliyeti ile de orantılı olabilir.

LCOE hesaplamalarında genellikle iki varsayım vardır. Birincisi; bu indirim oranının proje ömrü boyunca sabit ve aynı oranda gerçekleşeceği varsayımdır. Bu oran enflasyondan arınmış olarak reel alınır. Enflasyon oranlarının ülkelere göre çok büyük oranda değişiklik göstermesi hesaplamada ciddi sapmalara yol açabilecektir. İkinci varsayım ise; elektrik enerjisi hesaplama formülünün proje ömrü boyunca aynı kalacağıdır. Bir başka deyişle maliyet girdi ve çıktı kalemlerinin değişmeyeceği öngörülmektedir.

LCOE hesaplaması için sektörde en çok kabul gören formül Uluslararası Enerji Ajansı (IEA) tarafından hazırlanan Elektrik Üretim Maliyeti Projeksiyonu 2015 (Projected Costs of Generating Electricity 2015 Edition) raporunda tanımlanan formüldür [74]. Bu formüle göre;

$P_{MWh}$  = Proje ömrü boyunca sabit elektrik maliyetini,

$E_t$  = Üretilen toplam elektriği,

$(1 + r)^{-t}$  = t yılındaki indirim oranını,

$C_t$  = t yılındaki yatırım maliyetini,

$O\&M_t = t$  yılındaki işletme ve bakım maliyetini,

$Fuel_t = t$  yılındaki yakıt maliyetini,

$Carbon_t = t$  yılındaki karbon emisyon maliyetini,

$D_t = t$  yılındaki söküm ve atık yönetim maliyetini,

Ifade ederken LCOE aşağıdaki gibi hesaplanır.

$$P_{MWh} = \frac{\sum [(C_t + O \& M_t + Fuel_t + Carbon_t + D_t) \times (1+r)^{-t}]}{\sum E(1+r)^{-t}} \quad (4.3)$$

Bu formülasyona göre hesaplanmış LCOE verilerini aşağıda görebiliriz. Bu hesaplamalarda en kritik noktalardan biri olan indirgeme oranının belirlenmesinde farklı metotlar kullanılabilir. Şirket ve hisse değerlemelerinde Weighted Average Cost of Capital (Ağırlıklandırılmış Ortalama Sermaye Maliyeti) ve Capital Asset Pricing Model (Finansal Varlıkları Fiyatlama Modeli) metotları yaygın olarak kullanılırken, nükleer enerji sektöründe geniş bir taban tarafından kabul görmüş indirgeme oranları kullanılmaktadır. Yayımlanan rapor ve makalelerde yapılan kıyaslamalarda daha çok bu indirgeme oranları tercih edilmektedir. Bunlar; sermayenin sosyal maliyetini yansıttığı düşünülen %3, regüle edilmiş ve yapılandırılmış elektrik piyasasına sahip ülkelerin maliyetini yansıttığı düşünülen %7 ve yatırım için riskli ortamları temsil ettiği düşünülen %10 oranlarıdır.

Çizelge 4. 8 2015 yılı itibariyle nükleer santraller LCOE verileri

Ülke	Teknoloji	Kapasite (MWe)	LCOE (USD/MWh) %3	LCOE (USD/MWh) %7	LCOE (USD/MWh) %10
<b>Belçika</b>	3. Nesil	1.600	51.45	84.17	116.81
<b>Finlandiya</b>	ALWR	1.600	46.13	77.64	109.10
<b>Fransa</b>	ALWR	1.630	49.98	82.64	115.21
<b>Macaristan</b>	ALWR	1.180	53.90	89.94	124.95
<b>Japonya</b>	ALWR	1.152	62.63	87.57	112.50
<b>Kore</b>	ALWR	1.343	28.63	40.42	51.37
<b>Slovakya</b>	LWR	2*535	53.90	83.95	116.48
<b>İngiltere</b>	ALWR	3.300	64.38	100.75	135.72
<b>ABD</b>	ALWR	1.400	54.34	77.71	101.76
<b>Çin</b>	ALWR	1.250	30.77	47.61	64.40

Aynı ülke için indirgeme oranının artması ile LCOE maliyetinin artmasının sebebi; ileriye dönük nakit akışların daha yüksek bir oran ile indirgenmesinden kaynaklanmaktadır. Çizelge 4.8'de [75] görüleceği üzere birim elektrik maliyeti en düşük ülkeler, kendi teknolojisini kendi üreten ve bunu ihraç etme başarısı gösteren Çin ve Kore'dir. Maliyetin en yüksek olduğu ülkeler ise, teknolojinin pahalı olduğu ve regülatif maliyetlerin fazla olduğu ABD ve Japonya'dır. 2011 yılında gerçekleşen Fukushima Nükleer Santrali kazası sonrası, Japonya'da ki tüm enerji tesislerine yüksek maliyetler yükleyecek mevzuatsal düzenlemelerin gerçekleştiği gerçeği göz ardı edilmemelidir.



### NÜKLEER ENERJİNİN EKONOMİK ETKİLERİ

Nükleer enerji santralleri büyük ölçekli yatırımlardır. Uzun yıllar süren yatırım ve işletme süresi, yüzbinlerle ifade edilen ekipman bileşimi ve binlerce firmanın rol aldığı tedarik zinciri ve yüksek istihdam rakamları ile nükleer enerji santralleri buldukları bölgeye ve ülkeye bir çok katkı sunmaktadır. Bölüm 6'da anlatıldığı üzere nükleer enerji finansmanının zor olmasına karşına, sahip olduğu ekonomik etkiler nedeniyle tercih edilmektedirler. Nükleer enerji santralleri kurulmaya başladıkları ilk yıllardan itibaren öncelikli olarak buldukları bölgeye ardından şehre ve ülkeye direk ve endirek ekonomik etkilere sahiptir. Bu ekonomik etkileri aşağıdaki gibi sıralayabiliriz.

#### 5.1 İstihdam Etkisi

Nükleer enerji santralleri inşa ve işletme dönemlerinde yüksek eğitim düzeyli teknik, mali, idari ve hukuki iş gücüne ihtiyaç duymaktadırlar. Santrallerin yapım süresinden önce eğitimleri başlayan beyaz yaka personeli uzun vadeli iş sözleşmeleri ile görev alırken, yüksek emniyet ve güvenlik tedbirlerinden ötürü çok sayıda mavi yaka iş gücü kullanılmaktadır. 24 saat esasına göre çalışan santralde direk ve endirek iş gücü 1.000 kişi/MW dolaylarındadır. İstihdam edilen personelin yıllık ortalama geliri, diğer sektörlere ve hatta enerji santrallerine göre yüksek seyretmektedir.

#### 5.2 Temiz Enerji Etkisi

Nükleer enerji santralleri elektrik üretimi sırasında doğaya zararlı gaz salınımı yapmamaktadır. Karbondioksit, sülfür, azot v.b. gaz salınımı olmayan bu santrallerin

sera gazı emisyonuna olumlu katkısı bulunmaktadır. Karbon gazı salınımı yapan santrallerin, iklim değışikliklerini önleme çalışmaları kapsamında fazladan bir maliyete katlanacakları düşünülürse, nükleer enerji santralleri bu bakımdan ekonomik olarak avantajlı durumda kalacaktır.

### **5.3 Verimlilik Etkisi**

Enerji santrallerinin kapasite verimlilikleri bir yılda kaç saat çalıştıkları ile ölçülmektedir. Bir santral %100 kapasite verimliliği ile çalışıyorsa o santralin 8760 (365\*24) saat çalıştığı ifade edilmektedir. Santrallerin teknolojilerine, işletme ve bakım periyotlarına ve yakıt türlerine göre kapasite verimlilikleri değışmektedir. Nükleer enerji santralleri baz yüklü santraller arasında kapasite verimliliği en yüksek santrallerdendir. Reaktör içerisinde gerçekleşen kimyasal reaksiyonun hızlı ve etkin kontrol edilebiliyor olması bu özelliğinin temel nedenlerindendir.

### **5.4 Arz Güvenliğı Etkisi**

Elektrik arz ve talebi arasındaki dengenin sağlanmasını amaçlayan enerji arz güvenliğı çoğı zaman ülkelere ciddi maliyetler doğurmaktadır. Baz yüklü santrallerin ani devreye giriş ve çıkışları, yenilenebilir enerji kaynaklarının etkisi ve elektrik sisteminin dengesizlik gibi sorunları bu maliyetlere sebep olmaktadır. Nükleer enerji santralleri ise enerji arz güvenliğine olumlu katkı sunarak, ülke enerji sistemine ekonomik olarak bir avantaj sağlamaktadır.

### **5.5 Direk Ekonomik Etkisi**

Nükleer enerji santralleri büyük montanlı kurulu güçleri ve yüksek verimlilikleri sayesinde aynı güçteki santrallere nazaran gelir bakımından büyük bir fark göstermektedir. Elde ettiği yüksek gelir ve üretim katkısı nedeniyle ülke ekonomisine, gayri safi milli hasılaya direk katkı sunmaktadır.

### **5.6 Vergi Etkisi**

Nükleer enerji santralleri genellikle buldukları bölgede en fazla vergi ödeyen işletmeler arasındadır. Ekonomik açıdan yüksek gelire sahip olan bu santraller ülkelerin

vergi politikalarına bağlı olmak kaydı ile net vergi ödeyen konumdadırlar. Gerek katma değer vergisi, gerek gelir vergisi gerekse yüksek istihdamdan ötürü ödenen stopaj vergisi ekonomik olarak olumlu katkı sunmaktadır.

## **5.7 Çevresel Etki**

Nükleer enerji santralleri sosyal uyum ve işbirliği çerçevesinde bulunduğu bölgedeki toplumsal yapılar ile birlikte eğitim, sosyal ve kültürel faaliyetler düzenlemektedir. Ayrıca deniz hayatının olumsuz etkilenmemesi, balık popülasyonunun düşmemesi ve çevresel etkilerin azaltılması amacıyla bir çok organizasyon tertiplenmektedir. Ekonomik olarak çevreye katkı sunan bu organizasyonlar sosyal kabülu güçlendirmektedir.

## **5.8 The Indian Point Nükleer Santrali Ekonomik Etki İncelemesi**

Bir nükleer enerji santralinin yukarıda sayılan 7 maddenin ötesinde ekonomik etkileri mevcut olabilir ancak en çok bilinen ve müşahade edilen ayrıca diğer santraller ile kıyaslanabilen bu maddeler yeterli olacaktır. Ekonomik etkileri somut bir örnek ile açıklamak istediğimizde, ABD Nükleer Enerji Enstitüsü (NEI) tarafından 2015 yılı haziran ayından hazırlanmış "The Indian Point Enerji Merkezi Ekonomik Etkileri" raporunda yer alan verilere değinilecektir [76].

ABD'nin New York eyaleti Westchester bölgesi Buchanan mevkiinde yer alan ve 1974 yılında Ünite 2 ile üretime başlayan The Indian Point nükleer santrali PWR (Basınçlı su reaktörü) tipi reaktör ile 2061 MW kurulu güce sahiptir. Son on yıldır verimlilik faktörü yaklaşık %93 seviyesindedir.

İstihdam katkısı bakımından Westchester bölgesinin en geniş ve en yüksek maaş ödeyen işletmesi olan The Indian Point nükleer santrali yaklaşık 1.000 çalışana yıllık 140 milyon USD maaş ödemektedir. Kişi başı aylık maaş ortalamasının 11.667 USD olduğu göz önüne alınırsa, yüksek teknik kapasite ve eğitim düzeyi gerektiren sektörün istihdama ve ekonomiye olan katkısı daha net anlaşılabilir. Ayrıca yaklaşık 18 ayda bir gerçekleşen yakıt değişimi esnasından yüzlerce işçinin daha görev aldığı göz ardı edilmemelidir. Bu rakamlar santralde direk çalışan işçi sayılarına ilişkin iken, bu

santralin faaliyette olması ile ikincil olarak etkilenen ve istihdam edilmesine katkı sunulan yaklaşık 10.000 personel bulunmaktadır. Bu etki Çizelge 5.1’de gösterilmektedir.

Çizelge 5. 1 The Indian Point nükleer santrali istihdama katkı çizelgesi

<b>İş Kalemi</b>	<b>Mevcut</b>	<b>Şehre Etkisi</b>	<b>Ülkeye Etkisi</b>	<b>Toplam</b>
<b>Santral</b>	1.009	9	29	1.047
<b>Yerel ve Federal</b>	649	148	447	1.244
<b>Yönetim Hizmetleri</b>	442	137	647	1.226
<b>Sağlık Hizmetleri</b>	430	209	406	1045
<b>Perakende Ticareti</b>	352	183	543	1.078
<b>Diğer Servisler</b>	224	143	373	740
<b>Bilimsel ve Teknik Hizmetler</b>	115	152	379	646
<b>Konaklama ve Yemek</b>	114	76	318	508
<b>Finans ve Sigorta</b>	40	127	375	542
<b>Diğer</b>	421	442	1.745	2.608
<b>Toplam</b>	3.796	1.626	5.262	10.684

Temiz enerji katkısı olarak ilgili santral 2013 yılında 8.5 milyon metrik ton karbondioksitin salınmasını engelleyerek elektrik üretmiştir. Bu miktar her yıl 1.6 milyon aracın saldığı karbondioksit miktarına eşittir. Bu santral aynı zamanda yıllık 4.500 ton nitrojenoksitin, 4.000 ton sülfüroksitin salınımına engel olmuştur. Bu gazlar hava kirliliğine ve asit yağmurlarına neden olmaktadır.

2014 yılı itibariyle The Indian Point santralinin 1 milyar USD değerinde elektrik ürettiği hesaplanırken, ekonomik katkısı yaklaşık 1.3 milyar USD civarında gerçekleşmiştir. Diğer bir deyişle, bu santralin ürettiği her 1 USD bölge için 1.3 USD üretim anlamına gelmektedir. Nükleer enerji santralleri faaliyet gösterirken onlarca sektörü de desteklemektedir. Bu bakımdan santralden üretilen 1 USD değer diğer sektörler ve ülke ekonomisi için katkısı çok daha fazla olabilmektedir. Çizelge 5.2’de görüleceği üzere The Indian Point nükleer santrali 2014 yılında 924 milyon USD değer üretirken, aynı bölge 1.272 milyon USD değer üretilmiş ve ülke ekonomisi 2.428 milyon USD katkıya maruz kalmıştır.

Çizelge 5. 2 The Indian Point nükleer santrali ABD ekonomisine katkısı (milyon USD)

Sektörler	Mevcut	Şehre Etkisi	Ülkeye Etkisi	Toplam
<b>Santral</b>	924	9	22	955
<b>Üretim</b>	13	23	251	287
<b>Yerel ve Federal</b>	111	22	52	185
<b>Finans ve Sigorta</b>	11	50	103	164
<b>Gayrimenkul</b>	26	39	51	116
<b>Sağlık</b>	46	21	42	109
<b>Teknik Hizmetler</b>	16	24	57	97
<b>Yönetimsel Hizmetler</b>	32	11	44	87
<b>Perakende</b>	27	15	41	83
<b>Bilgi Sistemleri</b>	8	23	47	78
<b>Ulaşım</b>	1	6	70	77
<b>Toptan Satış</b>	18	13	39	70
<b>Konaklama ve Gıda</b>	9	6	24	39
<b>Diğer Hizmetler</b>	10	8	21	39

Çizelge 5. 3 The Indian Point nükleer santrali ABD ekonomisine katkısı (devamı)

<b>İnşaat</b>	15	5	17	37
<b>Madencilik</b>	0	0	22	22
<b>Yönetim Bilimi</b>	1	2	14	17
<b>Sanat ve Eğlence</b>	2	5	7	14
<b>Eğitim Hizmetleri</b>	2	4	7	13
<b>Toplam</b>	1.272	286	931	2.489

The Indian Point nükleer santrali yaklaşık yıllık 340 milyon USD vergi ödemektedir. Bunun yaklaşık %25'i yerel dairelere iken kalan %75'i ise federal dairelere yapılan vergi ödemeleridir. Tüm bu ekonomik katkıları kümülatif olarak dikkate aldığımızda bir nükleer santralin bölge, şehir ve ülke ekonomisine somut katkısı daha iyi anlaşılacaktır.

Çizelge 5. 4 The Indian Point nükleer santrali bölgesel ekonomik etkisi (milyon USD)

	<b>Direk</b>	<b>İkincil</b>	<b>Toplam</b>	<b>Çarpan</b>
<b>Ekonomik Çıktı</b>	1.003	270	1.273	1.27
<b>İstihdam</b>	1.000	2.796	3.796	3.80
<b>Ekonomik Katkı</b>			821	

Çizelge 5. 5 The Indian Point nükleer santrali şehirsal ekonomik etkisi (milyon USD)

	<b>Direk</b>	<b>İkincil</b>	<b>Toplam</b>	<b>Çarpan</b>
<b>Ekonomik Çıktı</b>	1.003	556	1.559	1.55
<b>İstihdam</b>	1.000	4.421	5.421	5.42
<b>Ekonomik Katkı</b>			996	

Çizelge 5. 6 The Indian Point nükleer santrali ülkesel ekonomik etkisi (milyon USD)

	<b>Direk</b>	<b>İkincil</b>	<b>Toplam</b>	<b>Çarpan</b>
<b>Ekonomik Çıktı</b>	1.003	1.487	2.490	2.48
<b>İstihdam</b>	1.000	9.684	10.684	10.70
<b>Ekonomik Katkı</b>			1.498	

Yukarıda yer alan Çizelge 5.3, 5.4 ve 5.5’de görüleceği gibi bir nükleer santralin ekonomiye ve istihdama katkısı çarpan etkisi açısından bölgesel olarak 1.27 ve 3.80, şehirselle olarak 1.55 ve 5.42 gerçekleşirken ülkesel katkı bazında ise 2.48 ve 10.70 seviyelerinde gerçekleşmektedir.

Sonuç olarak, 2014 yılı itibariyle The Indian Point nükleer santrali bölgesine yaklaşık olarak 1.3 milyar USD ekonomik katkı sunarken aynı zamanda 800 milyon USD ülke ekonomisine katkı sunmuştur. Santral bünyesinde yaklaşık 1.000 personel istihdam ederken bu sayı ülke bazında endirek olarak yaklaşık 10.000 personele ulaşmaktadır. Ayrıca santral bölgenin sanayi ve ticari anlamda gelişmesine, ödediği vergi ve hizmet ücretleri ve tedarik ettiği yan ürünler sayesinde katkı sunmuştur. 2014 yılında karbon emisyonu olmadan 17 milyar kWh elektrik üreten santral yaklaşık 2 milyon evin bir yıllık elektrik ihtiyacını karşılamıştır. Bu üretim New York eyaletinin elektrik fiyatlarının dengelenmesinde önemli bir rol oynamıştır.

Aynı ülkede yer alan bir diğer nükleer santral olan R.E. Ginna (581 MW) nükleer santrali de aynı yıl içerisinde 450 milyon USD ekonomik katkı üretirken ülke ekonomisine ayrıca 350 milyon USD katkı sunmuştur. İstihdam sayısı itibariyle endirek olarak 2.000 personeli barındıran santral ürettiği 5 milyar kWh elektrik ile yaklaşık 400.000 evin elektrik ihtiyacını karşılamıştır [77].

Her iki örnekte de görüldüğü gibi nükleer santraller buldukları bölgeye ve ülkeye ekonomik açıdan bir çok katkı sunmaktadır. Bu bakımdan bu santrallerin yatırım kararları alınırken, devletler bazında finansmanlarına destek olunurken bu tür somut katkıları da göz önünde bulundurulmalıdır.

### NÜKLEER ENERJİ FİNANSMANI

Finansman bir işletmenin ihtiyaç duyduğu para veya krediyi sağlama faaliyetidir. İşletmeler sadece kuruluşlarında değil işletme süreleri içerisinde de çeşitli nedenlerden ötürü finansmana ihtiyaç duyarlar. Enerji projeleri büyük ölçekli yatırım olduklarından finansman ihtiyaçları her zaman söz konusu olmuştur. Özellikle yüksek güvenlik ve emniyet tedbirleri gerektiren, siyasi irade desteğinin önemli olduğu nükleer enerji projelerinde finansman tek başına en önemli konulardan biri haline gelmektedir. Finansman risk ile doğru orantılı olarak zorlaşan bir konudur. Risklerin artması finansman şartları zorlaştırdığı gibi belli bir noktada imkansız da kılabilir. Nükleer enerji projelerinin barındırdığı riskleri aşağıdaki gibi sıralayabiliriz:

- Tamamlanma Riski

İnşaat sürelerinin uzun olması ve spesifik imalatın yapıyor olmasından ötürü, projeler tamamlanmama riski taşımaktadırlar.

- Siyasi Risk

Nükleer enerji projelerinin inşaat sürelerinin 6-10 yıl arasında sürdüğünü düşünürsek, gelişmiş ülkelerde dahi bu süreç 2 ayrı seçim dönemini barındırabilmektedir. Bu bakımdan çoğu zaman kamu desteğine ihtiyaç duyan bu tür projeler siyasi risk taşımaktadırlar.

- Ülke Riski



Nükleer enerji projelerinin risklerinden biri de ülke riskidir. Ülkelerin ekonomik, siyasi ve sosyal riskleri de projeyi etkileyebilmektedir.

- Regülasyon ve Lisanslama Riski

Regülasyon süreçleri piyasayı uzun vadeli istikrara kavuşturacak düzenleme ve denetleme faaliyetleridir. Regülasyon süreci tamamlanmamış elektrik piyasalarında mevzuat, lisanslama ve lisans uzatma riskleri bulunmaktadır.

- Teknoloji Riski

Nükleer enerji projelerinde kullanılan reaktörler ve yardımcı üniteler yüksek teknoloji ürünleridir. Genellikle proje bazlı tasarımlar yapıp modellendiğinden, her proje aynı zamanda teknoloji riski taşımaktadır.

- İşçilik & Malzeme Riski

Yüksek teknoloji içeren tesislerin inşaatı ve işletmesi için yeterli güvenlik ve kalitede işçilik hizmeti alabilme ve malzeme bulabilme riskini tanımlamaktadır.

- Elektrik Piyasası Riski

Elektrik piyasasının, üretim, iletim ve dağıtım alanlarının tam oturmamış olması, fiyat istikrarının ve arz güvenliğinin sağlanmamış olma riskini ifade etmektedir.

- Operasyonel Risk

Nükleer enerji santrallerinin işletme ve bakımı, yüksek operasyonel kabiliyet gerektirir. Yan hizmetlerin ve ekipmanların tedariki, insan gücünün sağlanması ve tesisin verimli işletilmesi riskini ifade etmektedir.

- Çevresel Risk

Nükleer santralin konumlandığı bölgede yer alan çevresel riskleri ifade eder. Sel, tsunami, deprem ve yangın olaylarının gerçekleşme riski ile ilişkilidir.

- Nükleer Kaza Riski

Nükleer enerji santrallerinde kaza riski az da olsa mevcuttur. Bu tip kazaların önlenmesi için gerekli emniyet ve güvenlik tedbirleri alınması gerekir. Kaza riski risk kalemlerinden birini oluşturur.

#### •Saygınlık Risk

Nükleer enerji santralının sahibi, işletmecesi ve hizmet sağlayıcılarının saygınlık ve itibar durumu da projelerin finansmanı aşamasında karşılaşılan risk kalemlerindedir. Nükleer enerji projelerinin finansmanı aşamasında finansör kuruluşların göz önünde bulundurduğu riskler yukarıdaki gibi sayılabilir. Bu risklerin elemine edilmesi ile finansman şartları oluşur ve risklerin azalması ile doğru orantılı şekilde finansman maliyeti de azalış göstermektedir. Bu risklere ilişkin olarak nükleer enerji projelerinin finansmanında dikkat edilmesi gereken diğer hususlar; uzun vadeli geliştirme ve inşaat süreleri, yüksek yatırım maliyeti ihtiyacı, regülatif belirsizlikler, insan kaynağı gereksinimleri, ilgili teknolojinin ilk kez uygulanıyor olması riski, güvenlik kültürü, işletmesel başarı riski, tedarik zinciri, siyasi istikrar, yakıt döngüsü, çevresel sorumluluklar ve uluslararası standartlara uyum şeklinde sayılabilir [78].

Nükleer enerji projelerinin finansmanının zor olmasının bir diğer nedeni ise tarihte yaşanan gelişmelerdir. Örneğin; 1973 yılında inşaatı başlayan Finlandiya Olkiluoto 3 Nükleer santrali bütçesi ve takvimi tam 3 katı seviyesine varmıştır. İnşaat süresi 4 yıldan 12 yıla çıkarken, bütçelenen maliyet 5 milyar USD'dan yaklaşık 15 milyar USD'a çıkmıştır. Ayrıca ABD'de yapılan projelerde %109 ile %281 arasında bütçe fazlası verirken bu oran ortalama %207 oranında gerçekleşmiştir. Kanada'da Darlington Nükleer Santrali de uzun süre gecikme ve bütçe aşmasına maruz kalmıştır. Küresel olarak ise özellikle batıda projelerin %50'sinden fazla proje bütçe ve takvim aşması ile sonuçlanmıştır [79]. Bu gecikmelerin ve fazla maliyetlerin yaşandığı santrallerin yanında birde yapımından vazgeçilen santraller mevcuttur. Bu santrallere örnek olarak; İspanya'da Lemoniz, Trillo ve Valdecaballeros nükleer santralleri, ABD'de Marble Hill, Midland Cogeneration Venture, Columbia GS nükleer santralleri, İtalya'da Montalto di Castro, İsveç'te R4 NR, Polonya'da Zarnowiec, Brezilya'da Angra 2&3 nükleer santralleri sayılabilir.

Nükleer enerji santrallerinin finansmanı konusunda finansör kuruluşlarının projelerde aradığı özellikler arasında bazı kriter ve uluslararası anlaşmalara uyum şartı vardır. Bunlar aşağıdaki gibidir:

- Çevresel & Sosyal Anlaşmalar
  - Ekvator Prensipleri
  - IFC & OECD Çevresel Rehberleri
- Uluslararası Nükleer Anlaşmalar
  - Nükleer Sorumluluk (uluslararası ve yerel hukuka uygunluk)
    - Viyana Anlaşması (1997)
    - Paris Konferansı
    - Brüksel Ek Sözleşmesi
  - Güvenlik, Emniyet ve Koruma
    - Nükleer Terörizmi Engelleme
    - BM Nükleer Silahsızlanma
    - IAEA Ek Protokolü
    - Nükleer Malzeme Fiziksel Koruma
  - İkili Anlaşmalar

- Proje Ev Sahibi Ülkenin Regülasyon Kuralları

- Teknik Fizibilite Çalışması

Nükleer enerji projelerinin finansmanı için farklı yaklaşımlar mevcuttur. Başarılı olmuş ve uygulanabilir yöntemler bu bölümde anlatılacaktır.

### **6.1 Devlet Destekli Finansman Modeli**

Devlet destekli finansmanda tedarik devletlerarası anlaşmaya göre yapılmaktadır. Finansmanın başarısı taraf devletlerin iradesine bağlıdır. Ev sahibi ülke için, yabancı fon kaynağı fırsatı sunması açısından avantajlı iken, ihracatçı ülke için ise; ürettiği teknoloji için yeni pazarlar bulması açısından avantaj sağlar. Bu avantajların yanında bazı dezavantajlarda bulunmaktadır. Ev sahibi ülke teknoloji seçimi konusunda çok fazla seçeneğe sahip değildir ve rekabetçi teklif alması söz konusu olmayabilir. Bu

finansmana önek olarak Rusya'nın Hindistan, Bangladeş, Belarus ve Nijerya'da gerçekleştirdiği projeler ve Çin'in Pakistan'da gerçekleştirdiği proje sayılabilir.

## **6.2 Kredi Garantileri**

Finansman kredisinin ev sahibi devlet yahut bir ECA tarafından garanti edilmesi ile oluşan finansman türüdür. ECA kredisinde kredi garantisi ticari bir bankadan gelir. Bu garanti kredinin belli bir miktarını kapsar ve bunun bir maliyeti vardır. Bu maliyet projeye yahut kredibiliteye göre belirlenir. Bu tür finansmanın avantajları arasında; garantilerin nakit taahhütlere değil ekipmanlara dayalı olması, garanti sayesinde ucuz finansman sağlanması sayılabilir [80]. Örnek olarak ise ABD ve İngiltere Kredi Garanti Programları verilebilir, ayrıca ihracatı destekleyen Çin'de Sinosure, Almanya'da Hermes ECA ajanslarının da finanse ettiği projeler örnek olarak gösterilebilir.

## **6.3 Elektrik Alım Anlaşmalı Finansman**

Kurulacak nükleer santralden üretilecek elektriğin belli bir süre için belli bir fiyata satın alınacağı garantisini ev sahibi ülke tarafından verilmesi karşılığında, nükleer enerji santralının tedarikçi firma tarafından finanse edilerek kurulmasıdır. PPA (Power Purchase Agreement) genellikle üretilen elektriğin belli bir miktarını kapsar ve üretilen MWh başına bir fiyatı içerir. Bu finansman türünde, pazar ve satış riski elektrik müşterisi üzerine kalmaktadır.

Risklerin ve elektrik piyasasının seviyesinin tahmin edilmesi ile sabit yahut kademeli bir elektrik satış fiyatı PPA için belirlenir. Bu fiyatın belirlenmesi, referanslama ve finansal modelleme çalışması gerektirmektedir. İyi bir PPA, proje geliştiricisine ve kreditorlere güven verir. PPA sayesinde santral işletmede olduğu ve elektrik ürettiği müddetçe fiyat ve kredi geri ödeyememe riski azalmış olur. Örnek olarak Fransız elektrik şirketi EDF'in İngiltere Devleti garantisi ile Hinkley Point C santralini yapması gösterilebilir.

## **6.4 Tedarikçi Finansmanı**

Tedarikçi finansmanı bir kaç çeşitten oluşabilmektedir. Tedarikçinin ayarladığı bir finansman, tedarikçi tarafından sağlanan bir finansman veya tedarikçini sermayesinin direk olarak kullandığı yöntemler tedarikçi finansmanı olarak adlandırılır. Bu tür bir

kredi tedarikçinin bilançosunda görünmez. Genelde sadece inşaat süresi için ayarlanan kredilerdir. Tedarikçi bu finansman karşılığında projeden hisse satın alabilir. Risk penceresinden bakıldığında tedarikçi sermaye riski en yüksek riske sahiptir. Örnek olarak, Hitachi GE tarafından hisse alımı karşılığında Litvanya Visaginas projesine sağladığı finansman, AREVA'nın Hinkley Point C santralının %10'una karşılık sağladığı finansman ve Kore'li KEPCO firmasının projenin %18 hissesine karşılık BAE'ne sağladığı finansman verilebilir. Bu finansman türünde örnek olarak verilebilecek bir diğer santral, Türkiye'nin Mersin ilinde inşa edilecek Akkuyu Nükleer Güç Santrali olabilir. Bu santral tedarikçi olan Rusya Federasyonu tarafından finanse edilerek inşa edilecek olup farklı olarak işletmesini de üstlenecek ve santralin tamamının sahibi olacaktır. Bilinen ilk Yap-İşlet-Sahip Ol (Build-Own-Operate) metodu ile uygulanacak santral özelliği taşımaktadır.

#### **6.5 Yatırımcı Finansmanı**

Bu finansman türünde bir grup yatırımcının bir araya gelerek projeyi finanse etmesi söz konusudur. Bu finansman bir grup kredinin birleşimi, bir ECA kredisi yahut sendikasyon kredisi şeklinde olabilir. Aynı zamanda kurumsal finansman, iş birliği finansmanı, proje finansmanı, devlet destekli finansman yahut bunların karışımı şeklinde farklı formlarda karşımıza çıkan yatırımcı finansmanına örnek olarak; Finlandiya elektrik sektöründe meşhur olan Mankala Modeli verilebilir.

Mankala Modeli nükleer enerji projesi geliştirici Mankala şirketini, kreditorleri, hisse sahiplerini, düzenleyici kurumu ve müteahhiti içermektedir. Kreditorler Mankala şirketine kredi sağlarlar ve sermaye ise hissedarlardan gelir. Düzenleyici kurum güvenlik, lisanslama ve denetleme faaliyetlerini yürütür ve müteahhit ise Mankala ile proje risklerini minimize eden bir sözleşme imzalar. Bu modelde bir çok yatırımcının olması riskin dağılmasını sağlar. Proje kredisi ve sermayesi büyük oyuncu ve müşterilerden gelmiş olur. Uzun dönemli PPA ile nakit akış garantilenirken, Mankala şirketi, hissedarları kar payı almadan herhangi bir kar almaz. Örnek olarak; Finlandiya'da yer alan Hanhikivi nükleer santralının çoklu yatırımcı tarafından finanse edilmesi gösterilebilir. Ayrıca, yine Finlandiya'da yer alan Olkiluoto 3 nükleer santrali

%75 oranında kredilendirilmiş ve bu ECA kredisi Fransız ve İsveç devletleri tarafından sağlanmıştır [81].

## 6.6 Kademeli Finansman

Bu finansman türü her tür finansmana uygulanabilir. Nükleer enerji projeleri için öncelikle geliştirme ve inşaa süresi için bir finansman ayarlanabilir ve işletme döneminin başlangıcında refinansman yapılabilir. İlk başta riskler yüksek iken, işletme döneminde daha düşük bir risk söz konusudur. Dolayısıyla kademeli finansman sayesinde, refinansman daha az maliyetli olacaktır. Bu finansman türü özel anlaşmalara dayandığından bilinen bir örneği yoktur.

Sonuç olarak nükleer enerji santrallerinin finansmanı zor olsa da gelişen bir eğilim söz konusudur. Yeni ve modern finansman modelleri riski dağıtarak özellikle yatırım maliyetinin çok olması dezavantajını azaltabilmektedir. Anlatılan modeller yeni finansman teknikleridir. Görünen o ki; nükleer enerji projelerinin finansmanı için devletlerin destek vermesi her şart altında konuşulur olacaktır.

Finansman modellerinin tanım ve avantajlarını içeren özet tabloyu Çizelge 6.1'de görebilirsiniz [82].

Çizelge 6. 1 Finansman modelleri ve karşılaştırması

Model	Avantajları
<b>Devlet Destekli Finansman</b>	Yabancı finansmana direk ulaşım ve risk dağılımı
<b>Kredi Garantileri</b>	Ucuz finansman ve likidite rahatlığı
<b>PPA ile Finansman</b>	Tedarikçilere ve kreditoörlere güven
<b>Tedarikçi Finansmanı</b>	Finansman çeşitliliği ve oyunda birlikte olma
<b>Yatırımcı Finansmanı</b>	Risk dağılımı
<b>Kademeli Finansman</b>	Yeni finansman kaynakları ve ucuz finansman

## BÖLÜM 7

### FINANSAL MODEL

Nükleer enerji teknolojisi ve santral bileşenleri Bölüm 3'te, bu santrallerden üretilen enerjinin maliyeti Bölüm 4'te, bu maliyete katlanılarak sahip olunan bir nükleer enerji santralinin ekonomik etkileri Bölüm 5'te ve nihayet böyle bir santralin finansmanının ne demek olduğu ve nasıl gerçekleştirilebileceği örnekleri ile Bölüm 6'da anlatıldı. Bu bölümde ise nükleer enerji santralının excel tabanlı oluşturulan matematiksel finansal modeli anlatılacaktır. Finansal modelleme; tüm sektörlerde kullanılan, yatırım kararlarından, fizibilite çalışmalarına ve maliyet hesaplamalarına kadar bir çok alanda tercih edilen bir yöntemdir. Temel amaç; belirsizlikleri azaltarak finansal bir karara varmaya yardımcı olmaktır. Genel olarak bir finansal model; gelir tablosu, bilanço tablosu, işletme ve yatırım maliyetleri tablosu, vergi ve amortisman hesaplamaları ve nakit akış ve değerlendirme tablolarını içermektedir. Bu tablolar finansal modele girilen parametre ve varsayımlar ışığında matematiksel olarak hesaplanarak elde edilir. Elde edilen sonuç ve değerlendirmeler özet sayfasında grafikler ile desteklenerek paylaşılır.

Enerji projelerinin finansal modellerinde özellikle enerji maliyeti ve kısımları hesaplanmak istenir. Tez için hazırladığımız finansal modelde de, birim enerji maliyeti ve bunu oluşturan kalemleri oranları ile birlikte hesaplamaktayız. Finansal modelin her bir hesaplama sayfası aşağıdaki bölümlerde tek tek anlatılacak olup, kullanılan temel matematiksel formüllerde aktarılacaktır. Modelin çıktıları bir sonraki bölümde anlatılacak ve değerlendirmeye tabi tutulacaktır.

## 7.1 Girdiler

Her finansal modelin girdileri içeren bir hesaplama sayfası mevcuttur. Bu sayfada finansal analizi yapılacak varlığın yahut projenin temel parametreleri yer alır. Nükleer enerji santrali için bu parametreler; santralin karakteristik özellikleri, santral inşaat zamanlaması, yatırım tutarı takvimi ve usulu, analiz esnasında kullanılacak makroekonomik verileri, işletme sermayesi ve maliyetini, vergi ve amortisman girdilerini, varsa rezerv hesap verilerini, finansman ve duyarlılık analizinde kullanılacak verileri içerir. Yani; nükleer enerji santralının kendine has teknik ve mali bilgileri modele birer girdi olarak verilir ve finansal model bu girdiler üzerinden hareket ederek ilgili hesaplamaları gerçekleştirir.

Bu tez çalışması için hazırlanan finansal modelde girdi parametreleri olarak aşağıdakiler kullanılmıştır:

Nükleer santralin inşaatının 2018 yılında başlayacağı, inşaatın erteleme olmaksızın 8 yıl süreceği ve 60 yıl işletme ömrü olacağı öngörülmüştür.

Çizelge 7. 1 Finansal model santral inşaat ve işletme süreleri

Model Zamanları		
Başlangıç Tarihi		2018
İnşaat Süresi	Yıl	8
Erteleme	Yıl	0
İşletme Süresi	Yıl	60

Santral özellikleri olarak ise, 4.800 MW kapasiteye, ünite başına 3.150 MWt termal yanma gücüne sahip ve bakım zamanı döngü kapasitesinin %1 olacağı varsayılmıştır. Santralin kapasite faktörünün ise ilk yıl %80, sonraki yıllar %90 olacağı öngörülmürken bakım zamanı santralin kısmi kapamalara ve durmalara maruz kalacağından ötürü %65 oranında kapasite faktörü hesaplanmıştır.



Çizelge 7. 2 Finansal model santral karakteristik özellikleri

Santral Özellikleri		
Kapasite	MW	4,800
Büyük Bakım Döngüsü Kapasitesi	%	1.00%
Termal Yanma Gücü/Ünite	MWth	3,150
İlk Yıl Kapasite	%	80
Sonraki Yıllar Kapasite	%	90
Büyük Bakım Sırası Kapasite	%	65

Yatırım maliyeti olarak MW başı 5.100.000 USD hesaplanırken bu maliyet kendi içerisinde Nükleer Ada, Konvansiyonel Ada, Elektrik İşleri ve Diğer Maliyetler olmak üzere 4 ana maliyetten oluşmaktadır.

Çizelge 7. 3 Finansal model yatırım maliyeti girdileri

Yatırım Maliyeti		000/MW
Nükleer Ada	USD	1,280
Konvansiyonel Ada	USD	1,920
Elektrik İşleri	USD	800
Diğer	USD	1,100

İşletme maliyeti için yakıt maliyeti, değişken ve sabit işletme maliyeti kalemleri hem USD hemde EUR maliyet olarak ayrı ayrı hesaplanmıştır. USD bazlı yakıt maliyeti detaylıca hesaplanırken, diğer kalemler sektörel toplam maliyetini etkilemeyecek şekilde yaklaşık değerler kullanılmıştır. İşletme için katlanılan maliyetlerin bir kısmı USD olurken özellikle AB ülkelerinden temin edilen hizmetlerin maliyetleri EUR cinsinden olmaktadır. Bu maliyetlerin toplamı nükleer santralin işletme maliyetini oluşturmaktadır.

Çizelge 7. 4 Finansal model işletme maliyeti girdileri

İşletme Maliyeti		
Yakıt Maliyeti	USD	8.07
Yakıt Maliyeti	EUR	0.10
Değişken İşletme Maliyeti	USD	5.10
Değişken İşletme Maliyeti	EUR	0.60
Sabit İşletme Maliyeti	USD	1
Sabit İşletme Maliyeti	EUR	0.70

Finansal modele girdi olarak verilen parametrelerden bir diğeri ise işletme sermayesinin hesaplanmasını sağlayan, santralin alacak ve yapılacak ödemelerin verileridir. Reelde üretilen elektriğin fatura edilmesinden sonra tahsil edilmesine kadar bir süre geçmektedir. Aynı şekilde yapılacak ödemelerin tahakkuk etmesinden sonra ödemenin gerçekleşmesi arasında belli bir süre vardır. Bu süreler ve başlangıç işletme sermayesi modele parametre olarak girilmektedir.

Çizelge 7. 5 Finansal model işletme sermayesi girdileri

İşletme Sermayesi		
Alacakların İşletme Sermayesi	ay	0.1
Ödeneceklerin İşletme Sermayesi	ay	0.1
Başlangıç İşletme Sermayesi	USD	1,000

Finansal analiz sürecinde vergi yükümlülükleri ve amortisman hesaplamaları da önem taşımaktadır. Ülkelere ve sektöre göre değişebilen bu süre ve oranlar modele parametre olarak girilmektedir.

Çizelge 7. 6 Finansal model vergi ve amortisman girdileri

Vergi ve Amortisman		
Kurumlar Vergisi	%	20
Amortisman Süresi	yıl	40

Nükleer enerji maliyeti bölümünde anlatıldığı üzere katlanılması gereken maliyet kalemleri arasında rezerv hesaplar kalemi vardır. Projeye göre çeşitleri ve miktarları değişiklik gösterebilen bu hesaplar, büyük bakım miktarı, borç servisi karşılama oranı ve söküm maliyeti için ayrılan fon hesaplarıdır. Rezerv hesap tutarları yatırımın belli bir

oranı olabileceği gibi belli bir miktarda olabilmektedir. Ayrıca dönem sonu biriken nakitin bankada gecelik repoya tabi tutulacağı varsayılarak bir faiz geliri hesaplanmaktadır. Tüm nakit her gece repo yapılamayacağından ötürü bu oran modellerde genellikle %1-2 alınmaktadır.

Çizelge 7. 7 Finansal model rezerv hesaplar girdileri

Rezerv Hesaplar		
Büyük Bakım Miktarı	Yatırım Yüzdesi	0%
Büyük Bakım Miktarı	USD	500000
Büyük Bakım Frekansı	yıl	39
Borç Servisi Karşılama Oranı (DSRA)	ay	6
Başlangıç DSRA Dengesi	USD	30000
Söküm Maliyeti Fon ihtiyacı	Yatırım Yüzdesi	0%
Söküm Maliyeti Fon ihtiyacı	USD	10000
Söküm Maliyeti Fon Oranı	USD / MWh	1
Biriken Nakit Üzerinden Faiz Getirisi	%yıllık	2

Son olarak yatırım maliyetinin karşılanması için kullanılacak finansman parametreleri ve sermaye oranı girdi olarak modele verilmektedir.

Çizelge 7. 8 Finansal model finansman girdileri

Finansman Parametreleri		Kaldıraç (%)
Kredi		70%
Sermaye		30%
<b>Toplam Kaldıraç</b>		<b>100.0%</b>
Kredi Miktarı		20,000,000
Kredi Vadesi		20
Kredi Faiz Oranı		5.00%
Kredi Anlaşma Komisyonu		2.00%
Kredi Taahhüt Komisyonu		0.75%

Nükleer santral maliyetinin %30'unun özkaynak ile %70'nin ise banka kredisi ile karşılanacağını ve kullanılacak bu kredinin vadesinin, faiz oranının, anlaşma ve taahhüt komisyon oranlarının modele girdi olarak verilmesiyle katlanılacak finansman maliyeti hesaplanmış olacaktır.

Girdiler bölümünde kullanılan tüm parametreler ve değerleri projeye göre değişiklik göstermek ile birlikte sektörel tecrübe ve iş planına göre farklılık gösterebilmektedir. Tez çalışmamızda bu bölümde çizelgeler ile gösterilen değerler girdi olarak değerlendirilmiştir.

## 7.2 Yatırım Maliyeti

Girdiler kısmında belirtilen yatırım maliyetleri toplamına finansmandan kaynaklanan maliyetler eklenmektedir. Yatırım maliyetlerinin gerçekleştiği inşaat döneminde katlanılacak bir diğer maliyet kalemi ise başlangıç rezerv hesaplarıdır. Tüm maliyetlerin toplamı santralin işletmeye hazır hale gelmesi için gereken toplam nakit ihtiyacı vermektedir. Bu ihtiyaç sermaye ve kredi tutarları ile karşılanmaktadır.

YATIRIM MALİYETİ ('000 USD)	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Nükleer Ada	307,200	1,351,680	1,228,800	983,040	1,228,800	614,400	215,040	215,040
Konvansiyonel Ada	460,800	2,119,680	2,027,520	1,474,560	1,843,200	921,600	184,320	184,320
Elektrik İşleri	192,000	883,200	844,800	614,400	768,000	384,000	76,800	76,800
Diğer	264,000	1,320,000	1,267,200	844,800	1,056,000	316,800	105,600	105,600
<b>Toplam Yatırım Maliyeti</b>	<b>24,480,000</b>	<b>1,224,000</b>	<b>5,674,560</b>	<b>5,368,320</b>	<b>3,916,800</b>	<b>4,896,000</b>	<b>2,236,800</b>	<b>581,760</b>
Kredi Anlaşma Komisyonu	400,000	400,000	-	-	-	-	-	-
Kredi Taahhüt Komisyonu	576,853	150,000	140,687	109,830	79,664	56,221	26,940	10,748
İnşaat Süresi Kredi Faizi	4,154,311	-	62,090	267,797	468,905	625,193	820,402	928,347
Erteleme Dönemi Sabit İşletme Masrafı	-	-	-	-	-	-	-	-
Erteleme Dönemi Elde Edilen Faiz Geliri	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Aktifleştirilecek Toplam Varlık</b>	<b>29,611,165</b>	<b>1,774,000</b>	<b>5,877,337</b>	<b>5,745,947</b>	<b>4,465,369</b>	<b>5,577,414</b>	<b>3,084,142</b>	<b>1,520,855</b>
Başlangıç İşletme Sermayesi	1,000	-	-	-	-	-	-	1,000
Başlangıç DSRA	30,000	-	-	-	-	-	-	30,000
Erteleme Dönemi İşletme Sermayesi İhtiyacı	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Toplam İhtiyaç</b>	<b>29,642,165</b>	<b>1,774,000</b>	<b>5,877,337</b>	<b>5,745,947</b>	<b>4,465,369</b>	<b>5,577,414</b>	<b>3,084,142</b>	<b>1,597,101</b>
Sermaye	9,642,165	532,200	1,763,201	1,723,784	1,339,611	1,673,224	925,243	456,257
Kredi	20,000,000	1,241,800	4,114,136	4,022,163	3,125,758	3,904,190	2,158,899	1,064,599
<b>Toplam Nakit</b>	<b>29,642,165</b>	<b>1,774,000</b>	<b>5,877,337</b>	<b>5,745,947</b>	<b>4,465,369</b>	<b>5,577,414</b>	<b>3,084,142</b>	<b>1,597,101</b>

Şekil 7. 1 Finansal model yatırım maliyeti hesaplaması

Girdiler sayfasında belirtildiği üzere inşaat ve yatırım süresi 8 yıl sürmektedir ve bu süre içerisinde ilgili maliyetler aşağıdaki gibi hesaplanmaktadır. Örneğin;

$C_t$  = Toplam nükleer ada maliyetini,

$N_t$  = Girdilerde verilen nükleer ada maliyetini,

$K_t$  = Santral kapasitesini,

$S_t$  = Maliyet gerçekleşme oranını,

$L_t$  = İnşaat süresi değişkenini (inşaat devam ederken 1, inşaatın devam etmediği durumda 0 değerini almaktadır),

ifade ederse, t yılına ait nükleer ada maliyeti aşağıdaki gibi hesaplanır.

$$C_t = N_t \times K_t \times S_t \times L_t \quad (7.1)$$

şekil 7.1'de gösterilen toplam yatırım maliyeti (7.1) denklemindeki formülle inşaat dönemi boyunca tüm yatırım maliyet kalemlerinin hesaplanarak toplanmasıyla elde edilir. Kredi anlaşma komisyonu finansal kapanışın yapıldığı yıl kredi tutarı ile girdilerde belirtilen anlaşma komisyonu oranının çarpılması ile elde edilmektedir. Kredi taahhüt komisyonu ise, anlaşılan kredi tutarının indirilmeyen (kullanılmayan) kısmına uygulanan bir komisyondur ve banka tarafından proje için ayrılan kredinin maliyetinin proje sahibine yansıtılması sonucu doğmaktadır. Kredi taahhüt komisyonu maliyeti hesaplaması ileride anlatılacaktır. Başlangıç ve erteleme dönemi işletme sermayesi ihtiyaçları da eklenerek toplam nakit ihtiyaı hesaplanmaktadır. Bu ihtiyaın karşılanmasında kullanılacak sermaye miktarı ise;

$C_t$  = Sermaye miktarını,

$D_t$  = Nakit ihtiyaç miktarını,

$G_t$  = Girdilerde belirtilen sermaye oranını,

$L_t$  = İnşaat süresi değişkenini (inşaat döneminde 1, diğer dönemlerde 0 değerini almaktadır),

$H_t$  = Erteleme süresi değişkenini (erteleme var ise 1, yok ise 0 değerini almaktadır),

ifade ederken t yılında ki sermaye miktarı aşağıdaki gibi hesaplanmaktadır.

$$C_t = (D_t \times G_t \times L_t) + (D_t \times G_t \times H_t) \quad (7.2)$$

Şekil 7.1’de yer alan kredi miktarı ise toplam nakit ihtiyaçtan sermaye miktarının çıkarılmasıyla bulunmaktadır. Son yıl kredi hesaplamasında farklı olarak, toplam kredi miktarının girdiler sayfasında verilen miktara tamamlanacak değerin girilmesiyle hesaplama yapılırken aynı yıl sermaye miktarı kredi tutarının önce belirlenmesi nedeniyle toplam nakit ihtiyaçtan kredi miktarının çıkarılması ile bulunur. Böylece girdilerde belirlenen sermaye miktarından nispeten biraz daha fazla sermaye enjekte edilmiş olur. Bunun alternatif yöntemi ise; sermaye miktarının sabit oranda bırakılarak, finansmanın getireceği ek maliyetlerin (faiz ve komisyonlar) yeni bir kredi ile karşılanmasıdır. Bu yöntemin tercih edilmemesinin sebebi modeli daha anlaşılır kılmak için ikinci bir kredi modülünün entegre edilmemesidir.

### 7.3 Rezerv Hesaplar

Özellikle büyük yatırım maliyeti gerektiren projelerde büyük öneme sahip olan rezerv hesaplar, finansman sağlayıcı kurumlar tarafından talep edilir ve finansal analiz sürecinde bir gider kalemi gibi nakit çıkışı olarak değerlendirilir.

REZERV HESAPLAR (’000 USD)	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
Alacaklar	-	34,611	38,927	38,917	38,907	38,897	38,887	38,877
Ödenecekler	-	(5,156)	(5,901)	(6,004)	(6,109)	(6,215)	(6,324)	(6,435)
Başlangıç İşletme Sermayesi	1,000	-	-	-	-	-	-	-
Erteleme Dönemi İşletme Sermayesi İhtiyacı	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>İşletme Sermayesi Dengesi</b>	<b>1,000</b>	<b>29,455</b>	<b>33,026</b>	<b>32,913</b>	<b>32,798</b>	<b>32,682</b>	<b>32,563</b>	<b>32,442</b>
<b>İşletme Sermayesi</b>	<b>1,000</b>	<b>28,455</b>	<b>3,571</b>	<b>(113)</b>	<b>(115)</b>	<b>(117)</b>	<b>(119)</b>	<b>(121)</b>
Büyük Bakım Maliyeti	-	-	-	-	-	-	-	-
Büyük Bakım Maliyeti Ödemesi	-	29,109	29,109	29,109	29,109	29,109	29,109	29,109
Büyük Bakım Maliyeti Geri Alımı	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Büyük Bakım Dengesi</b>	<b>0</b>	<b>-</b>	<b>29,109</b>	<b>58,218</b>	<b>87,327</b>	<b>116,436</b>	<b>174,655</b>	<b>203,764</b>
Kredi Faizi	-	1,000,000	969,757	938,003	904,660	869,651	832,891	794,293
kredi Ana Parası	-	604,852	635,094	666,849	700,191	735,201	771,961	810,559
<b>Kredi Borcu</b>	<b>-</b>	<b>1,604,852</b>	<b>1,604,852</b>	<b>1,604,852</b>	<b>1,604,852</b>	<b>1,604,852</b>	<b>1,604,852</b>	<b>1,604,852</b>
DSRA İhtiyacı	802,426	802,426	802,426	802,426	802,426	802,426	802,426	802,426
Başlangıç DSRA Durumu	30,000	-	-	-	-	-	-	-
DSRA Hareketleri	-	772,426	-	-	-	-	-	-
<b>DSRA Dengesi</b>	<b>0</b>	<b>30,000</b>	<b>802,426</b>	<b>802,426</b>	<b>802,426</b>	<b>802,426</b>	<b>802,426</b>	<b>802,426</b>

Şekil 7. 2 Finansal model rezerv maliyet hesaplaması 1

Şekil 7.2’de işletme sermayesi dengesi hesaplaması; alacaklar, ödenecekler, başlangıç işletme sermayesi ve varsa erteleme dönemi işletme sermayesi ihtiyacının toplanması ile olur. Büyük bakım maliyeti girdilerde verilen değere göre hesaplanırken, büyük bakım maliyeti ödemesi aşağıdaki gibi hesaplanmaktadır.

$$C_t = \text{Büyük bakım maliyeti ödemesini,}$$

$F_t$  = işletme süresi değişkenini (işletme döneminde 1, diğer dönemlerde 0 değerini almaktadır),

$K_t$  = Büyük bakım maliyetini,

$J_t$  = Büyük bakım frekansını,

n = Santral ömrünü,

L = İnşaat süresini,

ifade ederken t yılındaki büyük bakım maliyet ödemesi aşağıdaki gibi hesaplanmaktadır.

$$C_t = F_t \times \frac{\sum_{n=0}^L K_t}{J_t} \quad (7.3)$$

Kredi faizi ve anapara ödeme hesaplamaları finansman sayfasından alınırken, borç servisi karşılama rezerv hesabı (DSRA) ise bir sonraki dönemde ödenecek kredi borcunun aylık olarak hesaplanması ile bulunmaktadır.

REZERV HESAPLAR (*000 USD)		2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
Serbest Nakit Akış		-	-	-	-	-	-	-	-
Büyük Bakım Dengesi		-	29,109	58,218	87,327	116,436	145,546	174,655	203,764
DSRA Dengesi		30,000	802,426	802,426	802,426	802,426	802,426	802,426	802,426
<b>Toplam Nakit Akış Dengesi</b>	<b>0</b>	<b>30,000</b>	<b>861,535</b>	<b>1,722,179</b>	<b>2,611,932</b>	<b>3,530,795</b>	<b>4,478,766</b>	<b>5,455,847</b>	<b>6,462,036</b>
<b>Nakit Üzerinden Faiz Geliri</b>	<b>0</b>	<b>-</b>	<b>600</b>	<b>17,231</b>	<b>34,444</b>	<b>52,239</b>	<b>70,616</b>	<b>89,575</b>	<b>109,117</b>
Söküm Maliyeti İhtiyacı		-	-	-	-	-	-	-	-
Üretilen Elektrik	MWh	-	33,629,775	37,823,793	37,814,090	37,804,386	37,794,683	37,784,980	37,775,276
Söküm Maliyeti Oranı	USD/MWh	-	1.17	1.19	1.21	1.23	1.25	1.28	1.30
Başlangıç		-	-	39,348	85,168	132,686	181,948	233,004	285,903
Katku		-	39,348	45,034	45,814	46,609	47,417	48,239	49,075
Elde Edilen Faiz Geliri		-	-	787	1,703	2,654	3,639	4,660	5,718
Ödeme		-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Bakiye</b>		<b>-</b>	<b>39,348</b>	<b>85,168</b>	<b>132,686</b>	<b>181,948</b>	<b>233,004</b>	<b>285,903</b>	<b>340,697</b>
Söküm Maliyeti Kapanış Bakiyesi	0								

Şekil 7. 3 Finansal model rezerv maliyet hesaplaması 2

Şekil 7.3'de yer alan toplam nakit akış dengesi, serbest nakit akışın, büyük bakım ödemesinin ve DSRA ödemesinin toplanması ile hesaplanmaktadır. Nakit üzerinden elde edilen faiz geliri ise, bir önceki dönem nakit akış dengesinin girdilerde belirtilen

faiz oranı ile çarpılması sonucu bulunmaktadır. Söküm maliyeti ihtiyacının hesaplanması ise, girdilerde belirtilen tutarın işletme süresi boyunca biriktirilerek, söküm zamanı geldiğinde bu biriktirilen fon ile söküm işleminin gerçekleşmesi için yapılan hesaplamadır. Bu tutar üretilen her bir MWh elektrik için belli bir fonun nakit olarak rezerv hesaba transfer edilerek ayrılması ile birikir. Söküm zamanında bu rezerv hesap serbest kalır ve biriken tutar söküm maliyetini karşılar. Bu yüzden söküm maliyeti kapanış bakiyesi sıfır vermektedir. Dikkat edilmesi gereken ve finansal modelin ince ayrıntılarından bir diğer nokta ise; söküm maliyeti için rezerve ayrılan nakitin üzerine her sene faiz geliri hesaplanmasıdır. Elde edilen faiz geliri hesabı; aynı yıl hesapta biriken nakit ile girdiler de belirtilen faiz oranının çarpılmasıyla bulunmaktadır. Finansman şartlarından biri olan rezerv hesapların vadeli hesap veya repo olarak değerlendirilmesi genellikle serbest bırakılır. Bu bakımdan işletmenin faydası düşünülerek fona aktarılan her nakitin vadeli hesap gibi değerlendirilerek faiz geliri getireceği varsayılmıştır.

#### 7.4 Finansman

Finansman sayfasında projenin nakit ihtiyacının karşılanması için kullanılacak kredinin ana para, faiz ve komisyonları hesaplanmaktadır. Bu hesaplamaların yapılmasında girdiler sayfasında verilen tutar ve oranlar kullanılmaktadır.

FINANSMAN (000 USD)	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Başlangıç	0	1,241,800	5,355,936	9,378,099	12,503,857	16,408,047	18,566,946	19,631,545
Kredi	20,000,000	1,241,800	4,114,136	4,022,163	3,125,758	3,904,190	2,158,899	1,064,599
Geri Ödeme	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Bakiye</b>	<b>0</b>	<b>1,241,800</b>	<b>5,355,936</b>	<b>9,378,099</b>	<b>12,503,857</b>	<b>16,408,047</b>	<b>18,566,946</b>	<b>19,631,545</b>
Anlaşma Komisyonu	(400,000)	-	-	-	-	-	-	-
Taahhüt Komisyonu	(150,000)	(140,687)	(109,830)	(79,664)	(56,221)	(26,940)	(10,748)	(2,763)
Faiz	-	(62,090)	(267,797)	(468,905)	(625,193)	(820,402)	(928,347)	(981,577)
Ana Para	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Kredi Servisi</b>	<b>(550,000)</b>	<b>(202,777)</b>	<b>(377,627)</b>	<b>(548,569)</b>	<b>(681,414)</b>	<b>(847,342)</b>	<b>(939,095)</b>	<b>(984,341)</b>
<b>Kredi Nakit Akışı</b>	<b>(691,800)</b>	<b>(3,911,359)</b>	<b>(3,644,536)</b>	<b>(2,577,189)</b>	<b>(3,222,776)</b>	<b>(1,311,557)</b>	<b>(125,503)</b>	<b>615,886</b>
Ortalama Borçlanma Oranı	5.53%							

Şekil 7. 4 Finansal model finansman hesaplaması

Kredi başlangıcı bir önceki dönemin bakiyesine eşittir. Kredi miktarı ise yatırım maliyetinden hesaplanarak gelmektedir. Kredi geri ödemesi ise kredi tutarı, vadesi ve faiz oranı dikkate alınarak hesaplanmaktadır. Bu hesaplamada excel fonksiyonlarından PPMT (devresel ana para ödeme fonksiyonu) kullanılmıştır. Sorgulanmak istenen



döneme ait ana para ödemesini, verilen faiz, toplam kredi tutarı, vade ve ilgili döneme ilişkin bilgilerin yardımıyla hesaplamaktadır. Kredi taahhüt komisyonu ise aşağıdaki gibi hesaplanmaktadır.

$G_t$  = t yılına ait taahhüt komisyonunu,

$\partial$  = Kullanılan toplam kredi miktarını,

$M_t$  = t yılına kadar kullanılmış kredi miktarını,

$\phi$  = Taahhüt komisyonu oranını,

$L_t$  = İnşaat süresi değişkenini (inşaat döneminde 1, diğer dönemlerde 0 değerini almaktadır),

ifade ederken t yılındaki taahhüt komisyonu şöyle hesaplanmaktadır.

$$G_t = (\partial - M_t) \times \phi \times L_t \quad (7.4)$$

Kredi servisi, kredi ana para, faiz ve komisyonların toplamından oluşurken kredi nakit akışı ise kredi tutarından kredi servisinin çıkarılması sonucu bulunmaktadır. Ortalama borçlanma oranı ise bu kredi nakit akışını 0 değerine getiren oranın bulunması ile hesaplanmaktadır. Burada excel fonksiyonlarından IRR (iç getiri oranı) kullanılmaktadır. Bu fonksiyon kendisine verilen bir nakit akışı 0 değerine getiren oranı bulmaktadır.

Formülü için öncelikle NPV (Net bugünkü değer) formülünü vermek gerekir.

$C_t$  = t yılındaki nakit akışı,

r = iskonto oranını,

L = toplam dönem sayısını,

n = dönem sayısını ifade ederken NPV aşağıdaki gibi hesaplanmaktadır.

$$NPV = \sum_{n=0}^L \frac{C_n}{(1+r)^n} \quad (7.5)$$

Net bugünkü değer, ileride gerekleŖecek nakit akıŖların bir iskonto oranı ile indirgenmesi sonucu olan nakit akıŖların toplamı anlamına gelmektedir. Net bugünkü değeri (NPV) 0 yapan iskonto oranı (r) IRR (i getiri oranı)'a eŖittir. Yani buradan IRR için aŖaęıdaki formülü yazabiliriz.

$$0 = \sum_{n=0}^L \frac{C_n}{(1 + IRR)^n} \quad (7.6)$$

Ortalama borçlanma maliyetini hesaplama ihtiyacımız, kredi faiz oranı ile birlikte katlanılan anlaŖma ve taahhüt komisyon maliyetlerinin de etkisiyle kredi süresi boyunca katlanılan toplam maliyet, finansman anlaŖmasında belirtilen faiz oranının üzerinde gerekleŖmesidir. Örneğin; bu modelde kredi faiz oranı %5'tir. Ancak sırasıyla %1 ve %0.75 olan anlaŖma ve taahhüt komisyonlarının da ödenmesiyle projenin finansman yükü %5 ile sınırlı kalmamaktadır. Ŗekil 7.4'de görölen kredi nakit akıŖları üzerinde (7.6) denkleminin kullanılmasıyla elde edilen ortalama borçlanma maliyeti %5,53 olmaktadır. Yani; bu kredinin komisyonları projeye %0.53 oranında ek maliyet getirmektedir.

## 7.5 Vergi

Finansal analiz süreçlerinde dikkat edilmesi gereken bir diğer konu vergi hesaplamalarıdır. Vergi ödemeleri birer nakit çıkıŖı olduklarından yapılan analizi direk etkilemektedir. Vergi hesaplaması elde edilen gelirin vergi oranı ile çarpılması ile bulunur. Elde edilen gelir ise gelir tablosunda hesaplanan toplam gelirden maliyetlerin çıkarılması ve hesaplanan amortismanın düŖülmesi sonucu bulunmaktadır. Vergi kayıplarının dikkate alınması sonucu vergiye konu gelir veya zarar hesaplanır ve son olarak girdiler sayfasında verilen vergi oranı ile çarpılarak her dönem ödenecek vergi miktarı hesaplanır.

VERGİ ('000 USD)	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
Gelir	0	0	0	0	0	0	0	0	4,153,277	4,671,238	4,670,040
Toplam İşletme Maliyeti	0	0	0	0	0	0	0	0	-618,711	-708,138	-720,467
Büyük Bakım Maliyeti	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Söküm Maliyeti	0	0	0	0	0	0	0	0	-39,348	-45,034	-45,814
<b>İşletme Karı</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>3,495,218</b>	<b>3,918,067</b>	<b>3,903,759</b>
Amortisman	0	0	0	0	0	0	0	0	-740,279	-740,279	-740,279
Ödenecek Faiz	0	0	0	0	0	0	0	0	-1,000,000	-969,757	-938,003
Elde Edilen Faiz Geliri	0	0	0	0	0	0	0	0	600	17,231	34,444
<b>Vergiye Konu Kar/Zarar</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>1,755,539</b>	<b>2,225,261</b>	<b>2,259,920</b>
Başlangıç Vergi Kayıpları	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Yeni Vergi Kayıpları	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Aktifleştirilen Vergi Kayıpları	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Kullanılmayan Vergi Kayıpları	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>Vergiye Konu Kar (kayıplar sonrası)</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>1,755,539</b>	<b>2,225,261</b>	<b>2,259,920</b>
Vergi Oranı	20%	20%	20%	20%	20%	20%	20%	20%	20%	20%	20%
<b>Vergi</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>-351,108</b>	<b>-445,052</b>	<b>-451,984</b>

Şekil 7. 5 Finansal model vergi hesaplaması

Projenin inşaat yani yatırım süresi boyunca bir geliri olmadığından herhangi bir vergi yükümlülüğü doğmamaktadır. Bu bakımdan inşaat süresi olan ilk 8 yılda vergi miktarı 0 çıkmaktadır. Ancak işletme süresinin başlaması ile gelir ve giderler hesaplanarak ödenecek vergi bulunmaktadır. Amortisman hesabı formülasyonu ilerleyen bölümlerde aktarılacaktır. Ödenecek vergi hesaplanması ise aşağıdaki gibidir.

$V_t$  = Vergi ödemesini,

$\beta$  = Vergi oranını,

$S$  = Kayıplar sonrası vergiye konu karı,

ifade ederken t yılındaki vergi ödemesi aşağıdaki gibi hesaplanır.

$$V_t = \beta \times S \quad (7.7)$$

## 7.6 Gelir

Nükleer enerji santralının tek gelirinin elektrik satış geliri olacağı varsayılmıştır. Faaliyetine ilişkin karbon sertifikasyon satış geliri v.b. gelirler de düşünülebilirdi ancak finansal modelimiz için sadece ana faaliyet konusu olan elektrik satış geliri dikkate alınmıştır. Bu gelirin hesaplanması, santralden üretilen elektriğin ilgili döneme tekabül eden birim elektrik satış fiyatı ile çarpılması ile olmaktadır.

GELİR ('000 USD)		2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Kapasite Oranı	%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	80%	90%	90%	90%	90%
Kapasite Azalım Oranı	%	0	0	0	0	0	0	0	0	0.03%	0.05%	0.08%	0.10%	0.13%
Üretilen Elektrik	MWh	0	0	0	0	0	0	0	0	33,629,775	37,823,793	37,814,090	37,804,386	37,794,683
Elektrik Fiyatı	USD / MWh	49	46	43	41	39	38	36	35	124	124	124	124	124
Elektrik Satış Geliri		0	-	-	-	-	-	-	-	4,153,277	4,671,238	4,670,040	4,668,842	4,667,643

Şekil 7. 6 Finansal model gelir hesaplaması

Üretilen elektriğin hesaplanmasında en etkin parametreler santralin kapasite oranı ve bu kapasitenin yıllık azalma oranıdır. Elektrik satış geliri aşağıdaki gibi hesaplanmaktadır.

$U_t$  = Elektrik satış gelirini,

$\mu_t$  = Kapasite oranını,

$F_t$  = Kapasite azalım oranını,

$\alpha$  = Santral kapasitesini,

$R_t$  = Elektrik satış fiyatını,

ifade ederken t yılındaki elektrik satış geliri aşağıdaki gibi olmaktadır.

$$U_t = R_t \times (\alpha_t \times F_t \times (1 - \mu_t) \times 365 \times 24) \quad (7.8)$$

Üretilen elektriğin hesaplanmasında girdiler sayfasında belirtilen büyük bakım döngüsü kapasitesinin, büyük bakım döngüsü frekansına bölünerek ilgili yıla tekabül eden kısmı kadar kapasite oranının azaltılması sonucunda elde edilen elektrik miktarı kullanılmaktadır. Bu hesaplama detayı diğer santraller için tercih edilmez iken büyük bakım sürecinin çok büyük önem arz ettiği nükleer enerji santrali projelerinde hesaplanarak dikkate alınmaktadır.

## 7.7 Nakit Akış

Nakit akış tablosu bir finansal modelin en önemli tablosudur. Projenin tüm nakit girdi ve çıktıları burada hesaplanır ve proje değerlemesinde kullanılacak net nakit akış burada bulunur.

NAKİT AKIŞ ('000 USD)	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
Elektrik Satış Geliri	0	0	0	0	0	0	0	0	4,153,277
Diğer Gelirler	0	0	0	0	0	0	0	0	-
<b>Toplam Gelirler</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>4,153,277</b>
Yakıt Maliyeti (USD)	-	-	-	-	-	-	-	-	(317,716)
Yakıt Maliyeti (EUR)	-	-	-	-	-	-	-	-	(4,074)
Değişken İşletme Maliyeti (USD)	-	-	-	-	-	-	-	-	(200,673)
Değişken İşletme Maliyeti (EUR)	-	-	-	-	-	-	-	-	(24,446)
Sabit İşletme Maliyeti (USD)	-	-	-	-	-	-	-	-	(43,282)
Sabit İşletme Maliyeti (EUR)	-	-	-	-	-	-	-	-	(28,520)
<b>Toplam İşletme Maliyeti</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>(618,711)</b>
İşletme Sermayesi İhtiyacı	0	0	0	0	0	0	0	0	(28,455)
<b>Nakit Akış</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>3,506,111</b>
Vergi	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Toplam Yatırım Maliyeti	(1,224,000)	(5,674,560)	(5,368,320)	(3,916,800)	(4,896,000)	(2,236,800)	(581,760)	(581,760)	-
Anlaşma Komisyonu	(400,000)	-	-	-	-	-	-	-	-
Taahhüt Komisyonu	(150,000)	(140,687)	(109,830)	(79,664)	(56,221)	(26,940)	(10,748)	(2,763)	-
İnşaat Dönemi Faizi	-	(62,090)	(267,797)	(468,905)	(625,193)	(820,402)	(928,347)	(981,577)	-
Başlangıç İşletme Sermayesi	1,000	-	-	-	-	-	-	-	(1,000)
Başlangıç DSRA İhtiyacı	30,000	-	-	-	-	-	-	(30,000)	-
<b>Finansman İhtiyaçları</b>	<b>(1,774,000)</b>	<b>(5,877,337)</b>	<b>(5,745,947)</b>	<b>(4,465,369)</b>	<b>(5,577,414)</b>	<b>(3,084,142)</b>	<b>(1,520,855)</b>	<b>(1,597,101)</b>	<b>-</b>

Şekil 7. 7 Finansal model nakit akış hesaplaması 1

Şekil 7.7’de görüleceği gibi inşaat yani yatırım süresi boyunca nakit akış hesaplamasında herhangi bir işletme geliri ve gideri bulunmamaktadır. Ancak aynı dönemlerde yatırım maliyeti ve finansmandan kaynaklı faiz ve komisyon giderleri bulunmaktadır.

Sermaye	532,200	1,763,201	1,723,784	1,339,611	1,673,224	925,243	456,257	1,228,646	-
Kredi	1,241,800	4,114,136	4,022,163	3,125,758	3,904,190	2,158,899	1,064,599	368,455	-
<b>Toplam Fon</b>	<b>1,774,000</b>	<b>5,877,337</b>	<b>5,745,947</b>	<b>4,465,369</b>	<b>5,577,414</b>	<b>3,084,142</b>	<b>1,520,855</b>	<b>1,597,101</b>	<b>-</b>
Nakit Üzerinden Elde Edilen Faiz Geliri	-	-	-	-	-	-	-	-	600
Büyük Bakım Maliyeti	-	-	-	-	-	-	-	-	(29,109)
DSRA Maliyeti	-	-	-	-	-	-	-	-	(772,426)
Söküm Maliyeti	-	-	-	-	-	-	-	-	(39,348)
<b>Kredi Ödemesi İçin Nakit Akış</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>2,665,829</b>
Faiz	0	0	0	0	0	0	0	0	(1,000,000)
Ana Para	0	0	0	0	0	0	0	0	(604,852)
<b>Kredi Ödemesi Sonrası Nakit Akış</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>1,060,977</b>
Temettü	0	0	0	0	0	0	0	0	(1,060,977)
Sermaye Telafisi	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>Net Nakit Akış</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>
Serbest Nakit Akış Dengesi	0	-	-	-	-	-	-	-	-

Şekil 7. 8 Finansal model nakit akış hesaplaması 2

İnşaat ve yatırım döneminde gerçekleşen nakit çıkışları karşılamak için kullanılan finansman kredisi ve enjekte edilen sermaye miktarı Şekil 7.8’de görülmektedir. Aynı dönem kredi geri ödemesi, rezerv hesap ödemesi ve herhangi bir sermaye geri ödemesi yahut temettü dağıtımı olmamaktadır.

Nakit akış hesaplamasında diğer sayfalarda yapılan hesaplamalar kullanılır.

$CT_t$  = Toplam geliri,

$O\&M_t$  = Toplam işletme maliyetini,

$\Delta_t$  = İşletme sermayesi ihtiyacını,

$F_t$  = Finansman ihtiyacını,

$V_t$  = Toplam fon miktarını,

$G_t$  = Vergi miktarını,

$S_t$  = Toplam rezerv maliyetini,

$K_t$  = Toplam kredi yükünü,

$T_t$  = Toplam temettü miktarını,

$\psi_t$  = Net nakit akışı,

ifade ederken t yılındaki net nakit akış aşağıdaki gibi hesaplanmaktadır.

$$\psi = CT_t - O\&M_t - \Delta_t - G_t - F_t + V_t - S_t - K_t - T_t \quad (7.9)$$

## 7.8 Gelir Tablosu

Gelir tablosu bir şirketin veya projenin finansal analiz açısından vazgeçilmez bir parçasıdır. Bu tablo, işletmenin belli bir dönemde elde ettiği tüm gelirler ile aynı dönemde katlandığı bütün maliyet ve giderleri ve bunların sonucunda elde ettiği dönem karını veya zararını gösteren bir tablodur [83]. Gelir tablosu proje süresi boyunca hesaplanır ve işletmenin yahut projenin gelir gider dengesini en net şekilde verir. Nakit akış tablosu ile farkı; nakit akış tablosunda yalnızca nakit olarak giriş ve çıkışlar yer alırken, gelir tablosunda nakit çıkış olmayan ancak vergi hesaplamasını direkt etkileyen amortisman kaleminin olmasıdır.

GELİR TABLOSU (000 USD)	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Gelir	-	-	-	-	-	-	-	-	4,153,277	4,671,238
Toplam İşletme Masrafı	-	-	-	-	-	-	-	-	(618,711)	(708,138)
Büyük Bakım Maliyeti	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Söküm Maliyeti	-	-	-	-	-	-	-	-	(39,348)	(45,034)
<b>İşletmesel Kar</b>	-	-	-	-	-	-	-	-	<b>3,495,218</b>	<b>3,918,067</b>
Amortisman	-	-	-	-	-	-	-	-	(740,279)	(740,279)
<b>Vergi ve Faiz Öncesi Kar</b>	-	-	-	-	-	-	-	-	<b>2,754,939</b>	<b>3,177,788</b>
Faiz Ödemesi	-	-	-	-	-	-	-	-	(1,000,000)	(969,757)
Nakit Üzerinden Elde Edilen Faiz Geliri	-	-	-	-	-	-	-	-	600	17,231
<b>Vergi Öncesi Kar</b>	-	-	-	-	-	-	-	-	<b>1,755,539</b>	<b>2,225,261</b>
Vergi	-	-	-	-	-	-	-	-	(351,108)	(445,052)
Vergi Oranı	20%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	20%	20%
<b>Vergi Sonrası Kar</b>	-	-	-	-	-	-	-	-	<b>1,404,431</b>	<b>1,780,209</b>
Temettü	-	-	-	-	-	-	-	-	(1,060,977)	(1,946,658)
<b>Dağıtılmamış Karlar</b>	-	-	-	-	-	-	-	-	<b>343,454</b>	<b>(166,449)</b>
Kümülatif Dağıtılmamış Kar	0	-	-	-	-	-	-	-	343,454	177,006

Şekil 7. 9 Finansal model gelir tablosu hesaplaması

Nükleer santral projesinde girdiler sayfasında 8 yıl inşaat süresi belirttiğimiz için bu döneme ilişkin faaliyetler bir gelir ve gider bulunmamaktadır. İşletme süresinin başlaması ile birlikte gelir sayfasından elektrik satış geliri, nakit akış sayfasından masraf ve maliyetler alınmaktadır. Bunların toplanmasıyla işletmesel kar elde edilmektedir. İşletmesel kar bir şirketin yahut projenin ana faaliyetine ilişkin gelir ve gider arasındaki farktır. Bir sonraki kalem olan amortisman hesabı için ise aşağıdaki formül hesaplanmaktadır.

$A_t$  = Amortisman miktarını,

$L_t$  = İşletme süresi değişkenini (işletme döneminde 1, diğer dönemlerde 0 değerini almaktadır),

$YT_t$  = Aktifleştirilecek toplam yatırım miktarını,

$\Omega$  = Amortisman süresini,

ifade ederken t yılındaki amortisman miktarı aşağıdaki gibi hesaplanmaktadır.

$$A_t = L_t \times \left( \frac{YT_t}{\Omega} \right) \quad (7.10)$$

İşletmesel kar tutarından amortisman tutarının çıkarılmasıyla vergi ve faiz öncesi kar bulunmaktadır. Bu tutardan faiz gideri çıkartılıp, nakit üzerinden elde edilen faiz geliri

eklenince vergi öncesi kar, vergi ödemesinin düşülmesiyle ile net kar veya varsa net zarar bulunmaktadır. Kalan net kar ise sermayedarlara temettü olarak dağıtılmaktadır. Dağıtılacak temettü rakamının, biriken nakit tutarından fazla olmaması gerekmektedir.

## 7.9 Bilanço

Mali bir tablo olan bilanço, bir işletmenin belli bir tarih itibariyle varlıklarını ve varlıkların elde edildiği kaynakları gösterir. Muhasebe sisteminin en önemli tablolarından biri olan bilanço, aktif ve pasif taraf olmak üzere iki temel bölümden oluşmaktadır [84]. Bilançonun temel esası ise bu aktif ve pasif bölümlerin toplamalarının birbirine eşit olmasıdır. Yani; bir şirketin varlıkları ile o varlıkları elde etmede kullandığı kaynakların farkı sıfıra eşit olmalıdır. Aksi halde, bilanço hatası söz konusu olur.

BİLANÇO (000 USD)	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	
Duran Varlıklar	0	1,774,000	7,651,337	13,397,284	17,862,653	23,440,067	26,524,209	28,045,064	29,611,165	29,611,165
Birikmiş Amortisman	0	0	0	0	0	0	0	0	0	(740,279)
<b>Net Duran Varlıklar</b>	<b>1,774,000</b>	<b>7,651,337</b>	<b>13,397,284</b>	<b>17,862,653</b>	<b>23,440,067</b>	<b>26,524,209</b>	<b>28,045,064</b>	<b>29,611,165</b>	<b>28,870,886</b>	
Serbest Nakit Akış	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Büyük Bakım Dengesi	-	-	-	-	-	-	-	-	-	29,109
DSRA Dengesi	-	-	-	-	-	-	-	30,000	802,426	-
Başlangıç İşletme Sermayesi	-	-	-	-	-	-	-	1,000	-	-
Ticari Alacaklar	-	-	-	-	-	-	-	-	-	34,611
<b>Toplam Dönen Varlıklar</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>31,000</b>	<b>866,146</b>	
Ticari Ödenecekler	0	0	0	0	0	0	0	0	0	(5,156)
Vergi	0	0	0	0	0	0	0	0	0	(351,108)
Temettü	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>Toplam Dönen Yükümlülükler</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>(356,264)</b>
<b>Toplam Dönen Varlıklar</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>31,000</b>	<b>509,882</b>	
<b>NET VARLIKLAR</b>	<b>1,774,000</b>	<b>7,651,337</b>	<b>13,397,284</b>	<b>17,862,653</b>	<b>23,440,067</b>	<b>26,524,209</b>	<b>28,045,064</b>	<b>29,642,165</b>	<b>29,380,767</b>	

Şekil 7. 10 Finansal model bilanço hesaplaması 1

Net duran varlıklar, kümülatif toplanan duran varlıklar ile ilgili yılda gerçekleşen birikmiş amortisman arasındaki farka eşittir. Toplam dönen yani cari varlıklar ise net duran varlıklar ile nakit akış dengesini etkileyen; serbest nakit akış, büyük bakım dengesi, DSRA dengesi, başlangıç işletme sermayesi ve ticari alacakların toplanması ile bulunur. Cari yükümlülüklerin de toplanması ile net varlık rakamı elde edilir. Dönen ve duran varlıkların farkı, dönen varlıkların cari yani likit olarak değerlendirilen varlıklar iken, duran varlıklar yatırıma konu olan harcamaları yani demirbaşları ifade etmektedir. Bunların toplamı olan net varlıklar şirketin yahut projenin o dönemdeki tüm varlığını gösterir.



Şekil 7.11’de ise net yükümlülüklerin hesaplandığı görülmektedir. Net yükümlülükler Şekil 7.10’da görüldüğü üzere hesaplanan net varlıkların nasıl elde edildiğini ve hangi kaynağın ne oranda kullanıldığını göstermektedir.

BİLANÇO (’000 USD)	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
Kredi	1,241,800	5,355,936	9,378,099	12,503,857	16,408,047	18,566,946	19,631,545	20,000,000	19,395,148
Uzun Vadeli Yükümlülükler	1,241,800	5,355,936	9,378,099	12,503,857	16,408,047	18,566,946	19,631,545	20,000,000	19,395,148
Sermaye	0	532,200	2,295,401	4,019,185	5,358,796	7,032,020	7,957,263	8,413,519	9,642,165
Dağıtılmamış Kar	-	-	-	-	-	-	-	-	343,454
Hissedarlar Fonu	532,200	2,295,401	4,019,185	5,358,796	7,032,020	7,957,263	8,413,519	9,642,165	9,985,619
<b>NET YÜKÜMLÜLÜKLER</b>	<b>1,774,000</b>	<b>7,651,337</b>	<b>13,397,284</b>	<b>17,862,653</b>	<b>23,440,067</b>	<b>26,524,209</b>	<b>28,045,064</b>	<b>29,642,165</b>	<b>29,380,767</b>
Bakiye	(0)	-	-	-	-	-	-	-	-

Şekil 7. 11 Finansal model bilanço hesaplaması 2

Kredi hesaplaması finansman sayfasından temin edilirken sermaye ve dağıtılmamış kar hesaplamaları ise nakit akış sayfasından alınmaktadır. Tüm bu tutarların toplanması ile net yükümlülükler bulunmaktadır. Bakiye satırı ise net varlıklar ile net yükümlülüklerin farkını vermektedir. Bu farkın sifıra eşit olması bilançonun doğru hesaplandığını göstermektedir.

## 7.10 Rasyolar

Finansmanın söz konusu olduğu her projede, finansman sağlayıcılarının karar verme aşamasında en büyük yardımcı hesaplamalarını rasyolar teşkil etmektedir. Finansal rasyolar projenin finansal yükü kaldırıp kaldıramadığının, ürettiği nakit akışın finansal yüke nasıl karşılık verdiğinin ve sermayedar ve kreditor için nasıl bir geri dönüş süresine sahip olduğunun başka bir deyişle nasıl bir getiri oranı taşıdığının göstergesidir.

En çok karşılaşılan ve sorgulanan rasyo Borç Servisi Karşılama Oranı (Debt Service Coverage Ratio-DSCR) rasyosudur. Bu rasyo ilgili dönem ödenmesi gereken finansal yükümlülüğün aynı dönem üretilen nakit tutarına oranlanması ile bulunur. Tüm işletmesel dönemler için hesaplanan bu rasyo serisinin minimum ve ortalama değeri, finansal karar vermede kullanılmaktadır. Bu bakımdan bu rasyo için minimum ve ortalama olmak üzere iki değer hesaplanır.

RASYOLAR ('000 USD)	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Kredi için Nakit Akış (CFADS)	-	-	-	-	-	-	-	-	2,665,829	3,551,510
Faiz Ödemesi	-	-	-	-	-	-	-	-	1,000,000	969,757
Ana Para Ödemesi	-	-	-	-	-	-	-	-	604,852	635,094
<b>Kredi Servisi Ödemesi</b>									<b>1,604,852</b>	<b>1,604,852</b>
Borç Servisi Karşılama Oranı (DSCR)									1.66x	2.21x
Minimum Borç Servisi Karşılama Oranı	1.58x									
Ortalama Borç Servisi Karşılama Oranı	2.02x									

Şekil 7. 12 Finansal model rasyo hesaplaması 1

Şekil 7.12’de görüldüğü üzere işletme dönemi için DSCR oranı hesaplanmış ve ilgili seride minimum ve ortalama değerler bulunmuştur. Girdiler sayfasında verilen parametrelere göre nükleer enerji santrali finansal modelinin DSCR oranı minimum 1.58 olurken ortalama 2.02 gerçekleşmiştir. Yani bu projenin herhangi bir işletme yılında üretilen nakit tutar ilgili dönemdeki kredi yükümlülüğünün en az 1.58 katıdır ve bu oran işletme dönemi boyunca ortalama 2.02 olmuştur. DSCR oranının 1’in üzerinde olması projenin finanse edilebilir olmasını, bu oranın yükselmesinin ise finansmanın kolaylaşacağını göstermektedir.

RASYOLAR ('000 USD)	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	
Kredi için Nakit Akış (CFADS)	-	-	-	-	-	-	-	-	2,665,829	
Kredi Dönemi Nakit Akış	-	-	-	-	-	-	-	-	2,665,829	
Kredi Ortalama Borçlanma Maliyeti	5.53%									
Kredi için Nakit Akışların Bugünkü Değeri		0	0	0	0	0	0	0	39,179,288	38,678,334
Ödenmesi Gereken Kredi Tutarı		0	0	0	0	0	0	0	20,000,000	19,395,148
Kredi Dönemi Karşılama Oranı (LLCR)		-	-	-	-	-	-	-	1.96x	1.99x
Minimum Kredi Dönemi Karşılama Oranı (LLCR)	1.71x									

Şekil 7. 13 Finansal model rasyo hesaplaması 2

Finansal analizde hesaplanan bir diğer rasyo ise Kredi Dönemi Karşılama Oranı (Loan Life Coverage Ratio-LLCR) rasyosudur. Bu oran ilgili dönemden sonraki kredi için nakit akışların ilgili döneme, kredi ortalama borçlanma maliyeti oranı ile indirgenmesi sonucu oluşan tutarın, aynı döneme tekabül eden toplam kredi yüküne bölünmesi ile bulunur. Bu oranın minimum değerinin 1’in üzerinde olması gerekmektedir. (7.5)’te yer alan NPV denkleminde toplam sembolünün başlangıç değerini değiştirerek (7.11) denklemini elde ederiz.

$$NPV = \sum_{n=1}^L \frac{CR_n}{(1+r)^n} \quad (7.11)$$

n= Hesaplamanın başlangıç dönemini,

L=İşletme sürecinin son dönemini,

$CR_n$  = İlgili dönemdeki kredi için nakit akışı,

r = Ortalama borçlanma maliyetini,

$\partial_t$  = İlgili dönemdeki toplam kredi yükünü,

ifade ederken, t yılındaki LLCR rasyosu aşağıdaki gibi hesaplanmaktadır.

$$LLCR_t = \frac{\sum_{n=t+1}^N \frac{C_n}{(1+r)^n}}{\partial_t} \quad (7.12)$$

Örneğin Şekil 7.13'te bu değer 2025 yılı için, o yıldan sonraki nakit akışların ortalama borçlanma maliyeti (%5.53) ile bugüne indirgenmesi sonucu bulunan 39,179,288 rakamının aynı dönem kredi yükü olan 20.000.000'a bölünmesi ile 1.96 olmuştur.

RASYOLAR (000 USD)	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Yatırım Maliyeti	(1,224,000)	(5,674,560)	(5,368,320)	(3,916,800)	(4,896,000)	(2,236,800)	(581,760)	(581,760)
Gelir	-	-	-	-	-	-	-	-
İşletme Maliyeti	-	-	-	-	-	-	-	-
İşletme Sermayesi	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Proje Nakit Akışı (vergi öncesi)</b>	<b>(1,224,000)</b>	<b>(5,674,560)</b>	<b>(5,368,320)</b>	<b>(3,916,800)</b>	<b>(4,896,000)</b>	<b>(2,236,800)</b>	<b>(581,760)</b>	<b>(581,760)</b>
Vergi	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Proje Nakit Akışı (vergi sonrası)</b>	<b>(1,224,000)</b>	<b>(5,674,560)</b>	<b>(5,368,320)</b>	<b>(3,916,800)</b>	<b>(4,896,000)</b>	<b>(2,236,800)</b>	<b>(581,760)</b>	<b>(581,760)</b>
Proje İç Getiri Oranı (vergi öncesi)	10%							
Proje İç Getiri Oranı (vergi sonrası)	9%							

Şekil 7. 14 Finansal model rasyo hesaplaması 3

Hesaplanan bir diğer rasyo ise proje iç getiri oranı rasyosudur. Bu rasyo vergi öncesi ve vergi sonrası oluşan nakit akışların (7.6) denkleminde verilen IRR (Internal Rate of Return-İç Getiri Oranı) formülü ile hesaplanması sonucu elde edilir. Vergi ödemesi sonrası nakit akışların azalması nedeniyle vergi öncesi proje iç getiri oranı, vergi sonrası proje iç getiri oranından yüksek çıkmaktadır. Bir projenin iç getiri oranının %10 çıkması o projenin kendini amorti etme süresinin yaklaşık olarak 10 yıl olduğunu gösterir.

RASYOLAR (000 USD)	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Sermaye	(532,200.0)	(1,763,201.0)	(1,723,784.2)	(1,339,610.8)	(1,673,224.2)	(925,242.6)	(456,256.6)	(1,228,645.5)
Sermaye Telafisi	0	0	0	0	0	0	0	0
Temettü	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>Sermaye Nakit Akışı (nominal)</b>	<b>(532,200.0)</b>	<b>(1,763,201.0)</b>	<b>(1,723,784.2)</b>	<b>(1,339,610.8)</b>	<b>(1,673,224.2)</b>	<b>(925,242.6)</b>	<b>(456,256.6)</b>	<b>(1,228,645.5)</b>
Sermaye Nakit Akışı (reel)	(522,995.28)	(1,702,737.16)	(1,635,880.57)	(1,249,310.05)	(1,533,446.54)	(833,283.97)	(403,802.90)	(1,068,586.82)
Sermaye İç Getiri Oranı (nominal)	12%							
Sermaye İç Getiri Oranı (reel)	10%							

#### Şekil 7. 15 Finansal model rasyo hesaplaması 4

Proje için hesaplanan iç getiri oranı rasyosu aynı zamanda sermayedar için de hesaplanır. Sermaye nakit akışının (7.6) denkleminde verilen IRR formülü ile hesaplanması sonucu sermaye iç getiri oranı elde edilir. Bu hesaplamada kullanılan nakit akışlar nominal olduğundan elde edilen iç getiri oranı da nominaldir. Ancak bu nakit akışlar enflasyondan arındırılarak (nakit akışın aynı döneme tekabül eden enflasyon indeksine bölünmesi ile bulunur) (7.6) denkleminde yer alan IRR formülüne tabi tutulması sonucu elde edilen sermaye iç getiri oranı reel olacaktır. Sermaye iç getiri oranının %12 olması demek, sermayedarın o projeye enjekte ettiği nakitin kendini yaklaşık 8 yılda amorti ettiği anlamına gelmektedir.

#### 7.11 Yakıt Maliyeti

Nükleer enerji projelerinde yakıt olarak kullanılan uranyum, madenden çıkarıldıktan sonra yakıt döngüsünde gerçekleşen zenginleştirme ve kimyasal reaksiyon işlemleri sonucu reaktörde tepkimeye girebilecek hale gelmektedir. Yakıt döngüsünde gerçekleşen her işlem yakıt maliyetini etkilemektedir. Bu hesaplamalar için UxC Danışmanlık Şirketi'nin hesaplama aracı kullanılmıştır [86].

Aşağıda yer alan Çizelge 7.9'da görülen parametreler tez çalışması için oluşturulan finansal modelde kullanılmış olan parametrelerdir. Bu parametreler ve değerleri sektörel ortalamayı yansıtmaktadır.

Çizelge 7. 9 Finansal model yakıt maliyeti parametreleri

Yakıt Maliyeti Parametreleri		
Doğal Uranyum Zenginlik Faktörü	xf	0.71%
Zenginlik Katsayısı	xp	5.00%
Atık Zenginlik	xt	0.30%
U308 Maliyeti	\$/kg-U	76.80
Dönüştürme Maliyeti	\$/kg-U	6.75
Zenginleştirilmiş Uranyum UF6 Maliyeti	\$/SWU	60.00
UF6 dan Yakıt İmalatı Maliyeti	\$/SWU	96.00
İskonto Oranı	%	4.00
a (yıl)=	yıl	2.00
b (yıl)=	yıl	1.50
c (yıl)=	yıl	1.00
d (yıl)=	yıl	0.50
Yanma Oranı	MWd/kg-U	62,000
Termal Verim	%	36

Ayrıca;

a(yıl) Yakıt siparişinin verildiği tarihi,

b(yıl) Siparişin temin edildiği ve dönüştürmenin başladığı tarihi,

c(yıl) Dönüştürmenin bitip zenginleştirmenin başladığı tarihi,

d(yıl) Zenginleştirmenin bitip imalatın başladığı tarihi ifade etmektedir.

Çizelge 7.9'da verilen parametreler ile aşağıdaki hesaplamalar sonucunda santralin yakıt maliyetine ulaşılmaktadır.

xf = Doğal uranyum zenginlik faktörünü,

xp = Zenginlik katsayısını,

xt = Atık zenginliğini,

Fa = Ürün besleme oranını,

Ta = Ürün kuyruk oranını,

SWU = Ayrıştırılmış iş birimini,

$\alpha$  = Santral kapasite oranını,

NYİ = Yıllık nükleer yakıt ihtiyacını,

YO = Yanma oranını,

U = Doğal uranyum ihtiyacını,

YM = Santralin yakıt maliyetini,

$\sigma$  = Termal yanma gücünü,

ifade ederken santralin yakıt maliyeti aşağıdaki gibi hesaplanır.

$$Fa = (xp - xt) / (xf - xt) \quad (7.13)$$

$$Ta = (xp - xf) / (xf - xt) \quad (7.14)$$

$$V(xp) = (1 - 2 \times xp) \times \ln\left(\frac{1 - xp}{xp}\right) \quad (7.15)$$

$$V(xf) = (1 - 2 \times xp) \times \ln\left(\frac{1 - xf}{xf}\right) \quad (7.16)$$

$$V(xt) = (1 - 2 \times xt) \times \ln\left(\frac{1 - xt}{xt}\right) \quad (7.17)$$

$$NYİ = \left(\sigma \times \frac{365}{24} \times 4\right) / \left(\frac{235 \times xp + (1 - xp) \times 238}{235 \times xp + (1 - xp) \times 238 + 2 \times 16}\right) \quad (7.18)$$

Çizelge 7.9'da belirtilen parametreler ışığında öncelikle (7.13), (7.14), (7.15), (7.16), (7.17) ve (7.18) ara denklemleri hesaplanır. (7.18) denkleminde uranyum izotopların kütleli ağırlık oranları dikkate alınmış olup oksijen için ağırlık 16 alınmıştır. Ardından (7.19) denklemi hesaplanır.

$$SWU = NYİ \times V(xp) + NYİ \times Ta * V(xt) - NYİ \times Fa \times V(xf) \quad (7.19)$$

$$U = NYİ \times Fa \quad (7.20)$$

(7.19) denklemi ile ayrıştırılmış iş birimi hesaplanırken, (7.20) denklemi ile doğal uranyum ihtiyacı hesaplanmaktadır.

$A = U_3O_8$  Maliyetini,

$B =$  İskonto oranını,

$C =$  Dönüştürme maliyetini,

$D =$  Zenginleştirilmiş  $UF_6$  maliyetini,

$E = UF_6$  dan yakıt imalat maliyetini,

ifade ederken santral yakıt maliyeti aşağıdaki gibi hesaplanır.

$$YM = Fa \times A \times \left(1 + \left(\frac{B}{100}\right)^{a(yıl)}\right) + Fa \times C \times \left(1 + \left(\frac{B}{100}\right)^{b(yıl)}\right) + SWU \times D \times \left(1 + \left(\frac{B}{100}\right)^{c(yıl)}\right) + E \times \left(1 + \left(\frac{B}{100}\right)^{d(yıl)}\right) \times 0.1 \quad (7.21)$$

(7.21) denklemi ile \$/kg-U cinsinden santral yakıt maliyeti hesaplanmıştır. Bu maliyetin elektrik birimi olan kwh cinsine çevirmek için aşağıdaki formül hesaplanmaktadır.

$$YM (\$/ KWh) = \left( \frac{YM}{24 \times YO \times \frac{\sigma}{100}} \right) \times 100 \quad (7.22)$$

(7.22) denklemi ile finansal modelde girdiler sayfasında parametre olarak kullanılacak üretilen elektrik (KWh) başına USD cinsinden yakıt maliyeti bulunmuş oldu.

## 7.12 Tahminler

Finansal modellerin en kritik çalışma sayfalarından biri de tahminler sayfasıdır. Tahminler bir işletmenin yada projenin projeksiyonu yapılan dönem boyunca, girdi olarak verilen parametrelerin hangi değerleri alacağıın hesaplanması konusunda rol

oyunmaktadır. Tahminler sayfasının ilk kısmında projenin inşaat, erteleme ve işletme dönemlerine ilişkin değişkenlerin yer aldığını göreceğiz. Bu değişkenler almış oldukları 0 ve 1 değerleri ile o yıla ilişkin yapılan hesaplamalarda, hesaplama sonucunu yahut 0 değerini getireceklerdir. Bu yöntem, ilgili parametrelerin girdiler sayfasında değiştirilmesi ile model içerisinde ilgili hesaplamaların otomatik olarak yapılmasına olanak sağlamaktadır.

TAHMİNLER	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Yıl	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
İnşaat Süresi		1	1	1	1	1	1	1	1	0	0	0	0	0
Erteleme Süresi		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
İşletme Süresi		0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1
İşletme Yıl Sayısı	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	2	3	4	5
Büyük Bakım Süresi		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Büyük Bakım Döngüsü	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	2	3	4	5
Proje Süresi		1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
İnşaat ve Erteleme Süresi		1	1	1	1	1	1	1	1	0	0	0	0	0
İşletme ve Erteleme Süresi		0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1
Finansman Kapanışı		1.0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
İnşaat Süresi Sonu		0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0
İşletme Dönemi Öncesi		0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0
Ticari İşletme Dönemi		0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0
İşletme Dönemi Sonu		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Söküm Tarihi		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Kredi Süresi	20	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1
Kredi Yıl Sayısı	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	2	3	4	5

Şekil 7. 16 Finansal model tahminler sayfası 1

Şekil 7.16'da görüleceği üzere girdiler sayfasında belirtilen inşaat süresi dönemi değişkeni bu dönem boyunca 1 değerini alırken, aynı dönem işletme olmadığından 0 değerini almıştır. İnşaat dönemi sonrasında varsa erteleme dönemi değişkeni de 0 değerini alır ve ardından işletme dönemi değişkeni 1 değerini alarak, ilgili yıl santralin işletmeye girdiği anlaşılır. Büyük bakım süresi girdiler sayfasında verilen süre dolunca 1 değerini alır ve büyük bakım döngüsü ise, ilk büyük bakım süresine kadar 0 dan başlayarak geçen yılları toplar, büyük bakım sonrası tekrar 0 değerini alır ve ikinci büyük bakım süresine kadar geçen yıl sayısını toplamaya devam eder. Böylece işletme dönemi boyunca hangi yıl büyük bakım yapılacağı ve kaç kere büyük bakım maliyetine katlanılacağı anlaşılabilir. Finansman hesaplamalarında kullanılmak üzere girdiler sayfasında belirtilen kredi vadesi işletme dönemi boyunca sayılır ve hangi yıllar kredi geri ödemesi yapılacağı bu değişken sayesinde bulunur.



TAHMİNLER		2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
ABD Enflasyon Oranı	SPSS		1.76%	1.76%	1.76%	1.76%	1.76%	1.76%	1.76%	1.76%	1.76%	1.76%	1.76%	1.76%	1.76%
ABD Enflasyon İndeksi	1		1.018	1.036	1.054	1.072	1.091	1.110	1.130	1.150	1.170	1.191	1.212	1.233	1.255
AB Enflasyon Oranı	SPSS		2.00%	2.00%	2.00%	2.00%	2.00%	2.00%	2.00%	2.00%	2.00%	2.00%	2.00%	2.00%	2.00%
AB Enflasyon İndeksi	1		1.020	1.040	1.061	1.082	1.104	1.126	1.149	1.172	1.195	1.219	1.243	1.268	1.294
TL Enflasyon Oranı	SPSS		6.85%	6.67%	6.48%	6.29%	6.10%	5.92%	5.73%	5.54%	4.84%	4.13%	3.42%	2.71%	2.00%
TL Enflasyon İndeksi	1		1.069	1.140	1.214	1.290	1.369	1.450	1.533	1.618	1.696	1.766	1.826	1.876	1.913
EUR/USD	C35/D35		1.088	1.072	1.060	1.049	1.039	1.031	1.023	1.017	1.014	1.0117	1.01	1.0088	1.0078
USD/TL	SPSS		3.563	3.884	4.205	4.526	4.846	5.167	5.488	5.809	6.840	7.863	8.879	9.888	10.891
EUR/TL	SPSS		3.875	4.165	4.455	4.745	5.035	5.325	5.616	5.906	6.934	7.954	8.968	9.975	10.975
Nükleer Ada	100.0%		5.0%	22.0%	20.0%	16.0%	20.0%	10.0%	3.5%	3.5%					
Konvansiyonel Ada	100.0%		5.0%	23.0%	22.0%	16.0%	20.0%	10.0%	2.0%	2.0%					
Elektrik İşleri	100.0%		5.0%	23.0%	22.0%	16.0%	20.0%	10.0%	2.0%	2.0%					
Diğer	100.0%		5.0%	25.0%	24.0%	16.0%	20.0%	6.0%	2.0%	2.0%					
Elektrik Fiyatı	TL/MWh		173	177.432	181.676	185.919	190.162	194.405	198.648	202.891	212.70	221.48	229.05	235.25	239.96
Elektrik Fiyatı	USD/MWh		49	46	43	41	39	38	36	35	123.5	123.5	123.5	123.5	123.5

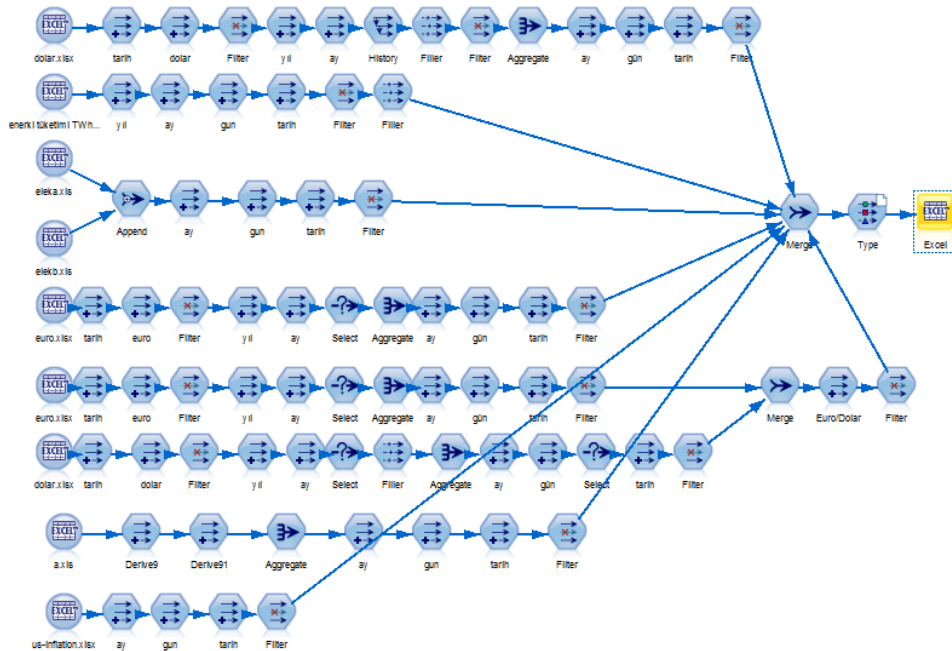
Şekil 7. 17 Finansal model tahminler sayfası 2

Tahminler sayfasında proje ömrü boyunca tahmin edilen değişkenler arasında makro ekonomik veriler de bulunmaktadır. Projenin yatırım ve işletme maliyetlerine ilişkin kullanılan her para biriminin enflasyon ve kur tahminleri hesaplanmalıdır. Modelde maliyet ve gelir USD üzerinden olduğundan temel tahmin USD için yapılmıştır. Ancak bazı işletme maliyetleri AB kökenli olacağından EUR bazlı karşımıza çıkacaktır. Bu bakımdan EUR kuru ve AB enflasyon oranı da tahmin edilmiştir. Bunun yanı sıra modelde yapılacak yeni entegrasyonlarda TL bazlı maliyet ve girdi olabileceği düşünüldüğünden aynı tahminler TL üzerinden de hesaplanmıştır. Makro ekonomik tahminlerin yanı sıra projeden üretilen elektriğin satış fiyatı da tahmin edilmektedir. Tahminler kısmında hesaplanan son değişken ise yatırım maliyeti kırılımlarıdır. İnşaat dönemi boyunca her bir yatırım kaleminin yüzde kaç oranında gerçekleşeceği bu hesaplamalarda yer almaktadır. Örneğin; elektrik işleri yatırımı santral sahasında yapılacak diğer işlere paralel olarak devam edecektir. Birbirini takip eden işler olduğu düşünülürse tüm yatırım kalemlerinin farklı yıllarda farklı oranlarda gerçekleşeceği gerçeği göz önünde bulundurulmalıdır. Bu çalışma sayfasında üzerinde en çok durulması gereken konulardan ikisi makro ekonomik tahminlerin ve elektrik satış geliri tahmininin hangi yöntemle yapıldığıdır.

Tahmin çalışmasında istatistikî metodlara başvurulmuştur. Her bir veri seti için kullanılan metodlar aşağıdaki gibidir.

- Zaman Serileri Analizi
  - Oto Regresif Süreç (AR)
  - Hareketli Ortalama Süreci (MA)
  - ARMA ve ARIMA Süreçleri
- Üstsel Düzleştirme Yöntemi
  - Basit Yöntem
  - Holt Linear Trend Yöntemi
  - Brown Linear Trend Yöntemi
  - Damped Trend Yöntemi
  - Winter Yöntemi

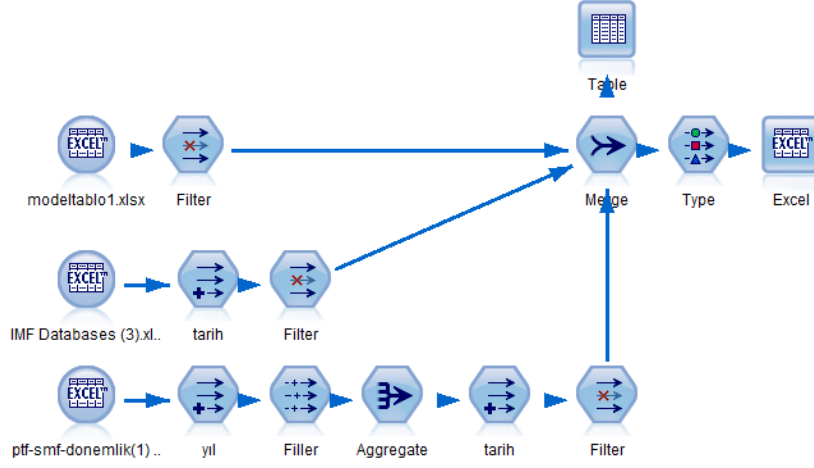
Verilerin temin edilmesinden sonra manipülasyon işlemi (verilerin tamamının benzer tarih formatına getirilmesi, ortalamalar alınarak yıllık hesaplanması) gerçekleştirilmiş, birleştirme yapılırken kilit değişken olarak tarih değişkeni belirlenmiş ve IBM SPSS Modeler 18.1 bilgisayar programı yardımıyla akışlar oluşturularak tahmin edilecek veriler için en uygun model ve metod seçilmiştir. Bu manipülasyon akışı Şekil 7.18'deki gibidir.



Şekil 7. 18 Finansal model veri akış planı 1

Şekil 7.18 ve Şekil 7.19'da belirtilen manipülasyon akışlarında, makro ekonomik tahminler tablosu ve elektrik satış fiyatı tahminleri eklenmiştir. Günlük ve aylık veriler

ortalamalar ile özetlenerek yıllık formata getirilmiştir. Ardından bu tablolar tarih değişkeninin kilit değişken olarak seçilmesiyle birleştirilip, tek model tablosu haline getirilmiştir.



Şekil 7.19 Finansal model veri akış planı 2

Yapılacak tahminler için farklı farklı algoritmalar denenmiştir. Denenen modeller arasında tercih yapabilmek için aşağıdaki başarı kriterleri hesaplanmıştır.

MAE (Mean Absolute Error): Değişkenin gerçekleşmiş değeri ile yapılan tahmin edilen değer arasındaki farka hata denirse, bu metod birim başına düşen ortalama mutlak hatayı hesaplar.  $f_t$  tahmin edilen değeri,  $y_t$  gerçek değeri,  $e_t$  ise hatayı gösterirken MAE aşağıdaki gibi hesaplanır.

$$MAE = \frac{1}{n} \sum_{t=1}^n |f_t - y_t| = \frac{1}{n} \sum_{t=1}^n |e_t| \quad (7.23)$$

MAPE (Mean Absolute Percentage Error): Tahmin ile gerçek değer arasındaki mutlak hata ((7.23) denkleminde elde edilen) gerçek değere bölünür. Böylece birim başına düşen hata yüzdesi hesaplanır.  $y_t$  gerçek değeri,  $f_t$  tahmin edilen değeri gösterirken MAPE yüzdesi aşağıdaki gibi hesaplanmaktadır.

$$MAPE = \frac{100}{n} \sum_{t=1}^n \frac{|y_t - f_t|}{|y_t|} \quad (7.24)$$

R Kare (R Square): İstatistikte açıklama yüzdesi olarak bilinir. Serinin kendisinin ve kullanılan bütün bağımsız değişkenlerin, serideki değişimin yüzde kaçını açıkladığını ifade eder ve 0 ve 1 arasında değişir. 1'e yakın olması mutlak doğru açıklayıcılığa yaklaştığını ifade eder.  $f$  tahmin edilen değerleri,  $y_t$  gerçek değerleri ve  $e_t$  hatayı gösterirken R Kare aşağıdaki gibi hesaplanır.

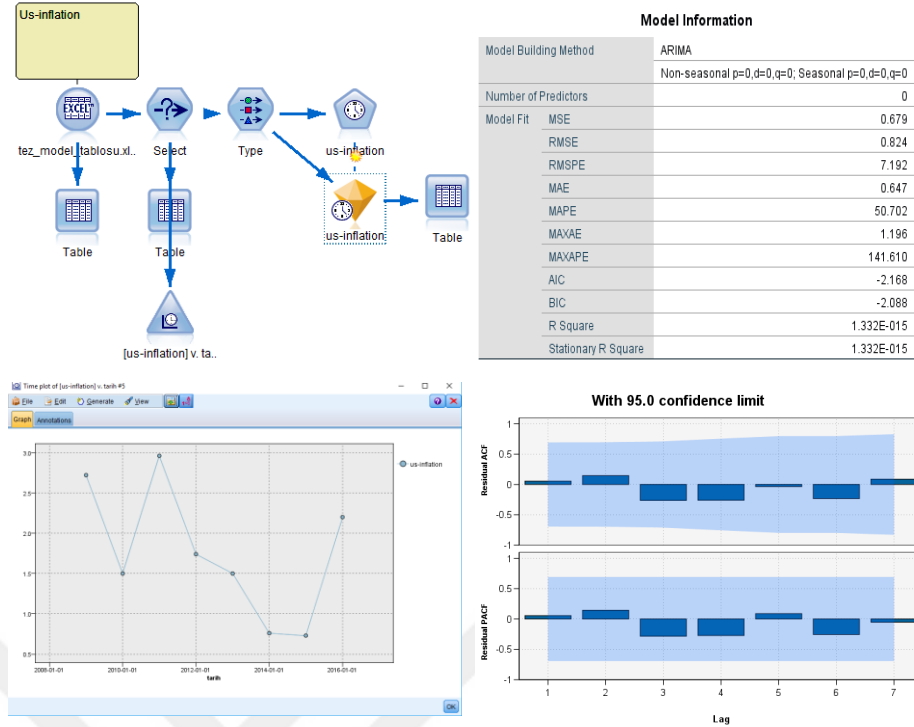
$$f = \frac{1}{n} \sum_{t=1}^n f_t \quad (7.25)$$

$$SS_{total} = \sum_t (f_t - f)^2 \quad (7.26)$$

$$SS_{res} = \sum_i (f_t - y_t)^2 = \sum_t e_t^2 \quad (7.27)$$

$$R^2 = 1 - \frac{SS_{res}}{SS_{total}} \quad (7.28)$$

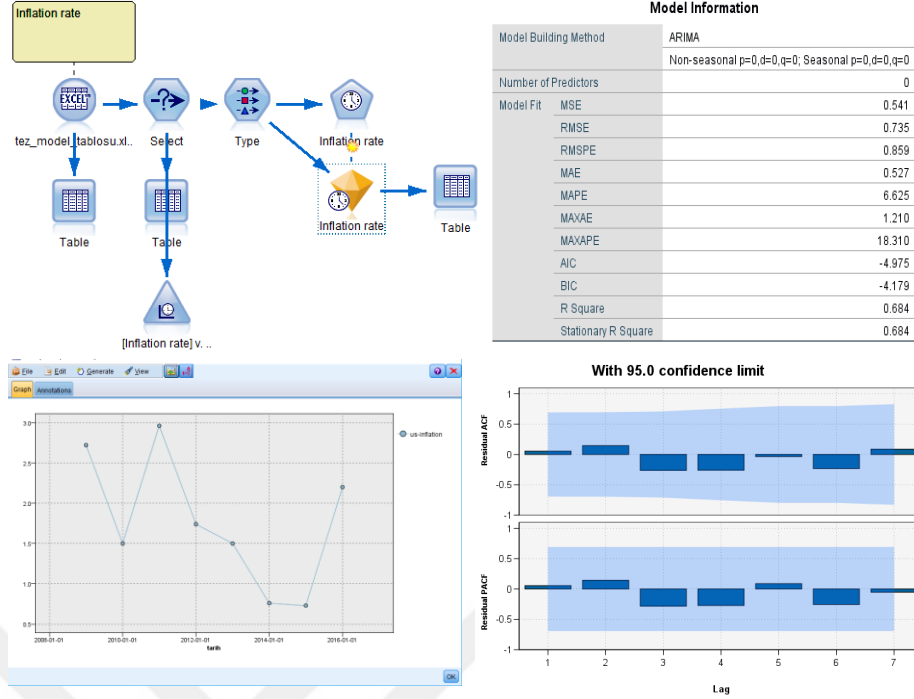
ABD Enflasyon verisi 2010 yılından itibaren 1.50, 2.96, 1.74, 1.50, 0.76, 0.73 ve 2.20 olarak gerçekleşmiştir. Seriyeye dikkat edilirse şoklar yer almaktadır ve dağınık bir seri görünümündedir. Serinin tahminlemesi için, lineer regresyon, yapay sinir ağları, karar ağaçları, ARIMA yöntemleri ve üstel düzleştirme yöntemleri denenmiş lakin başarılı model bulunamamıştır. Burada Beyaz Gürültü (White Noise) tanımını vermemiz gerekmektedir. Beyaz gürültü; farklı zamanlarda değerleri arasında ortalaması 0 olan ve korelasyonu bulunmayan bir süreci ifade eder. ARIMA (0,0,0)(0,0,0) modeli yalnızca katsayı ve beyaz gürültü içerdiği için, hataların zaman içinde ilişkisiz olduğu anlamına gelmektedir. Bununla birlikte yukarıdaki kriterlerden MAPE kriteri dikkate alındığında SPSS programının verdiği en iyi model ARIMA (0,0,0) (0,0,0) olmuştur. Durağanlık koşulunun sağlandığı Şekil 7.20'de yer alan ACF ve PACF grafiklerinde gözükmemektedir.



Şekil 7. 20 Finansal model ABD enflasyon verisi tahmin yöntemi

ARIMA modeli sonucu ABD enflasyon verisi önümüzdeki 5 yıl için %1.76 tahmin edilmiştir. Finansal modelde bu değer tüm işletme dönemi boyunca sabit olarak alınmıştır. Benzer nedenlerle dolayı AB enflasyonu da finansal model boyunca %2 sabit olarak alınmıştır. (Tezin amacını bire bir etkilemediğinden, hassas tahminleme yöntemlerine başvurulmamıştır ancak buradaki veri sayısının artırılması daha iyi istatistiksel modellemelere imkan sağlayacaktır.)

Türkiye enflasyon oranının ise, gerçekleşen veri itibari ile dalgalı ve şok etkisi içerdiği görülmektedir. Verilerin çok çarpık değerler içermesi nedeniyle sadece 2004-2015 yılları arasında gerçekleşen enflasyon oranları baz alınmıştır. Denenen metodlar arasında MAPE kriterine göre (6.625) en uygun model ARIMA (0,0,0) (0,0,0) olmuştur. Durağanlık koşulunun sağlanmış olduğu Şekil 7.21’de yer alan ACF ve PACF grafiklerinde görülmektedir.

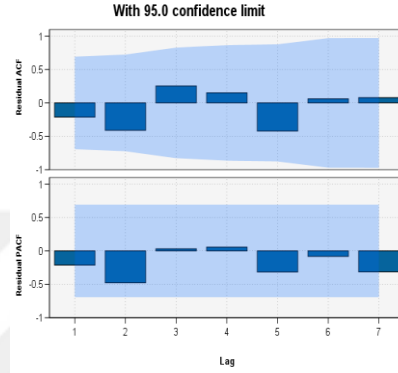
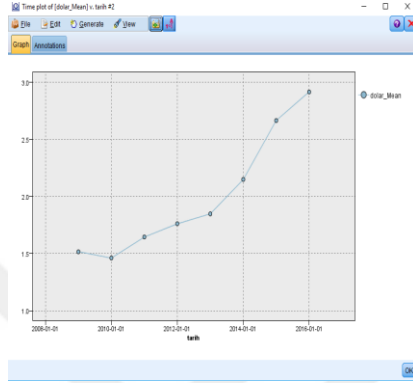
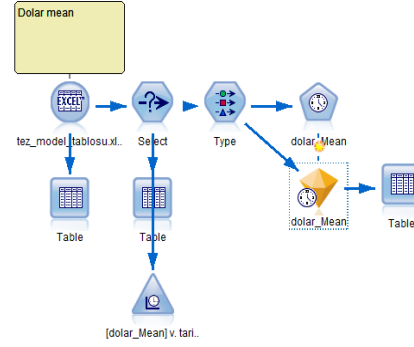


Şekil 7. 21 Finansal model Türkiye enflasyon verisi tahmin yöntemi

ARIMA metod çıktısı 2025 yılına kadar olan değerleri ile finansal modelde kullanılmış ve bu enflasyon oranının 2030 yılı itibari ile AB enflasyon oranı olan %2'ye yakınsayacağı ve bu yıldan itibaren proje ömrü boyunca bu değerde sabit kalacağı varsayılmıştır.

Enflasyon tahminlerinin yanı sıra USD/TL ve EUR/TL kur tahminleri istatistikî metodlar vasıtasıyla hesaplanmış ve bu iki paritenin birbirine bölünmesi ile EUR/USD kuru elde edilmiştir. USD/TL kuru için seri incelendiğinde genel bir trend söz konusudur ancak eğilimin boyutu zaman içerisinde farklılaşmıştır. TL'den altı adet sıfırın atılması sonrası olan 2009-2016 arası veriler dikkate alınıp MAPE kriterine göre (5.901) en uygun olan basit üstsel düzleştirme yöntemi uygulanmıştır. Şekil 7.22'de gösterilen ACF ve PACF grafiklerine bakıldığında durağanlık koşulunun sağlandığı görülmektedir.

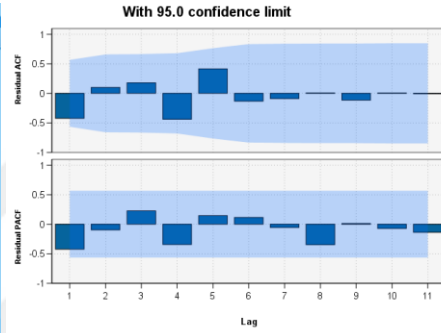
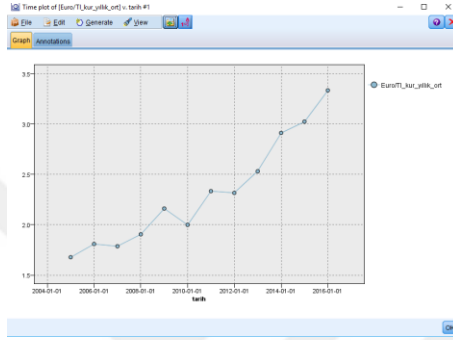
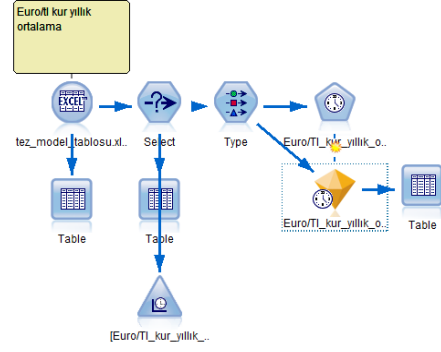
Model Information	
Model Building Method	Exponential Smoothing Browns linear trend
Number of Predictors	0
Model Fit	MSE 0.029
	RMSE 0.170
	RMSPE 0.731
	MAE 0.124
	MAPE 5.901
	MAXAE 0.308
	MAXAPE 12.086
	AIC -27.455
	BIC -27.375
	R Square 0.901
	Stationary R Square 0.069



Şekil 7. 22 Finansal model USD/TL kuru tahmin yöntemi

Elde edilen kur tahmini 2025 yılına kadar finansal modele girilmiş olup bu yıldan sonra proje ömrü boyunca ilgili veri enflasyon büyütmesi metodu ile tahminlenmiştir. Bu metod birbirine bölünen iki para biriminin kendi enflasyon oranları ile bir sonraki tahmin dönemine taşınması metodudur. EUR/TL kuru serisi incelendiğinde ise; 2007, 2010 ve 2012 yıllarında bazı etkiler hariç tutulduğunda genel olarak artan bir eğilim görülmektedir. R Kare kriterine göre (4.451 MAPE) basit üstsel düzleştirme metodu ile başarılı bir tahminlenme gerçekleştirilmiştir. Şekil 7.23'te yer alan ACF ve PACF grafikleri ile seçilen metodun durağanlık koşulunun sağlandığı görülmektedir.

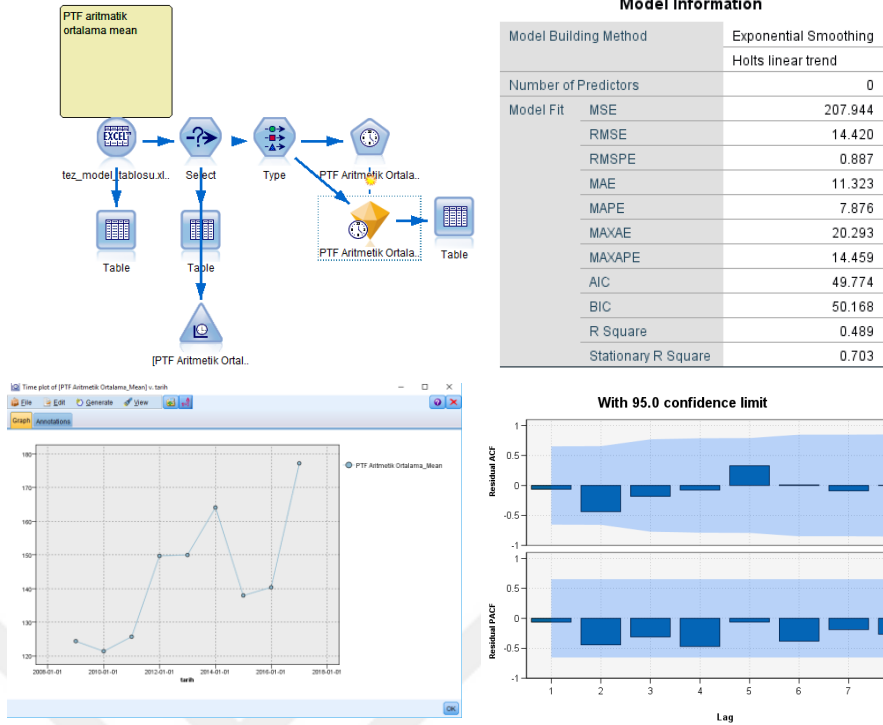
Model Information		
Model Building Method	Exponential Smoothing Holt's linear trend	
Number of Predictors	0	
Model Fit	MSE	0.020
	RMSE	0.143
	RMSPE	0.550
	MAE	0.103
	MAPE	4.451
	MAXAE	0.285
	MAXAPE	9.778
	AIC	-44.895
	BIC	-43.925
	R Square	0.936
	Stationary R Square	0.749



Şekil 7. 23 Finansal model EUR/TL kuru tahmin yöntemi

Elde edilen kur tahmini finansal modelde 2025 yılına kadar kullanılmış olup bu yıldan sonra proje ömrü boyunca USD/TL kurunda olduğu gibi enflasyon oranları ile kur ileri tahmin dönemlerine taşınmıştır. Bu metodlar ile elde edilen USD/TL ve EUR/TL kurları birbirine bölünerek her tahmin döneminde EUR/USD paritesi elde edilmiştir. Son olarak elektrik fiyat tahminleri hesaplanmıştır.





Şekil 7. 24 Finansal model elektrik fiyatı tahmin yöntemi

MAPE kriterine göre (7.675) basit üstsel düzleştirme yöntemi tercih edilmiş ve Şekil 7.24'te ACF ve PACF grafiklerinin gösterdiği üzere seride durağanlık koşulu sağlanmıştır. Bu değerler finansal modele 2025 yılına kadar girilmiştir. Bu yıldan sonra ise elektrik fiyatı enflasyon oranı ile büyütülmüştür. Ancak özellikle ülkemizde yapılacak nükleer santral projelerinde 15 yıl süreli elektrik satın alım anlaşmaları (ESA) olduğundan ötürü USD bazlı elektrik satış fiyatı 15 yıl boyunca 123.5 USD/MWh ve kalan yıllar için ise sabit olarak 100 USD/MWh tahmin edilerek hesaplamaya alınmıştır.

### 7.13 Özet

Finansal modellerde yapılan tahmin ve analizlerin sonuçlarını özetleyerek gösteren bir çalışma sayfası bulunur. Bu sayfada modelin çıktıları yer alır. Örneğin, yatırım ve finansman maliyetlerinden oluşan toplam maliyet ve bu maliyetin karşılanacağı toplam fon kaynakları tablosu bulunur. Ayrıca, model içerisinde hesaplanan rasyoların çıktıları da bu sayfada yer almaktadır.

Özet sayfasında gösterilen bir diğer sonuç ise, ilgili projeden üretilen birim elektriğin maliyetinin kırılımıdır. Tez çalışmasında elde etmek istediğimiz sonucu veren bu kırılım

aynı zamanda bir grafik yardımıyla daha net ifade edilir. Birim elektrik maliyetinin kırılımlarına bakarak, maliyeti etkileyen kalemleri ve etkileme oranlarını saptayabiliriz.

Çizelge 7. 10 Finansal model özet hesaplaması 1

FONLAR	000 USD	%
Yatırım Maliyeti	24,480,000	83%
Ücretler	976,853	3%
Faiz	4,154,311	14%
İşletme Sermayesi	1,000	0%
Borç Servisi Karşılama Oranı	30,000	0%
<b>Toplam İhtiyaç</b>	<b>29,642,165</b>	<b>100%</b>

KAYNAKLAR	000 USD	%
Sermaye	9,642,165	33%
Kredi	20,000,000	67%
<b>Toplam Kaynak</b>	<b>29,642,165</b>	<b>100%</b>

Çizelge 7.10'da görüldüğü gibi projenin toplam ihtiyacı 29 milyar 642 milyon 165 USD'dir. Bu tutarın %83'ü yatırım maliyeti iken yaklaşık %17'si finansmandan kaynaklanan faiz ve komisyon ücretleridir. Finansal modelde sermaye ve kredi oranları sırasıyla %30 ve %70 oranında belirtilmiş ancak finansman tutarı girdiler sayfasında 20 milyar USD belirlendiği için günün sonunda bu oranlar %33 ve %67 seviyelerinde gerçekleşmiştir. Toplam ihtiyaç ve toplam kaynak tutarlarının birbirine eşit olduğu görülmektedir. Yani; projenin ihtiyaç duyduğu tüm nakit karşılanmıştır.

Çizelge 7. 11 Finansal model özet hesaplaması 2

Ekonomik Rasyolar	%
Proje İç Getiri Oranı (vergi öncesi)	9.64%
Proje İç Getiri Oranı (vergi sonrası)	8.62%
Sermaye İç Getiri Oranı (nominal)	11.9%
Sermaye İç Getiri Oranı (reel)	10.0%
Ortalama Borçlanma Maliyeti	5.53%
Minimum Borç Servisi Karşılama Oranı	1.58x
Ortalama Borç Servisi Karşılama Oranı	2.02x
Minimum Kredi Dönemi Karşılama Oranı	1.71x

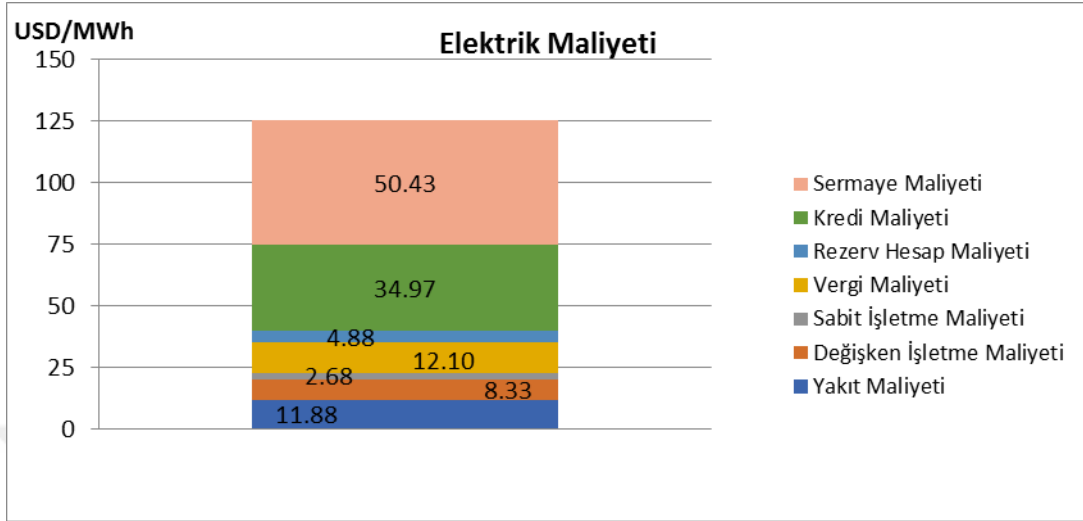
Özet sayfasının diğer sonuçları ise ekonomik rasyolardır. Çizelge 7.11’de görüleceği üzere projenin çeşitli ekonomik rasyoları mevcuttur. Finansal model hesaplamaları sonucunda vergi öncesi proje iç getiri oranı %9.64 oranında gerçekleşirken, vergi sonrası proje iç getiri oranı ise %8.62 seviyesinde gerçekleşmiştir. Nominal sermaye iç getiri oranı %11.9 civarında iken, enflasyondan arındırılmış reel sermaye iç getiri oranı ise yaklaşık %10 seviyesinde gerçekleşmiştir. Projenin ortalama borçlanma maliyeti %5.53 oranında gerçekleşmiştir. Kredi faiz oranı %5 civarında iken kredi komisyon ücretleri ile bu maliyet %5.53 seviyesindedir. Minimum borç servisi karşılama oranı 1.58 oranında gerçekleşirken, ortalama borç servisi karşılama oranı 2.02 oranında gerçekleşmiştir. Ayrıca minimum kredi dönemi karşılama oranı 1.71 oranında gerçekleşmiştir.

Çizelge 7. 12 Finansal model özet hesaplaması 3

Elektrik Maliyeti	USD/MWh
Yakıt Maliyeti	11.88
Değişken İşletme Maliyeti	8.33
Sabit İşletme Maliyeti	2.68
Vergi Maliyeti	12.10
Rezerv Hesap Maliyeti	4.88
Kredi Maliyeti	34.97
Sermaye Maliyeti	50.43
<b>Toplam</b>	<b>125.28</b>

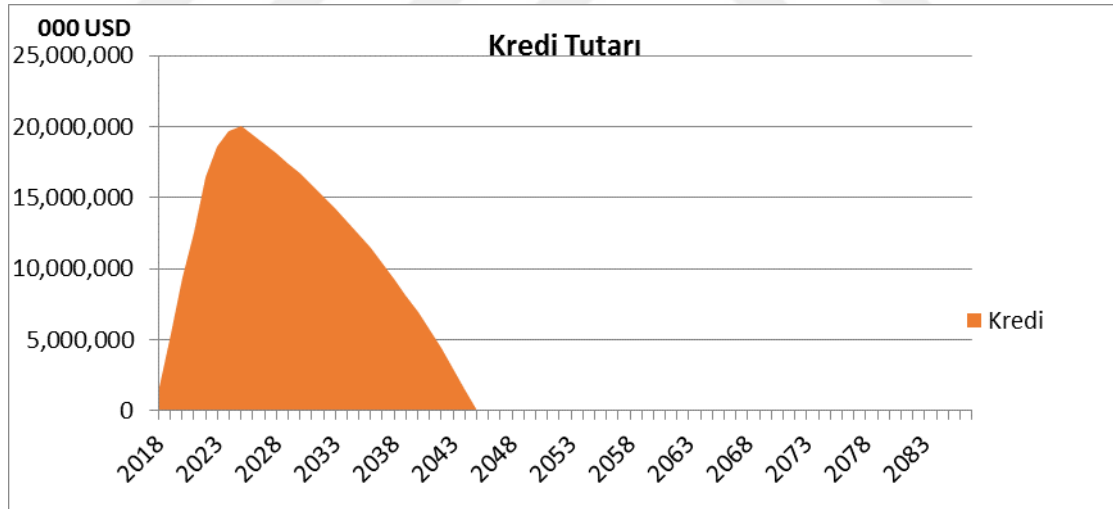
Projeden üretilen birim elektriğin maliyeti, girilen parametreler ve yapılan tahminler sonucunda 125.28 USD/MWh olarak sonuçlanmıştır. Yani; bu santralden üretilen her bir MWh elektrik için 125.28 USD maliyete katlanılmaktadır. Bu maliyeti oluşturan en büyük iki kalem ise sermaye ve kredi maliyetleridir. Santral ürettiği elektriği satarak kazandığı nakiti önce kreditöre ve sermayedara ödemektedir. En fazla nakit çıkışı gerektiren bu kalemler maliyeti de en çok etkileyen kalemler olmuşlardır. Bu maliyetleri sırasıyla vergi ve yakıt maliyetleri takip etmektedir. Yakıt maliyetinin üretilen birim elektrik maliyetine etkisi yaklaşık %9 civarındadır. Değişken ve sabit işletme maliyetlerinin toplamı yaklaşık %8.8 oranında bir ağırlığa sahipken rezerv

hesapların maliyeti %3.8 seviyesinde kalmıştır. Çizelge 7.12’de verilen maliyetleri bir grafik ile göstermek istersek aşağıda yer alan Şekil 7.25’teki gibi bir grafik elde ederiz.



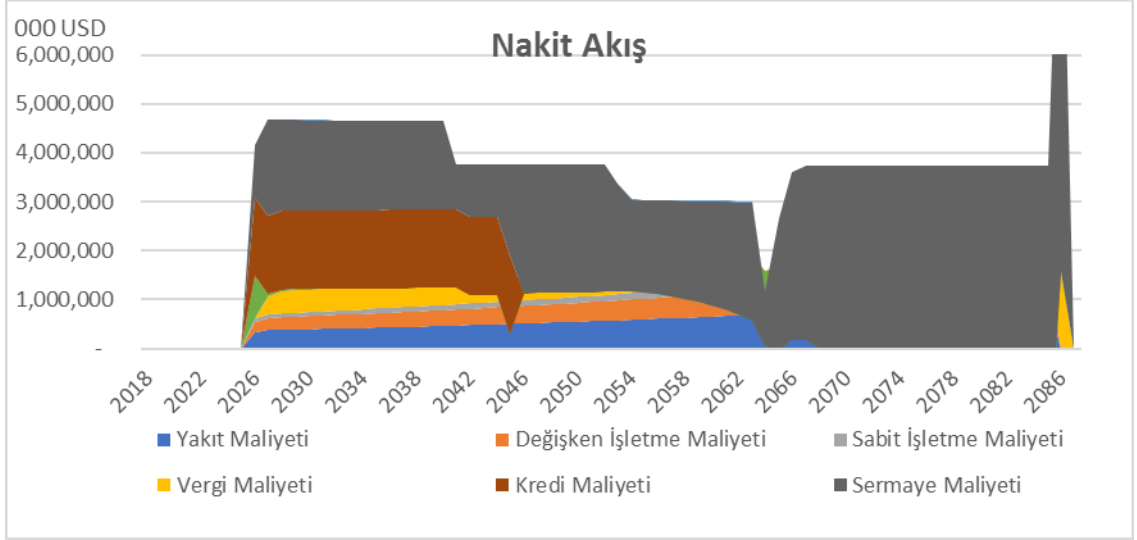
Şekil 7. 25 Finansal model elektrik maliyeti kırılım grafiği

Finansal modelde kullanılan kredinin geri ödeme yükümlülüğünü gösteren ve özet çalışma sayfasında yer alan kredi grafiği Şekil 7.26’da yer almaktadır.



Şekil 7. 26 Finansal model kredi yükü grafiği

Yine özet sayfasından yer alan bir diğer çalışma nakit akış grafiği çalışmasıdır. İşletme döneminde maliyet kalemlerinin nakit akışa katkısı Şekil 7.27’de görüldüğü gibi gerçekleşmiştir.



Şekil 7. 27 Finansal model nakit akış grafiği

Özet sayfasında yer alabilecek bir çok grafik üzerinde çalışılabilir. Model süresi boyunca gerçekleşen nakit akış tablosu üzerinde pivot çalışmalar gerçekleştirilerek arzu edilen grafik elde edilebilir.

### SONUÇ VE DEĞERLENDİRME

Nükleer enerji ile elektrik üretme teknolojisini fosil yakıtlardan (kömür ve doğalgaz) elektrik üretme teknolojileri ile karşılaştırdığımızda, nükleer enerji birim elektrik maliyeti yönünden nispeten dezavantajlı görünse de uzun işletme ömrü, yüksek verimlilik faktörü ve daha az yakıt maliyetine bağımlı olma özellikleri ile ekonomik olarak daha avantajlı konumdadır. Örneğin; Belçika’da bulunan ve aynı indirgeme oranı ile (%7) hesaplanmış doğalgaz, kömür ve nükleer enerji ile üretilen elektrik maliyetleri sırasıyla 102.61 USD/MWh, 83.35 USD/MWh ve 84.17 USD/MWh seviyesindedir. Aynı maliyetler aynı indirgeme oranı ile ABD’de sırasıyla 65.95 USD/MWh, 93.79 USD/MWh ve 77.71 USD/MWh seviyelerindedir [87]. Aynı ülkelerde aynı indirgeme oranı ile rüzgar enerjisi ile elektrik üretim maliyetleri sırasıyla 125.33 USD/MWh ve 65.32 USD/MWh seviyelerindedir [88]. Türkiye’de aynı indirgeme oranı ile birim elektrik maliyeti rüzgar enerjisi için 73.19 USD/MWh, jeotermal için 116.33 USD/MWh ve hidro için 41.34 USD/MWh civarındadır [89]. Bu rakamlara bakıldığında kaynaklara göre belli bir maliyet seviyesinden bahsetmek zor olacağı anlaşılmaktadır. Kömür ve doğalgaz santralleri yakıt maliyetlerine çok duyarlı iken, nükleer enerji santrallerinden üretilen elektrik maliyetine yakıt maliyetini katkısı %9 olarak hesaplanmıştır. Bunun önemi şöyle anlaşılabilir; kömür ve doğalgaz kaynaklarından elektrik üretme santralleri, olası bir yakıt maliyeti artışından çok yüksek derecede etkilenirken bir nükleer enerji santralinden üretilen elektriğin maliyeti çok daha az oranda etkilenecektir. Bu da nükleer enerji teknolojisinin tercih edilmesi ile yakıt bağımlılığının azalacağı gerçeğinin gözler önüne sermektedir. Yine nükleer enerji santralinin yenilenebilir enerji santralleri

ile kıyaslaması yapıldığında, verimlilik faktörlerinin düşüklüğü, hala yükselen bir eğilim ile yenilenebilir teknolojilerin gün ve gün gelişiyor ve değişiyor olması gerçekliği ve özellikle proje ömürlerinin düşüklüğü, yenilenebilir enerji kaynaklarının nükleer enerji kaynağı karşısında dezavantajları olarak karşımıza çıkmaktadır.

Finansal modelde yapılan birim elektrik maliyeti hesaplaması sonucu bir değer elde edilmiştir. Bu değer ötesinde bu değeri oluşturan kırımlar ayrıca hesaplanmış ve toplam maliyete etkileri ortaya çıkartılmıştır. Bu tez çalışmasında bir nükleer enerji santralinden üretilen birim elektriğin maliyetinin hesaplanmasında kullanılacak bir finansal model oluşturulmuş ve bu model farklı tahmin ve parametrelere göre ilgili hesaplamayı yapabilecek esnekliğe matematiksel metodlar ile getirilmiştir. Tez çalışmasında finansal modele girilen parametre ve varsayımlar neticesinde senaryolara bağlı olarak 120 -130 USD/MWh aralığı elde edilmiştir. Unutulmamalıdır ki; bu değerler senaryodaki teknik ve finansal varsayım ve tahminlere dayanmaktadır. Farklı senaryo uygulamalarında bu rakam değişecektir. Bu çalışma sonucunda birim elektrik maliyetini etkileyen kalemlere bakarak bazı finansal adımlar atılabilecektir. Örneğin; karar vericiler maliyet oranlarına bakarak, kredi maliyeti pazarlığı yapabilir, vergi maliyetini azaltmak için vergi teşviklerine başvurabilir, rezerv hesapların maliyetini düşürmek için finansman sağlayan kuruluş ile müzakere edebilir. Elektrik maliyetini düşürmek isteyen bir karar verici, hangi maliyet kalemini hangi oranda düşürmesi durumunda maliyetin hangi seviyeye gelebileceğini görecektir. Buna göre vaktini ve pazarlık kozlarını doğru yöne kanalize edebilecektir. Bu çalışmaların yapılabilmesi için bir altlık görevi göreceğ olan bu tez ve finansal model Türkiye'nin yeni tanışıyor olduğu nükleer enerji sektörü için bir hesaplama aracı özelliği taşıyacaktır.

Sonuç olarak; %90'lara varan kapasite faktörü, 60 yıla varan işletme ömrü, yakıt maliyetinin nispeten az etkilediği birim elektrik maliyeti ve özellikle Bölüm 5'te anlatılan ekonomik etkileri nedeniyle nükleer enerji santralleri gelişmiş ve gelişmekte olan ülkeler için vazgeçilmesi zor teknolojiler olmaya devam edecektir.

## KAYNAKLAR

---

- [1] Aybers, N. ve Şahin, B., (1995). Enerji Maliyeti, Yıldız Teknik Üniversitesi Yayınları, İstanbul.
- [2] Gürbüz, Ö., (2010). Elektrik Enerjisi Üretiminde Rüzgar İle Nükleer Enerji Kaynaklarının Maliyet Yönünden Karşılaştırılması, Yüksek Lisans Tezi, Marmara Üniversitesi Sosyal Bilimler Enstitüsü, İstanbul.
- [3] Orakçı, Z., (2012). Nükleer Santrallerin Maliyet Analizi, Yüksek Lisans Tezi, İTÜ Enerji Enstitüsü, İstanbul.
- [4] Kırteke, N., (2014). Avrupa Birliği ve Türkiye'nin Enerji Politikaları Bağlamında Nükleer Enerjinin Ekonomik Etkileri, Yüksek Lisans Tezi, İnönü Üniversitesi Sosyal Bilimler Enstitüsü, Malatya.
- [5] U.S. E.I.A, (2016). Levelized Cost and Levelized Avoided Cost of New Generation Resources in the Annual Energy Outlook 2016, New York.
- [6] I.E.A N.E.A., (2015). Projected Costs of Generating Electricity 2015 Edition, 7057, Paris.
- [7] Keleş, R. ve Hamamcı, C., (2002). Çevrebilim, 4.Baskı, İmge Kitabevi, Ankara.
- [8] I.E.A, (2016). Key World Energy Statistics, Paris.
- [9] Demir, A., (1968). Dünya Enerji Ekonomisi Üzerine Bir Araştırma, Ankara Üniversitesi Siyasal Bilimler Enstitüsü Yayınları, Ankara.
- [10] I.E.A., (2016). Key Coal Trends, Paris.
- [11] I.E.A., (2016). Key Oil Trends, Paris.
- [12] Atalay, M. (2003). Türkiye'de Petrol Aramacılığı, 1.Baskı, Forsnet Yayınevi, İstanbul.
- [13] I.E.A., (2016). Key World Energy Statistics, Paris.
- [14] Külebi, A., (2007). Türkiye'nin Enerji Sorunları ve Nükleer Gerekliklik, Bilgi Yayınları, Ankara.
- [15] I.E.A., (2016). Key World Statistics, Paris.



- [16] Albayrak, B., (2011). Elektrik Enerjisi Üretiminde Yenilenebilir Enerji Kaynakları ve Finansmanı : Bir Uygulama, Doktora Tezi, Kadir Has Üniversitesi Sosyal Bilimler Enstitüsü, İstanbul.
- [17] I.E.A., (2016). Key World Statistics, Paris.
- [18] Quashning, V., (2005). Understanding Renewable Energy Systems, First Edition, Earthscan, London.
- [19] B.P., (2016). BP Statistical Review of World Energy, 65, London.
- [20] T.C. Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı, Rüzgar, <http://www.enerji.gov.tr/tr-TR/Sayfalar/Ruzgar>, 12 Nisan 2017.
- [21] G.W.E.C., (2017). Global Wind Statistics 2016, Brussels.
- [22] TÜREB, (2017). Türkiye Rüzgar Enerjisi İstatistik Raporu, Ankara.
- [23] T.C. Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı Yenilenebilir Enerji Genel Müdürlüğü, Jeotermal Enerji Kullanım Alanları, [http://www.eie.gov.tr/yenilenebilir/jeo\\_kullanim\\_alanlari.aspx](http://www.eie.gov.tr/yenilenebilir/jeo_kullanim_alanlari.aspx), 09 Nisan 2017.
- [24] Geothermal Energy Association, (2016). 2016 Annual U.S. & Global Geothermal Power Production Report, Washington.
- [25] T.C. Kalkınma Bakanlığı, (2013). Onuncu Kalkınma Planı 2014-2018, Ankara.
- [26] T.C. Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı Yenilenebilir Enerji Genel Müdürlüğü, Biyokütle Enerjisi, [http://www.eie.gov.tr/yenilenebilir/biyokutle\\_enerjisi.aspx](http://www.eie.gov.tr/yenilenebilir/biyokutle_enerjisi.aspx), 09 Mart 2017.
- [27] WBA, (2016). WBA Global Bioenergy Statistics 2016, 3, Stockholm.
- [28] T.C. Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı Yenilenebilir Enerji Genel Müdürlüğü, Dalga Enerjisi Teknolojisi, [http://www.eie.gov.tr/teknoloji/dalga\\_enerjisi.aspx](http://www.eie.gov.tr/teknoloji/dalga_enerjisi.aspx), 09 Nisan 2017.
- [29] Ocean Energy Europe Association, Technology, <https://www.oceanenergy-europe.eu/en/association/technologies>, 27 Mart 2017.
- [30] Sağlam, M. ve Uyar, T. (2014). "Dalga Enerjisi ve Türkiye'nin Dalga Enerjisi Teknik Potansiyeli", Research Gate, 1:1-5.
- [31] İder, S., Hidrojen Enerji Sistemi, [http://www.metalurji.org.tr/dergi/dergi134/d134\\_101105.pdf](http://www.metalurji.org.tr/dergi/dergi134/d134_101105.pdf), 10 Nisan 2017.
- [32] Murray, R. ve Holbert, K., (2015). Nükleer Enerji, Nükleer Süreç Kavramlarına, Sistemlerine ve Uygulamalarına Giriş, 7, Nobel Yayınevi, Ankara.
- [33] Yarman, T., (2011). Geçmişte ve Bugün Nükleer Enerji Tartışması, Okan Üniversitesi Yayınları, İstanbul.
- [34] F.M.O., (2012). Nükleer Enerji Raporu, Ankara.
- [35] Öngü, S., (2014). Nükleer Reaktörler, Yakıt Tipleri ve Mersin Akkuyu Nükleer Santrali, Yüksek Lisans Tezi, Niğde Üniversitesi Fen Bilimleri Enstitüsü, Niğde.

- [36] Aybers, N.,ve Bayülken, A., (1988). Nükleer Reaktörlerin Termodinamik Analizi, 19, İstanbul.
- [37] T.M.M.O.B. Elektrik Mühendisleri Odası, (2013). Nükleer Enerji Raporu 2013, GY/2013/555, Ankara.
- [38] Ferguson, C., (2015). Nükleer Enerji Herkesin Bilmesi Gerekenler, 1, Buzdağı Yayınları, Ankara.
- [39] Öngü, S., (2014). Nükleer Reaktörler, Yakıt Tipleri ve Mersin Akkuyu Nükleer Santrali, Yüksek Lisans Tezi, Niğde Üniversitesi Fen Bilimleri Enstitüsü, Niğde.
- [40] Nükleer Akademi, Akkuyu Projesi, <http://nukleerakademi.org/nukleer-santral-projeleri/akkuyu-projesi/>, 12 Nisan 2017.
- [41] Ferguson, C., (2015). Nükleer Enerji Herkesin Bilmesi Gerekenler, 1, Buzdağı Yayınları, Ankara.
- [42] Zararsız, S., (2005), Uranyum [http://www.taek.gov.tr/attachments/article/470/254\\_uranium.pdf](http://www.taek.gov.tr/attachments/article/470/254_uranium.pdf), 02 Nisan 2017.
- [43] World Nuclear Association, Supply of Uranium, <http://www.world-nuclear.org/information-library/nuclear-fuel-cycle/uranium-resources/supply-of-uranium.aspx>, 06 Nisan 2017.
- [44] Nükleer Akademi, Nükleer Yakıt ve Atıklar Yakıt Üretimi, <http://nukleerakademi.org/nukleer-enerji/nukleer-yakit-ve-atiklar/>, 14 Nisan 2017.
- [45] Ferguson, C., (2015). Nükleer Enerji Herkesin Bilmesi Gerekenler, 1, Buzdağı Yayınları, Ankara.
- [46] Ferguson, C., (2015). Nükleer Enerji Herkesin Bilmesi Gerekenler, 1, Buzdağı Yayınları, Ankara.
- [47] World Nuclear Association, Thorium, <http://www.world-nuclear.org/information-library/current-and-future-generation/thorium.aspx>, 07 Nisan 2017.
- [48] Nükleer Akademi, Nükleer Yakıt ve Atıklar Yakıt Üretimi, <http://nukleerakademi.org/nukleer-enerji/nukleer-yakit-ve-atiklar/>, 14 Nisan 2017.
- [49] Öngü, S., (2014). Nükleer Reaktörler, Yakıt Tipleri ve Mersin Akkuyu Nükleer Santrali, Yüksek Lisans Tezi, Niğde Üniversitesi Fen Bilimleri Enstitüsü, Niğde.
- [50] Lamarsh, J., (2016). Nükleer Mühendisliğe Giriş, 3. Baskıdan Çeviri, Palme Yayıncılık, Ankara.
- [51] Külebi, A., (2007). Türkiye'nin Enerji Sorunları ve Nükleer Gereklilik, Bilgi Yayınları, Ankara.
- [52] Ferguson, C., (2015). Nükleer Enerji Herkesin Bilmesi Gerekenler, 1, Buzdağı Yayınları, Ankara.

- [53] NUTEK Enerji Danışmanlık Sanayi ve Ticaret A.Ş., Finlandiya’da İlk Kalıcı Nükleer Atık Tesisi, <http://nutekinc.biz/kategori/haberler/64109/finlandiya-da-ilk-kalici-nukleer-atik-tesisi>, 16 Nisan 2017.
- [54] Öngü, S., (2014). Nükleer Reaktörler, Yakıt Tipleri ve Mersin Akkuyu Nükleer Santrali, Yüksek Lisans Tezi, Niğde Üniversitesi Fen Bilimleri Enstitüsü, Niğde.
- [55] Aybers, N. ve Şahin, B., (1995). Enerji Maliyeti, Yıldız Teknik Üniversitesi Yayınları, İstanbul.
- [56] World Nuclear Association, The Economics of Nuclear Power, <http://www.world-nuclear.org/information-library/economic-aspects/economics-of-nuclear-power.aspx>, 22 Nisan 2017.
- [57] World Nuclear Association, (2017). Nuclear Power Economics and Project Structuring, 2017/001, London.
- [58] DG Energy, (2013). Synthesis on the Economics of Nuclear Energy Study for The European Commission, Brussels.
- [59] World Nuclear Association, The Economics of Nuclear Power, <http://www.world-nuclear.org/information-library/economic-aspects/economics-of-nuclear-power.aspx>, 22 Nisan 2017.
- [60] I.E.A. N.E.A., (2015). Projected Costs of Generating Electricity 2015 Edition, 7057, Paris.
- [61] World Nuclear Association, The Economics of Nuclear Power, <http://www.world-nuclear.org/information-library/economic-aspects/economics-of-nuclear-power.aspx>, 22 Nisan 2017.
- [62] I.E.A. N.E.A., (2015). Projected Costs of Generating Electricity 2015 Edition, 7057, Paris.
- [63] World Nuclear Association, The Economics of Nuclear Power, <http://www.world-nuclear.org/information-library/economic-aspects/economics-of-nuclear-power.aspx>, 22 Nisan 2017.
- [64] Kızıltan, O., (2010). Nükleer Enerjinin Türkiye’de Enerji İhtiyacını Karşılamadaki Rolü, Yüksek Lisans Tezi, İstanbul Üniversitesi Sosyal Bilimler Enstitüsü, İstanbul.
- [65] World Nuclear Association, The Economics of Nuclear Power, <http://www.world-nuclear.org/information-library/economic-aspects/economics-of-nuclear-power.aspx>, 22 Nisan 2017.
- [66] Orakçı, Z., (2012). Nükleer Santrallerin Maliyet Analizi, Yüksek Lisans Tezi, İTÜ Enerji Enstitüsü, İstanbul.
- [67] I.E.A. N.E.A., (2015). Projected Costs of Generating Electricity 2015 Edition, 7057, Paris.
- [68] World Nuclear Association, The Economics of Nuclear Power, <http://www.world-nuclear.org/information-library/economic-aspects/economics-of-nuclear-power.aspx>, 22 Nisan 2017.

- [69] Ferguson, C., (2015). Nükleer Enerji Herkesin Bilmesi Gerekenler, 1, Buzdağı Yayınları, Ankara.
- [70] World Nuclear Association, The Economics of Nuclear Power, <http://www.world-nuclear.org/information-library/economic-aspects/economics-of-nuclear-power.aspx>, 22 Nisan 2017.
- [71] World Nuclear Association, The Economics of Nuclear Power, <http://www.world-nuclear.org/information-library/economic-aspects/economics-of-nuclear-power.aspx>, 22 Nisan 2017.
- [72] World Nuclear Association, The Economics of Nuclear Power, <http://www.world-nuclear.org/information-library/economic-aspects/economics-of-nuclear-power.aspx>, 22 Nisan 2017.
- [73] Aybers, N. ve Şahin, B., (1995). Enerji Maliyeti, Yıldız Teknik Üniversitesi Yayınları, İstanbul.
- [74] I.E.A. N.E.A., (2015). Projected Costs of Generating Electricity 2015 Edition, 7057, Paris.
- [75] I.E.A. N.E.A., (2015). Projected Costs of Generating Electricity 2015 Edition, 7057, Paris.
- [76] N.E.I., (2015). Economic Impacts of The Indian Point Energy Center, Washington.
- [77] N.E.I., (2015). Economic Impacts of The R.E. Ginna Nuclear Power Plant, Washington.
- [78] Gowling WLG, (2016). What makes financing an NPP Unique? IAEA Technical Meeting On Financial Modeling, Vienna.
- [79] Gowling WLG, (2016). What makes financing an NPP Unique? IAEA Technical Meeting On Financial Modeling, Vienna.
- [80] IFNEC, (2012). Financing Nuclear Power Projects, New and Emerging Models, London.
- [81] IFNEC, (2012). Financing Nuclear Power Projects, New and Emerging Models, London.
- [82] IFNEC, (2012). Financing Nuclear Power Projects, New and Emerging Models, London.
- [83] Muhasebe Dersleri, Gelir Tablosu, <http://www.muhasabedersleri.com/genel-muhasebe-2/gelir-tablosu.html>, 18 Nisan 2017.
- [84] Muhasebe Dersleri, Bilanço, <http://www.muhasabedersleri.com/genel-muhasebe-2/bilanco.html>, 20 Nisan 2017.
- [85] INVESTOPEDIA, Loan Life Coverage Ratio, <http://www.investopedia.com/terms/l/lcr.asp>, 16 Nisan 2017.
- [86] UxC Consultancy, UxC Fuel Quantity&Cost Calculator, <https://www.uxc.com/p/tools/FuelCalculator.aspx>, 18 Nisan 2017.

- [87] I.E.A. N.E.A., (2015). Projected Costs of Generating Electricity 2015 Edition, 7057, Paris.
- [88] I.E.A. N.E.A., (2015). Projected Costs of Generating Electricity 2015 Edition, 7057, Paris.
- [89] I.E.A. N.E.A., (2015). Projected Costs of Generating Electricity 2015 Edition, 7057, Paris.



## ÖZGEÇMİŞ

### KİŞİSEL BİLGİLER

**Adı Soyadı** : Cihad TERZİOĞLU  
**Doğum Tarihi ve Yeri** : 17.02.1987 – Fatih  
**Yabancı Dili** : İngilizce  
**E-posta** : cihad.terzioglu@gmail.com

### ÖĞRENİM DURUMU

Derece	Alan	Okul/Üniversite	Mezuniyet Yılı
Y. Lisans	Mat. Müh.	Yıldız Teknik Üniversitesi	2011
Lisans	Mat. Müh.	Yıldız Teknik Üniversitesi	2009
Lise	Fen	Özel Ümraniye İrfan Lisesi	2004

### İŞ TECRÜBESİ

Yıl	Firma/Kurum	Görevi
2015	Humartaş Yapı Enerji A.Ş.	Genel Müdür
2014	Humartaş Yapı Enerji A.Ş.	Genel Müdür Yrd.
2009	Çalık Holding A.Ş.	Proje Finansman Uzmanı

## **YAYINLARI**

### **Bildiri**

1. Nükleer Enerji Santrallerinin Ekonomik Etkileri, 3. Uluslararası Nükleer Santraller Zirvesi, 2016, İstanbul.

