

**NÜKLEER SANTRALLERİN YATIRIM MALİYETLERİ
VE YATIRIM MALİYETİNİN SEVİYELENDİRİLMİŞ
ELEKTRİK MALİYETİNE ETKİSİ**

**INVESTMENT COSTS OF NUCLEAR POWER PLANTS
AND THE EFFECT OF INVESTMENT COSTS ON THE
LEVELIZED COST OF ELECTRICITY**

MERYEM ERAT ŞEKERCİ

PROF. DR. CEMİL KOCAR

Tez Danışmanı

Hacettepe Üniversitesi

Lisansüstü Eğitim-Öğretim ve Sınav Yönetmeliğinin

Nükleer Enerji Mühendisliği Anabilim Dalı için Öngördüğü

YÜKSEK LİSANS TEZİ

olarak hazırlanmıştır.

2023

ÖZET

NÜKLEER SANTRALLERİN YATIRIM MALİYETLERİ VE YATIRIM MALİYETİNİN SEVİYELENDİRİLMİŞ ELEKTRİK MALİYETİNE ETKİSİ

Meryem ERAT ŞEKERCİ

Yüksek Lisans, Nükleer Enerji Mühendisliği Bölümü

Tez Danışmanı: Prof. Dr. Cemil KOCAR

Şubat 2023, 74 sayfa

Bu tezin amacı, nükleer santrallerden üretilen elektriğin birim maliyetinde (LCOE) en büyük paya sahip olan yatırım maliyetlerini etkileyen faktörler üzerine kurulan farklı senaryolar ile bu faktörlerin yatırım maliyetine ve LCOE'ye olan etkilerinin incelenmesidir.

Bu çalışmada, nükleer santrallerin toplam yatırım maliyetinin ana unsuru olan finansman maliyeti (inşaat sırasındaki faiz) incelenmiştir. Bu unsuru etkileyen faktörlerin inşaat süresi ve takvimi, iskonto oranı ve enflasyon olduğu belirlenmiştir.

Akkuyu Nükleer Güç Santrali Projesinin toplam yatırım maliyeti Akkuyu Nükleer Güç Santrali Projesi Nihai Çevresel Etki Değerlendirme Raporu ve ilgili kaynaklardan alınan veriler ile yukarıda sıralanan faktörlere göre bir Excel modeli oluşturularak analiz edilmiştir. Elde edilen sonuçlarla inşaat sırasındaki faizin toplam yatırım maliyetine etkisi ve toplam yatırım maliyetinin LCOE'ye olan etkileri değerlendirilmiştir.

Toplam yatırım maliyetinin ve inşaat sırasındaki faizin toplam yatırım maliyeti içindeki payının ve toplam yatırım maliyetinin LCOE'deki payının inşaat süresine, borçlanma faizine ve dolayısıyla nakit akıflara uygulanan iskonto oranına ve enflasyona oldukça duyarlı olduğu gözlemlenmiştir. En yüksek LCOE değeri 113,77 USD/MWh, inşaat sırasındaki faizin toplam yatırım maliyeti içindeki payının en yüksek değeri %19,67 ve toplam yatırım maliyetinin LCOE'deki payının en yüksek değeri %85,63 olarak hesaplanmıştır.

İnşaat sırasındaki faizin toplam yatırım maliyeti içinde hesaplanan payı ve toplam yatırım maliyetinin LCOE'de hesaplanan payının literatürde verilen verilerle uyumlu olduğu değerlendirilmiştir. LCOE, 2020 yılında başlayan Covid-19 Pandemisinin ekonomik etkilerinin (enflasyon artışı) göz önünde bulundurulduğu senaryoda en yüksek değerine ulaşmıştır. Bu senaryonun analizi kapsamında "Türkiye Cumhuriyeti Hükümeti ile Rusya Federasyonu Hükümeti Arasında Türkiye Cumhuriyeti'nde Akkuyu Sahası'nda Bir Nükleer Güç Santralinin Tesisine ve İşletimine Dair İşbirliğine İlişkin Anlaşma"da 123,5 USD/MWh olarak belirlenen LCOE değeri 113,77 USD/MWh olarak hesaplanmıştır. (Ünite 1 ve Ünite 2'nin ortalamasıdır).

Anahtar Kelimeler: Yatırım maliyeti, LCOE, TIC, IDC, Akkuyu NGS

ABSTRACT

INVESTMENT COSTS OF NUCLEAR POWER PLANTS AND THE EFFECT OF INVESTMENT COSTS ON THE LEVELIZED COST OF ELECTRICITY

Meryem ERAT ŞEKERCİ

Master of Science, Department of Nuclear Engineering

Supervisor: Prof. Dr. Cemil KOCAR

February 2023, 74 pages

The aim of this thesis is to assess different scenarios based on the factors affecting investment costs, which have the largest share in the unit cost (LCOE) of electricity produced from nuclear power plants, and the effects of these factors on the investment costs and LCOE.

In this study, the financing cost (interest during construction), which is one of the main cost elements of the total investment cost of nuclear power plants, were examined. It was determined that the factors affecting this cost element were the construction period and schedule, discount rate, and inflation.

The total investment cost of the Akkuyu Nuclear Power Plant Project was analyzed as a case study according to the factors listed above by creating an Excel model using data obtained from the Akkuyu Nuclear Power Plant Project Final Environmental Impact Assessment Report and relevant references. Based on the results obtained, the effect of the interest during the construction on the total investment costs and the effects of the total investment costs on the LCOE were evaluated.

It has been observed that the total investment cost, the share of the interest during construction in the total investment cost, and the share of the total investment cost in the LCOE are quite sensitive to the construction period, the interest rate for debts, and therefore to the discount rate applied to the cash flows, and inflation. It is found that the highest value of LCOE is 113.77 USD/MWh, the share of interest during construction in the total investment costs is 19.67%, and the share of the total investment cost in the LCOE is 85.63%.

The calculated share of the interest during construction in the total investment cost and the share of the total investment costs in the LCOE are comparable to the data provided in literature. The largest raise in the LCOE was observed in the scenario that considers the economic impact of the Covid-19 Pandemic. According to the analysis conducted for this scenario, the LCOE, pre-defined as 123.5 USD/MWh in the “Agreement between the Government of the Republic of Turkey and the Government of the Russian Federation on Cooperation in Relation to the Construction and Operation of a Nuclear Power Plant at the Akkuyu Site in the Republic of Turkey”, was calculated as 113.77 USD/MWh (as an average of Unit 1 and Unit 2).

Keywords: Capital costs, LCOE, TIC, IDC, Akkuyu NPP

TEŞEKKÜR

Tez çalıőmam boyunca bana yol gösteren, desteğini esirgemeyip değerli katkılarda bulunan ve beni motive eden danıőmanım Sayın Prof. Dr. Cemil KOCAR'a sonsuz teőekkürlerimi sunarım.

Çalıőmama değerli katkılarda bulunan ve hiçbir yardımını esirgemeyen Sayın Arő. Gör. Pınar SEZER'e teőekkürlerimi sunarım.

Tanıőtıęımız günden beri bana her zaman destek olan, varlığı ile bana güven, huzur ve mutluluk veren, hayatımın her anında ellerimi sımsıkı tutup yanımda olacağını bildiğim, bütün duygularımı paylaőan hayat arkadaőım ve sevgili eőim Onur ŞEKERCİ'ye sonsuz sevgi ve teőekkürlerimi sunarım.

Gösterdikleri sonsuz sevgi, fedakârlık, anlayıő, güler yüz ve sabır ile koőulsuz her zaman yanımda olan, beni sonsuz emekleri ile bugünlere getiren ve cesaretlendiren, hayatımın her aşamasında beni destekleyen, evlatları olmaktan her zaman gurur ve mutluluk duyduğum, haklarını asla ödeyemeyeceğim biricik annem Kerstin ERAT ve canım babam Mahmut ERAT'a sonsuz sevgi ve teőekkürlerimi sunarım.

Meryem ERAT ŞEKERCİ

Şubat, 2023

İÇİNDEKİLER

ÖZET.....	i
ABSTRACT	iii
TEŞEKKÜR	v
İÇİNDEKİLER.....	vi
ŞEKİLLER DİZİNİ.....	ix
ÇİZELGELER DİZİNİ	xi
SİMGELER VE KISALTMALAR.....	xii
1. GİRİŞ	1
1.1. Nükleer Santrallerin Maliyetini Oluşturan Temel Unsurlar.....	1
1.1.1. Yatırım Maliyetleri.....	4
1.1.1.1. Gecelik İnşaat Maliyeti	5
1.1.1.2. Finansman Maliyeti.....	6
1.1.2. İşletme Maliyetleri	7
1.1.2.1. Yakıt Maliyeti	7
1.1.2.2. İşletme-Bakım Maliyeti.....	10
1.1.3. İşletmeden Çıkarma Maliyeti	11
1.1.4. Dış Maliyetler.....	12
1.1.5. Diğer Maliyetler	13
2. NÜKLEER SANTRALLERİN YATIRIM MALİYETLERİ	14
2.1. Nükleer Santrallerin Yatırım Maliyetlerini Oluşturan Unsurlar	14
2.1.1. Gecelik İnşaat Maliyetinin Unsurları	16
2.1.1.1. Mühendislik, Tedarik ve İnşaat Maliyeti	16
2.1.1.2. Kurucu Maliyetleri	17
2.1.1.3. Beklenmedik Giderler	18
2.1.2. İnşaat Sırasındaki Faiz	18
2.1.2.1. İskonto Oranı ve Ağırlıklı Ortalama Sermaye Maliyeti.....	20

2.2. Nükleer Santrallerin Yatırım Maliyetlerini ve İnşaat Sürelerini Etkileyen Konular.....	21
2.2.1. İnşaat Öncesi Tasarımın ve Tedarik Zincirinin Olgunluğu	22
2.2.1.1. İnşaat Öncesi Tasarımın Olgunluğu	22
2.2.1.2. Tedarik Zincirinin Yeterliliği ve Kabiliyetleri.....	23
2.2.2. Proje Yönetimi ve Satın Alma	24
2.2.3. Düzenleyici Çerçevenin İstikrarı ve Öngörülebilirliği	25
2.2.4. Politika Çerçevesi ve Paydaşların Seferberliği	26
2.2.4.1. Çoklu Ünite Projelerinin ve Seri İnşaatının Avantajları	26
2.3. Nükleer Santrallerin Yatırım Maliyetinin Seviyelendirilmiş Elektrik Maliyeti Hesabındaki Rolü ve Seviyelendirilmiş Elektrik Maliyetinin Hesaplanması.....	28
3. AKKUYU NGS'NİN YATIRIM MALİYETİ VE SEVİYELENDİRİLMİŞ ELEKTRİK MALİYETİ ANALİZİNDE KULLANILAN VERİLER, YÖNTEM VE SENARYOLAR.....	31
3.1. Akkuyu NGS Projesi	31
3.1.1. Santral Maliyetleri	33
3.1.2. Projenin Finansal Yapısı.....	34
3.1.3. İnşaat Gecikme Riski	35
3.2. Akkuyu NGS Yatırım Maliyeti ve Seviyelendirilmiş Elektrik Maliyeti	
Analizinde Uygulanan Yöntemler	36
3.2.1. Toplam Gecelik İnşaat Maliyetinin Hesaplanması ve Takvimin Belirlenmesi	36
3.2.2. İnşaat Sırasındaki Faizin Hesaplanması	40
3.2.2.1. İnşaat Süresi	40
3.2.2.2. İnşaat Takvimi	41
3.2.2.3. Enflasyon	42
3.2.2.4. Ağırlıklı Ortalama Sermaye Maliyeti	42
3.2.3. Seviyelendirilmiş Elektrik Maliyetinin Hesaplanması	44
3.3. Akkuyu NGS Yatırım Maliyeti ve Seviyelendirilmiş Elektrik Maliyeti	
Analizinde İncelenen Senaryolar	45
4. AKKUYU NGS'NİN YATIRIM MALİYETİ VE SEVİYELENDİRİLMİŞ ELEKTRİK MALİYETİ ANALİZİ.....	47

4.1. İnşaat Süresinin Etkisi	47
4.2. Ağırlıklı Ortalama Sermaye Maliyetinin Etkisi	49
4.3. İnşaat Süresi ve Ağırlıklı Ortalama Sermaye Maliyetinin Birleşik Etkisi	52
4.4. İnşaat Süresinin Uzamasıyla Artan Enflasyonun Etkisi.....	53
4.5. İnşaat Süresinin Uzamasıyla Gecelik İnşaat Maliyetinin Artmasının Etkisi	55
5. SONUÇLAR VE SENARYOLARIN KARŞILAŞTIRILMASI	59
5.1. Yatırım Maliyeti ve İnşaat Sırasındaki Faizin Yatırım Maliyetine Etkisi	59
5.2. Seviyelendirilmiş Elektrik Maliyeti ve Yatırım Maliyetinin Seviyelendirilmiş Elektrik Maliyetine Etkisi.....	63
6. SONUÇ VE ÖNERİLER	68
7. KAYNAKLAR.....	71
ÖZGEÇMİŞ	75

ŞEKİLLER DİZİNİ

Şekil 1.1. Nükleer enerji üretim maliyeti örnek detay kırılımı [3]	3
Şekil 1.2. Yatırım maliyetlerinde OCC ve finansman maliyetinin payı [3]	5
Şekil 1.3. Uranyum fiyatının yakıt maliyetine etkisi [2]	8
Şekil 1.4. Yakıt maliyetinin örnek detay kırılımı [2].....	9
Şekil 1.5. Yakıt maliyeti hassasiyeti [9].....	10
Şekil 2.1. TIC için örnek detay kırılım [3]	15
Şekil 2.2. CAPEX maliyet unsurları [16]	16
Şekil 2.3. Doğrudan ve dolaylı maliyetlerin yıllar içindeki değişimi [3]	17
Şekil 2.4. İnşaat sırasında ortaya çıkan faiz miktarını etkileyen faktörler [16]	19
Şekil 2.5. Beş yıllık inşaat süresi boyunca yapılan harcamaların ve IDC ile enflasyonun etkisi [16].....	20
Şekil 2.6. Tasarım aktivitelerinin kapsamı [3].....	23
Şekil 2.7. OCC'yi artıran faktörler [23].....	25
Şekil 2.8. N üniteli bir programda ortalama maliyetler [3]	27
Şekil 3.1. Ünitelere göre proje maliyetinin dağılımı [30].....	34
Şekil 3.2. Ana faaliyetlere göre proje maliyetinin dağılımı [30]	34
Şekil 3.3. Akkuyu NGS Projesi CAPEX grafiği [31].....	36
Şekil 3.4. Ünite 1, 2, 3 ve 4'ün EPCC takvimi	38
Şekil 3.5. Ünite 1, 2, 3 ve 4'ün OCC takvimi.....	39
Şekil 3.6. Akkuyu NGS Projesi için uyarlanmış CAPEX grafiği.....	40
Şekil 3.7. Ünite 1'in inşaat takvimi	41
Şekil 3.8. Ünite 2'nin inşaat takvimi	42
Şekil 5.1. Senaryolara göre TIC'nin (USD) değişimi (Ünite 1)	59
Şekil 5.2. Senaryolara göre TIC'nin (USD) değişimi (Ünite 2)	60
Şekil 5.3. Senaryolara göre TIC'nin (USD) değişimi (ortalama)	60
Şekil 5.4. Senaryolara göre IDC'nin TIC'deki payı (Ünite 1).....	61
Şekil 5.5. Senaryolara göre IDC'nin TIC'deki payı (Ünite 2).....	62
Şekil 5.6. Senaryolara göre IDC'nin TIC'deki payı (ortalama)	62
Şekil 5.7. Senaryolara göre LCOE'nin değişimi (Ünite 1).....	63
Şekil 5.8. Senaryolara göre LCOE'nin değişimi (Ünite 2).....	64

Şekil 5.9. Senaryolara göre LCOE'nin değişimi (ortalama)	64
Şekil 5.10. Senaryolara göre LCOE _{TIC} 'nin LCOE'deki payı (Ünite 1)	65
Şekil 5.11. Senaryolara göre LCOE _{TIC} 'nin LCOE'deki payı (Ünite 2)	66
Şekil 5.12. Senaryolara göre LCOE _{TIC} 'nin LCOE'deki payı (ortalama)	66

ÇİZELGELER DİZİNİ

Çizelge 1.1. Nükleer santrallerin LCOE unsurları [2]	2
Çizelge 1.2. OCC'yi oluşturan unsurlar [3] [4] [5].....	5
Çizelge 2.1. IDC'nin inşaat süresine ve WACC'ye bağlı olarak TIC'ye etkisi [22].....	21
Çizelge 3.1. Akkuyu NGS ile ilgili genel bilgiler [28] [29]	32
Çizelge 3.2. Nükleer güç ünitesi inşaat takvimleri	37
Çizelge 3.3. Ünite 1'in ve Ünite 2'nin inşaat süreleri	41
Çizelge 3.4. WACC hesabında kullanılan değerler ve hesaplanan WACC değerleri	43
Çizelge 3.5. Hesaplanan WACC değerleriyle hesaplanan CRF değerleri	44
Çizelge 3.6. LCOE hesabında kullanılan veriler	44
Çizelge 3.7. Yatırım maliyeti ve LCOE analizinde ele alınan senaryolar	45
Çizelge 4.1. İnşaat süresinin TIC, IDC ve LCOE'ye etkisi (Ünite 1)	47
Çizelge 4.2. İnşaat süresinin TIC, IDC ve LCOE'ye etkisi (Ünite 2)	48
Çizelge 4.3. WACC'nin TIC, IDC ve LCOE'ye etkisi (Ünite 1).....	50
Çizelge 4.4. WACC'nin TIC, IDC ve LCOE'ye etkisi (Ünite 2).....	51
Çizelge 4.5. İnşaat süresinin ve WACC'nin TIC, IDC ve LCOE'ye etkisi (Ünite 1)	52
Çizelge 4.6. İnşaat süresinin ve WACC'nin TIC, IDC ve LCOE'ye etkisi (Ünite 2)	53
Çizelge 4.7. İnşaat süresinin uzamasıyla artan enflasyonun TIC, IDC ve LCOE'ye etkisi (Ünite 1).....	54
Çizelge 4.8. İnşaat süresinin uzamasıyla artan enflasyonun TIC, IDC ve LCOE'ye etkisi (Ünite 2).....	55
Çizelge 4.9. İnşaat süresinin ve OCC'nin artmasının TIC, IDC ve LCOE'ye etkisi (Ünite 1).....	56
Çizelge 4.10. İnşaat süresinin ve OCC'nin artmasının TIC, IDC ve LCOE'ye etkisi (Ünite 2).....	57

SİMGELER VE KISALTMALAR

ABD	Amerika Birleşik Devletleri	United States of America
BEC	Çıplak inşaat maliyeti	Bare erected cost
BOO	Yap, Sahip Ol, İşlet	Build, own, operate
CAPEX	Yatırım giderleri	Capital expenditure
CRF	Sermaye kurtarma faktörü	Capital recovery factor
CT	İnşaat süresi	Construction time
EPC	Mühendislik, tedarik ve inşaat	Engineering, procurement, and construction
EPCC	Mühendislik, tedarik ve inşaat maliyetleri	Engineering, procurement, and construction costs
EPR	Avrupa Basınçlı Su Reaktörü	European Pressurized Water Reactor
ESA	Elektrik Satın Alma Antlaşması	
EÜAŞ	Elektrik Üretim Anonim Şirketi	
FCC	Yakıt çevrimi maliyeti (\$/yıl)	Fuel cycle costs (\$/year)
FO	Yıllık sabit işletme maliyeti (€/MWh)	Fixed operation and maintenance costs (€/MWh)
FOAK	Türünün ilk örneği	First-of-a-kind

I	Toplam yatırım maliyeti (IDC dahil) (\$)	Total investment costs (including IDC) (\$)
IDC	İnşaat sırasındaki faiz	Interest during construction
IGA	Milletlerarası antlaşma	Intergovernmental agreement
i	Enflasyon	Inflation
K	Santralin kapasitesi (kW)	Power plant size (kW)
kW	Kilovat	Kilowatt
kWh	Kilovatsaat	Kilowatt hour
L	Kapasite faktörü	Annual capacity factor
LCOE	Seviyelendirilmiş elektrik maliyeti	Levelized cost of electricity
Mn	Milyon	
MW	Megavat	Megawatt
MWh	Megavatsaat	Megawatt hour
N	Santralin ekonomik/işletme ömrü (yıl)	Plant economic/operational life (years)
NETL	ABD Ulusal Enerji Teknolojisi Laboratuvarı	U.S. National Energy Technology Laboratory
NGS	Nükleer güç santrali	
O	İşletme-bakım maliyeti (\$/yıl)	Operation and maintenance costs (\$/year)
O&M	İşletme-bakım	Operation and maintenance
OC	Kurucu maliyetleri	Owner's costs

OCC	Gecelik inşaat maliyeti	Overnight construction costs
PWR	Basınçlı su reaktörü	Pressurized water reactor
SOCC	Spesifik gecelik inşaat maliyeti (€/MW)	Specific overnight construction costs (€/MW)
TASC	Toplam harcanan sermaye	Total as-spent capital
TIC	Toplam yatırım maliyeti	Total investment costs
TOC	Toplam gecelik yatırım	Total overnight capital
TPC	Toplam tesis maliyeti	Total plant cost
USD	ABD Doları	US dollar
VO	Yıllık değişken işletme maliyeti (€/MWh)	Variable operation and maintenance costs (€/MWh)
WACC (X)	Ağırlıklı ortalama sermaye maliyeti	Weighted average cost of capital
τ	Kurumlar vergisi oranı	Composite tax rate
Φ	Faizleri karşılama oranı (1/yıl)	Levelized fixed charge rate (1/year)

1. GİRİŞ

Nükleer enerji, geleceğin düşük karbon salımlı enerji sistemlerinin önemli bir parçasıdır. Elektrik üreten bir termal güç santralının maliyeti, santralin nükleer veya başka bir teknoloji kullanıp kullanmadığına bakılmaksızın, üç temel bileşenden oluşur: yatırım maliyetleri, işletme-bakım (O&M) maliyetleri ve yakıt maliyeti. Yatırım maliyeti iki unsurdan oluşmaktadır: Birincisi, santralin fiilen inşa edilmesinin ne kadar sürdüğünden bağımsız olarak ekipman, inşaat malzemeleri ve işçilik dahil olmak üzere tesisin inşa edilmesinin maliyetini ifade eden gecelik inşaat maliyeti (OCC) ve ikincisi santrali inşa etmek için toplanan fonların finansman maliyetidir (borç, öz kaynak).

Finansman maliyeti, santralin inşa edilmesi için gereken süre ve kullanılan fonların bileşik faiz oranından etkilenir. Bu finansman maliyeti “inşaat sırasındaki faiz” (IDC) olarak adlandırılır.

Nükleer santraller için seviyelendirilmiş elektrik maliyeti (LCOE) özellikle yüksek yatırım maliyetlerinden etkilenmektedir. Yeni bir nükleer santral için yatırım maliyetinin LCOE’deki payı %80’den yüksek olabilmektedir. Bu pay; faiz oranı (ağırlıklı ortalama sermaye maliyeti), inşaat süresi, enflasyon gibi faktörlere bağlı olarak değişmektedir.

Bu çalışmada LCOE’de en yüksek payı olan yatırım maliyetleri ve maliyet unsurları incelenmiştir. Türkiye’de inşaatı devam eden Akkuyu Nükleer Güç Santrali (NGS) örnek çalışma olarak ele alınıp yatırım maliyetinin bağlı olduğu faktörler üzerine farklı senaryolar kurgulanmıştır ve bu faktörlerin IDC, toplam yatırım maliyeti ve LCOE üzerindeki etkileri değerlendirilmiştir.

1.1. Nükleer Santrallerin Maliyetini Oluşturan Temel Unsurlar

LCOE, herhangi bir elektrik üretim tesisi için temel ekonomik ölçüttür. Bir güç santralının işletme ömrü boyunca inşa edilmesi ve işletilmesinin toplam maliyetinin, o dönem boyunca tesisin toplam elektrik çıktısına bölünmesiyle elde edilen değerdir [1].

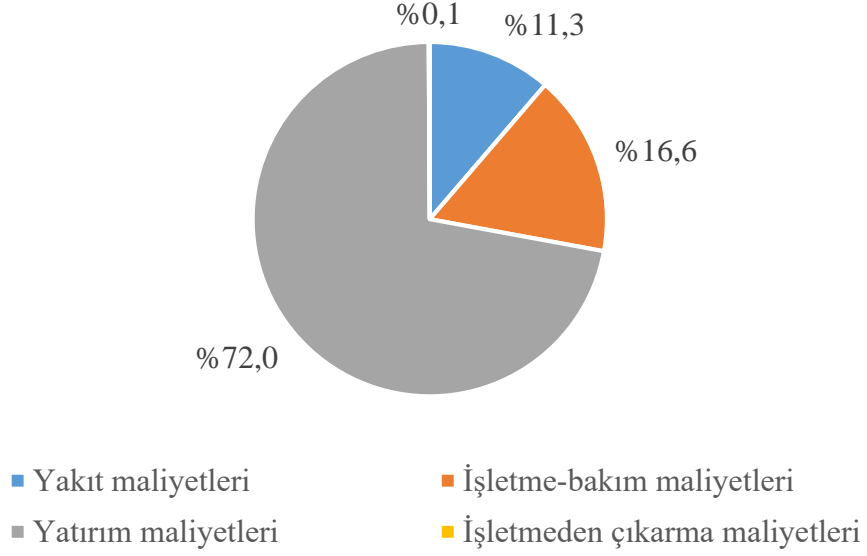
Çizelge 1.1. nükleer santrallerin LCOE unsurlarını özetlemektedir.

Çizelge 1.1. Nükleer santrallerin LCOE unsurları [2]

Nükleer santrallerin LCOE'si	Yatırım maliyetleri	OCC
		Finansman maliyetleri (IDC)
	İşletme maliyetleri	O&M maliyetleri
		Yakıt maliyetleri
	İşletmeden çıkarma maliyetleri	

Nükleer santraller için LCOE, reaktör teknolojisine, santralin kurulduğu ülkeye, projenin ve finansmanın yapısı gibi faktörlere bağlıdır. Kaynak [1]'deki verilere göre, %7 iskonto oranıyla, Rusya'da yeni yapılan bir VVER için yatırım maliyetinin LCOE'deki payı yaklaşık olarak %64, yakıt maliyetinin payı %12 ve O&M maliyetinin payı %24'tür. İşletmeden çıkarma maliyeti ise ihmal edilebilir düzeydedir. Bir başka örnek olarak Slovakya için bakıldığında bu değerler yaklaşık olarak sırasıyla %80, %9 ve %10'dur. İşletmeden çıkarma maliyeti yine ihmal edilebilir düzeyde olup yaklaşık olarak %1'dir.

Kaynak [3]'teki bir çalışmaya göre, yeni nükleer santrallerin maliyetine esas olarak toplam maliyetlerin %72'sini yatırım maliyetleri oluşturmaktadır. O&M maliyetleri toplam maliyetlerin yaklaşık olarak %16,6'sını temsil eder ve personel değişikliklerine, kullanılan malzemelere ve eğitim ihtiyaçlarına ayrılan küçük bir kısım dışında sabit olarak kabul edilebilir. Yakıt maliyetlerinin toplam maliyet içerisindeki payı yaklaşık olarak %11,3'dür ve bu giderler üretilen elektriğin miktarına göre değişmektedir. Kalan %0,1 işletmeden çıkarma maliyetlerine karşılık gelir. Son nükleer reaktör tasarımların uzun ömürleri (tipik olarak 60 yıl) göz önüne alındığında, bu unsurun toplam maliyet üzerinde çok düşük bir etkisi olduğu görülmektedir ve yukarıda da belirtildiği üzere ihmal edilebilir düzeydedir.



Şekil 1.1. Nükleer enerji üretim maliyeti örnek detay kırılımı [3]

Yukardaki verilere istinaden nükleer santrallerin maliyetlerinin özellikle yüksek yatırım maliyetlerinin etkisiyle arttığı görülmektedir. Burada, inşaat maliyetleri ve gecikmeler kilit parametrelerdir ve nükleer proje gecikmelerinin sonuçları iki yönlüdür. Öncelikle, finansman üzerinde etkisi olmaktadır. İnşaat süresi ne kadar uzun olursa, biriken faizler ve gereken sermaye o kadar yüksek olmaktadır. Bu ek maliyetler, genel mali yükü artırarak yatırımcılar için algılanan riski yükseltmektedir. Ek gecikmeler meydana geldiğinde, yatırımcılar kartopu etkisi yüzünden daha yüksek getiri talep edebilmektedir. Ayrıca, inşaat gecikmeleri gelir elde edilmesini geciktirmektedir [3].

Gecikmelerin inşaat maliyetleri üzerinde ciddi bir etkisi söz konusudur. Çoğu nükleer santral inşaat faaliyetleri yerinde gerçekleştirilir ve önemli ölçüde insan gücü, doğası gereği sabit olan (örneğin vinçler) ve proje ortamındaki değişikliklere hızla adapte edilemeyen ağır ekipman gerektirir. Sonuç olarak, gecikmeler sırasında verimin düşmesi nedeniyle genel inşaat maliyetleri yükseltmektedir [3].

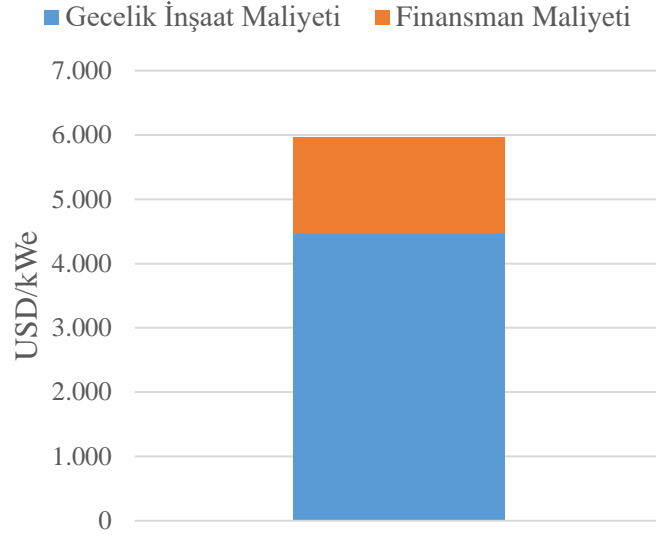
Bu etkiler, bir nükleer projenin yatırımcısının hiçbir kar elde etmeden proje için harcanan miktar kadar gelir elde ettiği başabaş noktasına ulaşılacak süreyi geciktirir. Örneğin, üç yıllık bir gecikme için, başabaş noktasına yaklaşık on yıl sonra ulaşılır ve bu durum nükleer yatırımların çekiciliğini azaltmaktadır [3].

Bu nedenle iyi bir organizasyon ve planlama ile zamanında tamamlama, yeni nükleer inşa maliyetini ve risk artsnı sınırlamak için etkili bir kaldıraçtır. Yatırım maliyetleri, yeni nükleerin nihai maliyetlerinde çok büyük oranda yer almaktadır ve bu sebeple, nükleer teknolojiyi daha rekabetçi hale getirmek için yatırım maliyetlerini düşürmenin önemi büyüktür [4].

1.1.1. Yatırım Maliyetleri

Yatırım veya sermaye maliyetleri; saha hazırlama, inşaat, imalat, işletmeye alma ve bir nükleer santralin finansmanını içeren maliyetlerdir. Büyük lekli bir nükleer reaktör inşa etmek, elektrik, soğutma, havalandırma, bilgi, kontrol ve iletişim sağlamak için binlerce ii, yüksek miktarda elik ve beton, binlerce bileşen ve birçok sistem gerektirir. Farklı enerji üretim teknolojilerini karılatırmak için yatırım maliyetleri, tesisin üretim kapasitesi cinsinden ifade edilir (rnein, kilovat (kW) başına dolar olarak). Yatırım maliyetleri, finansman maliyetlerinin dahil edilmesiyle ya da hariç tutulmasıyla hesaplanabilir. Finansman maliyetleri dahil edildiğinde, nükleer santrallerin yatırım maliyetleri santralin inşaat süresine ve kullanılan faiz oranı ve/veya finansman şekline bağlı olarak önemli ölçüde değişmektedir [2].

Yatırım maliyetlerinin OCC ve finansman maliyetine göre bir örnek krılımı aşağıda verilmektedir.



Şekil 1.2. Yatırım maliyetlerinde OCC ve finansman maliyetinin payı [3]

1.1.1.1. Gecelik İnşaat Maliyeti

OCC, bir nükleer santralin yatırım maliyetinde gecikmeleri ve faizleri (finansman giderlerini) dikkate almadan santralin bir gecede kurulduğu varsayımı ile hesaplanan maliyettir. OCC, mühendislik, tedarik ve inşaat (EPC) maliyetlerini, kurucu maliyetlerini (OC) (arazi, soğutma altyapısı, ilgili binalar, saha çalışmaları, şalt sahaları, proje yönetimi, lisanslama vb.) ve çeşitli beklenmedik durumların maliyetlerini içerir. OCC'nin yaklaşık %80'i mühendislik, tedarik ve inşaat maliyetleri (EPCC) ile ilgilidir ve bunların yaklaşık %70'i doğrudan maliyetlerden (işçilik, malzeme ve bunları monte edecek endüstriyel tesis ekipmanı) ve %30'u dolaylı maliyetlerden (denetim mühendisliği ve bazı malzemelerle destek işçilik maliyetleri) oluşmaktadır. OCC'nin kalan %20'si, beklenmedik durumlardan ve OC'den oluşmaktadır (esas olarak test sistemlerinin ve eğitim personelinin maliyeti) [2].

Çizelge 1.2. OCC'yi oluşturan unsurlar [3] [4] [5]

OC	Genel yönetim, proje yönetimi, hukuk ve mali müşavirlik hizmetleri
	Saha seçimi ve lisanslama, çevresel izleme ve hazırlık çalışmaları
	Elektrik bağlantıları, su temini, yollar ve limanlar gibi saha destek altyapısı

	Lisanslama ve izin alma, düzenleyici kurumlarla ara yüz oluşturma	
	Halkla ilişkiler	
	Vergiler ve yasal ücretler	
	İşletme öncesi maliyetler	
EPCC	Doğrudan maliyetler	Yapı işleri
		Reaktör ekipmanları
		Türbin ekipmanları
		Elektrik ekipmanları
		Isı atımı ekipmanları
		Diğer ekipmanlar
	Dolaylı maliyetler	Mühendislik ve tasarım hizmetleri
		Proje yönetimi ve denetim hizmetleri
		Kalite kontrol hizmetleri
		İşletmeye alma hizmetleri
Beklenmedik giderler		

1.1.1.2. Finansman Maliyeti

Yüksek yatırım maliyeti ve uzun inşaat süreleri olan nükleer santrallerin genel olarak bir kısmı borç (kredi) ile bir kısmı da öz kaynaklarla finanse edilir [6]. Bir nükleer santralin inşaat süresi genellikle ilk “nükleer betonun” dökülmesi ile şebeke bağlantısı arasındaki süredir. Uzun inşaat süreleri finansman maliyetlerini artırmaktadır. Elektrik üretim teknolojileri arasında finansman maliyeti, yatırım maliyetlerinin profili nedeniyle nükleer santrallerin ekonomisi için oldukça önemlidir. Nükleer santraller, diğer büyük ölçekli elektrik üretim santrallerinden daha karmaşık bir yapıya sahip olduğu için yatırım maliyetleri yüksektir ve inşa edilmesi daha uzun sürebilmektedir. Tipik olarak bir nükleer santralin inşası beş yıldan fazla zaman alırken, doğal gazla çalışan santraller genellikle yaklaşık olarak iki yıl içinde inşa edilir. Bir nükleer santral işletmeye alındığında, nükleer inşaatın yüksek yatırım maliyetleri, düşük ve istikrarlı değişken maliyetlerle

dengelenmektedir, ancak önceden yapılan inşaat maliyetlerini finanse etme ihtiyacı bir zorluk teşkil etmektedir [2].

1.1.2. İşletme Maliyetleri

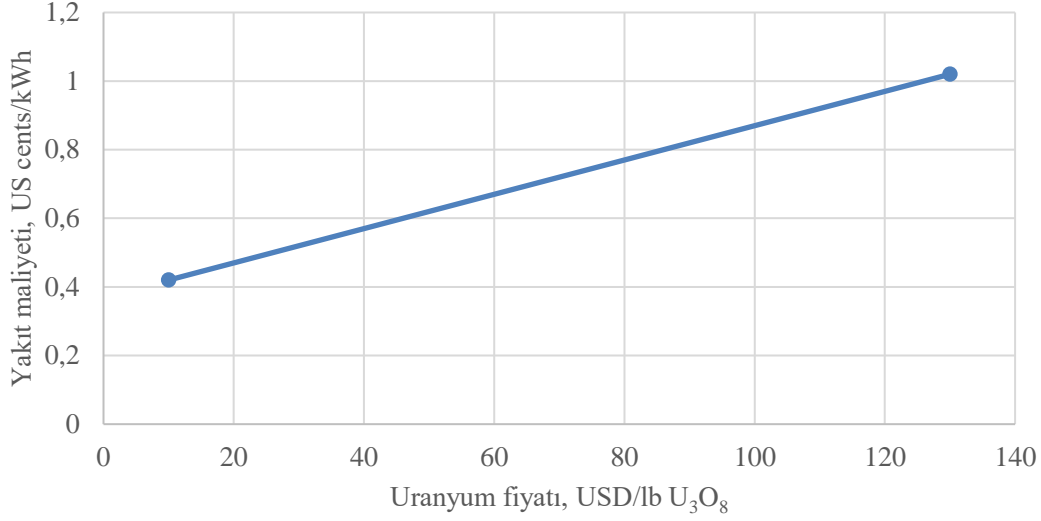
İşletme maliyetleri, yakıt ve O&M maliyetlerini içermektedir. İşletme maliyetleri, tesisin elektrik üretip üretmediğine bakılmaksızın katlanılan “sabit maliyetler” ve çıktıya göre değişen “değişken maliyetler” olarak ikiye ayrılabilir. İşletme maliyetlerinin diğer elektrik üretim teknolojileriyle tutarlı bir şekilde karşılaştırılması için işletme maliyeti bir elektrik birimine göre ifade edilir [2].

Sabit maliyetler, santralin elektrik üretim düzeyinden bağımsız olarak katlanılan maliyetlerdir. Bunlar; ekipman, arazi, finansman, proje yönetimi, şebeke bağlantısı ve güç santralinin inşası maliyetleridir. Bunlar genellikle kurulu kapasite birimi başına (kW veya megavat (MW) başına) ifade edilir [7].

Değişken maliyetler, çıktı değiştiğinde değişen maliyetlerdir. Bunlar yakıt maliyeti, atık yönetimi maliyeti, bazı O&M giderleri, tesislerin işletmeye alınması ve işletmeden çıkarılması maliyetleri ve varsa karbondioksit emisyon ücretleri olarak bazı çevresel maliyet türlerinden oluşur. Bunlar tipik olarak üretilen elektrik birimi başına (megavatsaat (MWh) başına) hesaplanır. Mevcut bir santrali elektrik üretmek için kullanıp kullanmamaya karar vermek gerektiğinde sadece değişken maliyetler göz önüne alınır. Buna karşın yatırım kararı için hem sabit hem de değişken maliyetler önemlidir [7].

1.1.2.1. Yakıt Maliyeti

Nükleer santrallerde enerji kaynağı olarak uranyum kullanılmaktadır. Bu nedenle yakıt maliyeti dünyadaki uranyum fiyatları ile doğru orantılı olarak değişmektedir [2]. Uranyum fiyatının yakıt maliyetine etkisi Şekil 1.3’te gösterilmiştir.



Şekil 1.3. Uranyum fiyatının yakıt maliyetine etkisi [2]

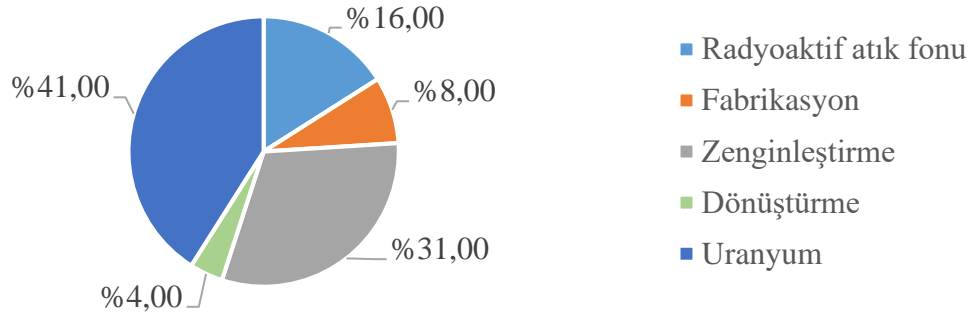
Yakıt maliyeti; yakıtın çıkartılıp, işlenip, ömrünü tamamlamasına kadar geçen yaşam döngüsünün aşamalarının toplam maliyetidir. Bu yaşam döngüsüne “nükleer yakıt çevrimi” adı verilir. Nükleer yakıt çevriminin “ön ucu” olarak adlandırılan süreç dört aşamadan oluşur: Uranyumun reaktörde kullanılmak amacıyla madenden çıkartılması, dönüştürülmesi, zenginleştirilmesi ve yakıtın imalatı. Santralin elektrik üretmeye başlaması ile beraber ortaya çıkacak olan kullanılmış yakıt reaktörden çıkartılır. Depolama, yeniden işleme (seçenek olarak), atık işleme ve geçici depolama gibi nükleer yakıt çevrimin “arka ucu” diye adlandırılan süreç gerçekleştirilir.

Özetle, yakıt maliyetleri uranyumun madenden çıkarılması, dönüştürülmesi, zenginleştirilmesi ve yakıtın imalatı; kullanılmış yakıtın depolanması, seçeneğe bağlı olarak yeniden işlenmesi (seçenek olarak), atıkların işlenmesi ve geçici depolanması aşamalarının maliyetlerini içerir. Aşamalar arası ulaşım, yalnızca küçük bir maliyet payını temsil eder [8].

Daha düşük uranyum ve zenginleştirme fiyatları nedeniyle yakıt maliyetleri zaman içinde sabit kalmıştır. Yakıt, önceki yıllarda toplam maliyetin yaklaşık %20’sini oluştururken, son yıllarda nükleer yakıt çevrimi maliyetleri önemli ölçüde azalmıştır (yaklaşık %10

civarına) ve bu durum her tür nükleer santral için yakıt maliyetlerinin düşmesini sağlamıştır [9].

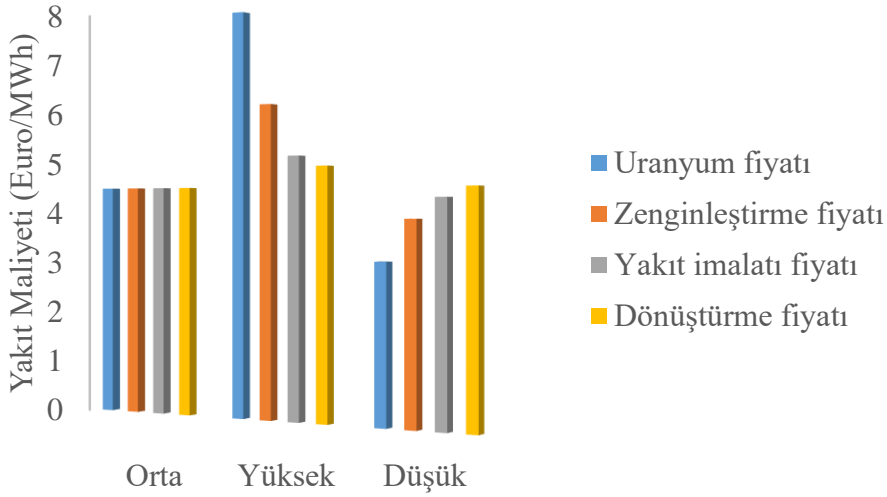
Kaynak [2]'ye göre, uranyum işlenmemiş haliyle toplam yakıt maliyetinin yaklaşık %41'ini oluştururken, zenginleştirme yaklaşık %31'ini oluşturmaktadır.



Şekil 1.4. Yakıt maliyetinin örnek detay kırılımı [2]

Dünya Enerji Konseyi'nin bir araştırmasına göre [9], yakıt maliyetleri üzerindeki en büyük etki uranyum fiyatı ve zenginleştirme fiyatından kaynaklanmaktadır. Uranyum fiyatındaki %100'lük bir artış toplam yakıt fiyatında %57'lik bir artışa neden olurken, zenginleştirme fiyatındaki %100'lük bir artış toplam yakıt fiyatında %28'lik bir artışa neden olmaktadır. Ayrıca, nükleer yakıt üretiminin bileşen maliyetleri (dönüşüm, zenginleştirme ve imalat) önemli ölçüde değişmez. Bu nedenle, uranyum fiyatındaki artışların toplam işletme maliyeti üzerindeki etkisi küçüktür. Büyük bir basınçlı su reaktörü (PWR) için uranyum fiyatındaki beş katlık bir artış, yakıt maliyetini yalnızca iki katına çıkaracaktır.

Aşağıdaki şekil, uranyum, zenginleştirme, yakıt imalat ve dönüştürme fiyatları mutlak değerlerin iki katı artırılıp, yarı yarıya düşürüldüğünde nükleer yakıt maliyetlerinin hassasiyetini göstermektedir [9].



Şekil 1.5. Yakıt maliyeti hassasiyeti [9]

1.1.2.2. İşletme-Bakım Maliyeti

O&M maliyetleri, toplam işletme maliyetinin yaklaşık %60-70'ini oluşturur ve tesisin elektrik üretip üretmediğine bakılmaksızın katlanılan sabit maliyetler ve çıktıya göre değişken maliyetler olarak ayrılabilir. Bu maliyetler; nükleer santrallerin emre amadeliği, bir ülkedeki güvenlik düzenlemeleri ve farklı ülkelerdeki işçilik maliyetlerine göre değişiklik göstermektedir [9].

O&M maliyet kalemlerine işgücüne yapılan harcamalar (brüt ücretler, sosyal güvenlik katkıları, vergiler vb.), sarf malzemeler, ekipmanlar, yüklenici hizmetleri, nükleer sigorta ve lisanslama ve düzenleyici ücretler örnek gösterilebilir. Öngörülemez veya planlanmayan herhangi bir yeni düzenleme veya yönetim gereksinimi, O&M maliyetlerini ve personel planlarını da etkileyebilmektedir [10].

O&M maliyetleri ülke karşılaştırmalarında önemli ölçüde farklılık gösterir ve büyük ölçüde tesisi yöneten şirkete (kurucuya) bağlıdır. Artan işletme deneyimi ve daha verimli bir yönetim sayesinde O&M maliyetlerinin düşürülmesi veya dengelenmesi sağlanmaktadır. Emre amadelik, nükleer işletme maliyetlerini düşürmede önemli bir

faktördür; daha yüksek emre amadelik, elektrik üretiminde bir artışa neden olur ve dolayısıyla sabit maliyetleri dağıtmak için daha yüksek çıktı sağlar [9].

Yıllık O&M maliyetleri, tesisin büyüklüğü veya elektrik çıktısının seviyesi ile yakından bağlantılı değildir. Yük faktörünün toplam maliyet üzerindeki faydasını en üst düzeye çıkarmak için, kuruluşların temel yük için daha büyük tesisler kullanması ve dolayısıyla getiri oranını iyileştirmesi gerekmektedir. Yük faktörü, emre amadelige bağlı olarak (örneğin, yeniden yükleme, inceleme veya bakım) bir dizi büyük ölçüde öngörülebilir kesintiden etkilenmektedir. Bunlar tesisin ömrü boyunca meydana gelmektedir ve O&M stratejisinden etkilenmektedir. Uluslararası açıdan, %90'ı aşan emre amadelik oranları, öncelikle yakıt ikmali için daha kısa kesintiler olması nedeniyle giderek daha yaygın hale gelmektedir. Operatörlerin tecrübe kazanmasıyla Amerika Birleşik Devletleri (ABD), kapasite faktörü performansını önemli ölçüde iyileştirmiştir [9].

O&M maliyetleri, yakıt ve kullanılmış yakıt (atık yönetimi dahil) maliyetleri arasındaki denge bir tesisin yaşıyla ilişkilidir. Tesisler yaşlandıkça O&M maliyetleri artma eğilimindedir [11].

1.1.3. İşletmeden Çıkarma Maliyeti

Bir nükleer tesisin işletmeden çıkarılması yaşam döngüsünün son adımıdır. Bu süreç, tüm nükleer ve radyoaktif maddelerin tesis dışına çıkarılmasını, tesisin sökülmesini ve sahanın düzenleyici kontrolden çıkarılmasını içermektedir ve bu sürece ilişkin maliyet de bu faaliyetlerin maliyetini kapsamaktadır. Çoğu ülkede, işletmeden çıkarma maliyetlerinden işletmeci sorumludur. İşletmeden çıkarmanın toplam maliyeti, programın çeşitli aşamalarının sırasına ve zamanlamasına bağlıdır. Maliyet tahminlerinde ve geçerli indirim oranlarında belirsizliklere izin verilse de, işletmeden çıkarma maliyeti toplam elektrik üretim maliyetlerinin sadece küçük bir kısmını etkilemektedir ve son nükleer reaktör tasarımların uzun ömürleri göz önüne alındığında ihmal edilebilir düzeydedir [12].

Finansman yöntemleri ülkeden ülkeye değişmektedir.

- Tesis faaliyete geçmeden önce işletmeden çıkarma maliyetlerini karşılamak için paranın ayrı bir hesaba yatırıldığı ön ödeme yöntemi.
- Harici amortisman fonu (nükleer enerji vergisi): Bu fon, yıllar içinde tüketicilere uygulanan elektrik tarifelerinin belirli bir yüzdesinden oluşur. Gelirler, kamu hizmetinin kontrolü dışında bir güven fonuna yatırılır. Bu, reaktörün işletme ömrü boyunca işletmeden çıkarma maliyetini karşılamak için yeterli fonun ayrıldığı ABD sistemidir.
- Hizmetin temerrüde düşmesi durumunda dahi işletmeden çıkarma maliyetlerinin karşılanacağını garanti etmek için hizmet kuruluşu tarafından satın alınan kefalet fonu, akreditif veya sigorta [12].

Nükleer Düzenleme Kanunu'na [13] göre, Türkiye'de yetkilendirmeye tabi bir faaliyet sırasında radyoaktif atık üreten ve bir nükleer tesis işletmek üzere yetkilendirilen kişiler Bakanlık merkez muhasebe birimi nezdinde açılacak işletmeden çıkarma ve radyoaktif atık yönetimi özel hesabına ayrı ayrı katkı payı ödemesi yapmakla yükümlüdür. Nükleer santraller için bu hesaplara ödenecek katkı payları üretilen birim elektrik (kilovatsaat (kWh)) başına belirlenmektedir. Bu katkı payları her yıl gözden geçirilecektir ve öngörülen giderleri karşılayacak şekilde güncellenecektir.

Akkuyu NGS tarafından üretilen elektriğin alımı ve satışına ilişkin Akkuyu Nükleer A.Ş. ve Elektrik Üretim Anonim Şirketi (EÜAŞ) arasındaki Elektrik Satın Alma Antlaşması (ESA) çerçevesinde EÜAŞ tarafından alınan elektrik için yukarıda bahsi geçen katkı payları 0.15 USD/MWh olarak belirlenmiştir [14].

1.1.4. Dış Maliyetler

Dış maliyetler herhangi bir güç santralının inşası ve işletilmesine dahil edilmemektedir ve elektrik tüketicisi tarafından değil, genel olarak toplum tarafından ödenir. Dış maliyetler, sağlık ve çevre ile ilgili olarak fiilen katlanılan ve ölçülebilir ancak elektriğin maliyetine dahil edilmeyen maliyetler olarak tanımlanmaktadır [2].

1.1.5. Diğer Maliyetler

Güvenilir bir elektrik arzı sağlamak için, çoğu zaman üretim yapan tesislerde yakıt ikmali veya bakım kesintilerini karşılayacak rezerv kapasite olmalıdır. Elektriğin üretildiği yerden ihtiyaç duyulan yere iletilmesi için de önlem alınmalıdır. Yedekleme ve iletim/dağıtım tesislerinin sağlanmasında ortaya çıkan maliyetler sistem maliyetleri olarak bilinmektedir [2].

Sistem maliyetleri, herhangi bir güç santralının inşası ve işletilmesinin dışındadır, ancak genellikle iletim ve dağıtım maliyetinin bir parçası olarak elektrik tüketicisi tarafından ödenmesi gerekir. Nükleer santrallerde sistem maliyetleri, planlı veya plansız olarak periyodik kesintileri karşılayacak yedek kapasite ihtiyacı ile ilgilidir [2].

2. NÜKLEER SANTRALLERİN YATIRIM MALİYETLERİ

Bu bölümde Bölüm 1.1.1’de bahsi geçen OCC ve finansman maliyetleri detaylandırılmıştır. Yatırım maliyetini ifade etmenin birçok yolu bulunmaktadır ve literatürde farklı tanımları mevcuttur. Bu tanımlar ve detay kırılımlar Bölüm 2.1’de verilmektedir. Yatırım maliyetinde payı olan IDC’nin detayları ve bağlı olduğu faktörler Bölüm 2.1.2’de açıklanmaktadır. IDC’nin hesaplanmasında büyük bir rolü olan iskonto oranı ile ilgili bilgiler Bölüm 2.1.2.1’de verilmektedir.

2.1. Nükleer Santrallerin Yatırım Maliyetlerini Oluşturan Unsurlar

Literatürde yatırım maliyeti veya yatırım giderleri (CAPEX) için maliyet unsurları kesin olarak tanımlanmamıştır. Bununla birlikte, [15] tarafından kullanılan tanım en yaygın olarak kullanılan tanımdır ve bu çalışmada bu tanım kullanılmıştır. Bu kaynağa göre önerilen kırılım aşağıdaki gibidir:

(Toplam) yatırım maliyeti (TIC)

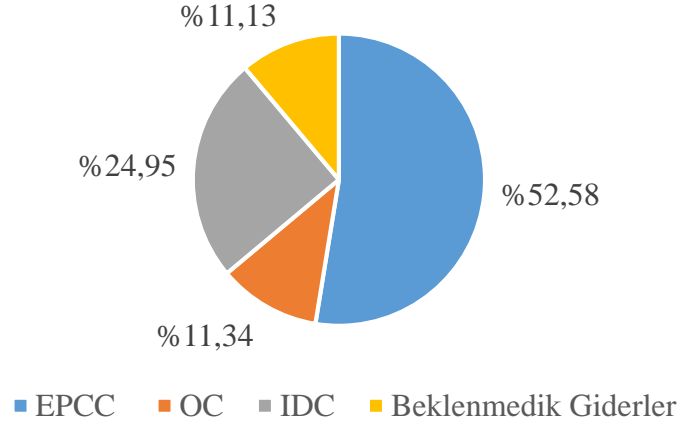
- OCC,
- IDC - “finansman maliyeti” olarak da adlandırılır ve Bölüm 1’de genellikle bu şekilde anılmıştır.

OCC

- EPCC,
- OC - büyük kısmı inşaat öncesi maliyetler,
- Beklenmedik giderler.

OCC, harcamanın tamamı “bir gecede” harcanmış gibi hesaplanan bir maliyettir ve IDC’yi hariç tutar [15].

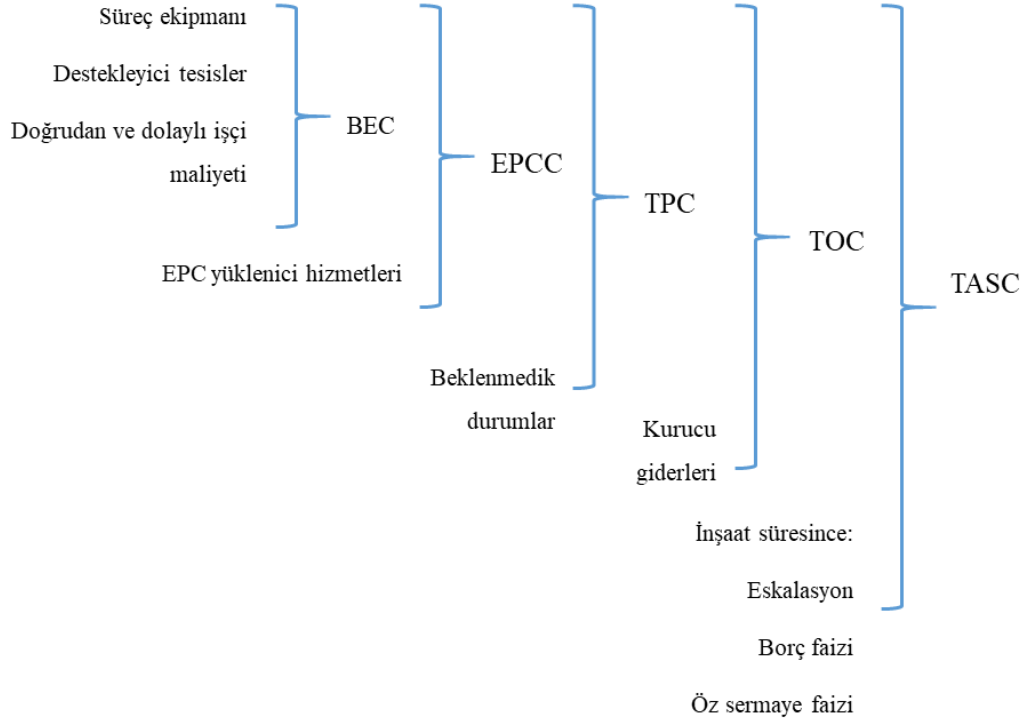
TIC’nin detay kırılımı için bir örnek aşağıdaki şekilde verilmektedir [3].



Şekil 2.1. TIC için örnek detay kırılım [3]

D'haeseleer [16] aşağıda açıklanan ve Şekil 2.2'de gösterilen maliyetlerin benzer bir dökümünü önermektedir.

- **Çıplak inşaat maliyeti (BEC):** Bu maliyet, süreç ekipmanı, santrali destekleyen altyapı ve saha içi tesisler ve inşaat için gerekli olan işgücünün doğrudan ve dolaylı maliyetlerini kapsar. BEC, gecelik maliyettir ve baz alınan yıl için dolar cinsinden ifade edilir. (Baz alınan yıl, sermaye harcama döneminin ilk yılıdır).
- **EPCC:** Bu maliyet hem çıplak inşaat maliyetini hem de EPC yüklenici hizmetlerinin maliyetlerini kapsar. EPC hizmetleri; mühendislik ve tasarım, proje yönetimi ve denetim, kalite kontrol ve işletmeye alma hizmetlerini içerir. EPCC, gecelik maliyettir ve baz alınan yıl için dolar cinsinden ifade edilir.
- **Toplam tesis maliyeti (TPC):** TPC, EPCC ve beklenmedik giderleri kapsamaktadır. Bu maliyet, gecelik maliyettir ve baz alınan yıl için dolar cinsinden ifade edilir.
- **Toplam gecelik yatırım (TOC):** Bu maliyet, TPC yanında kurucu giderleri dahil olmak üzere bütün diğer gecelik maliyetleri kapsar. TOC, gecelik maliyettir ve baz alınan yıl için dolar cinsinden ifade edilir.
- **Toplam harcanan sermaye (TASC):** TASC bütün sermaye/yatırım harcamalarının toplamıdır. Eskalasyonu ve IDC'yi dahil eder. Toplam harcanan sermaye, sermaye harcama dönemi boyunca karma, cari yıl dolar cinsinden ifade edilir [16].



Şekil 2.2. CAPEX maliyet unsurları [16]

2.1.1. Gecelik İnşaat Maliyetinin Unsurları

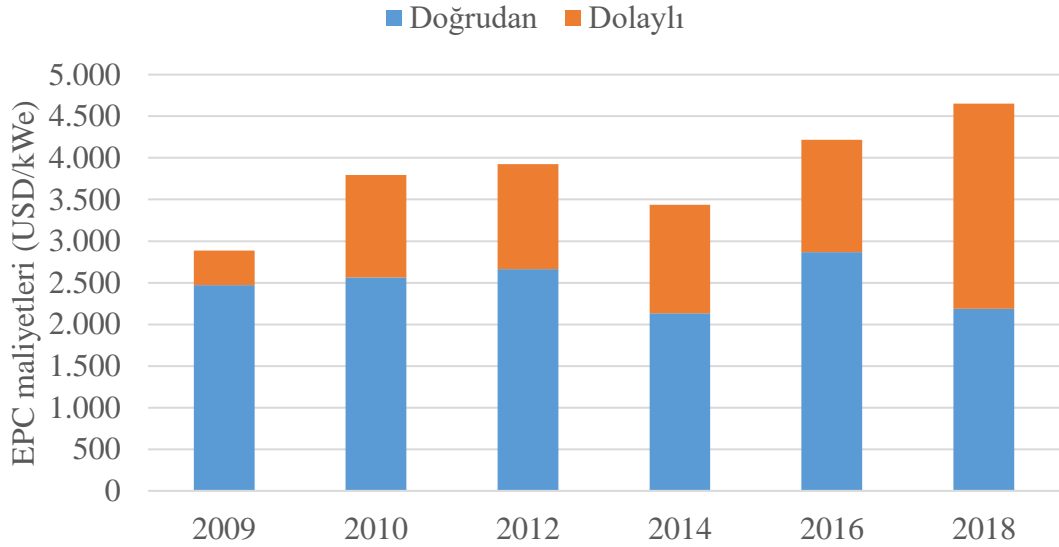
OCC; EPCC’yi, OC’yi ve beklenmedik giderleri kapsamaktadır.

2.1.1.1. Mühendislik, Tedarik ve İnşaat Maliyeti

Bu kategori, proje planlama, satın alma, inşaat, işletmeye alma ve tesis operatörüne devir ile ilgili tüm faaliyetleri içermektedir. Sonuç olarak, bu kategori bir nükleer projenin OCC’sinin çoğunu ve aynı derecede önemli olarak risklerin çoğunu kapsamaktadır [4].

EPCC, Çizelge 1.2’de gösterildiği gibi doğrudan ve dolaylı maliyetler olarak iki grupta incelenmektedir [3]. Büyük ölçüde, *doğrudan maliyetler* BEC artı OC doğrudan maliyet kısmı ile uyumaktadır. Dolaylı maliyetler genellikle yönetim, denetim vb. gibi “hizmetlere” atıfta bulunmaktadır.

Ek olarak, son on yılda gerçekleştirilen çeşitli kamu EPCC tahminlerinin istişareleri, EPC alanı içindeki doğrudan ve dolaylı maliyetlerin dağılımını ve gelişimini göstermektedir (Şekil 2.3). Son nükleer projelerin yatırım eğilimini takiben, EPCC istikrarlı bir şekilde artmıştır, ancak bu maliyet aşımalarının ana nedeni dolaylı maliyetler olduğu değerlendirilmiştir [3].



Şekil 2.3. Doğrudan ve dolaylı maliyetlerin yıllar içindeki değişimi [3]

2.1.1.2. Kurucu Maliyetleri

OC'nin literatürde birkaç tanımı mevcuttur. Kapsam, EPC sözleşmesi dışında kurucu tarafından hangi maliyetlerin karşılandığına bağlıdır [16]. OC'nin bazı tanımları aşağıdaki gibidir:

1. Larsson [17] “inşaat öncesi maliyetleri” OC ile tanımlar; böylece arazi maliyeti, saha çalışmaları, şalt sahaları, lisanslama ve izinler, vb. unsurlara etkin bir şekilde atıfta bulunur.
2. OC; geliştirme maliyetlerini, ön fizibilite ve mühendislik çalışmalarını, çevre çalışmaları ve izinleri, yasal ücretleri, sigorta maliyetlerini, inşaat sırasındaki emlak vergilerini ve yakındaki bir elektrik iletim sistemine bağlantı dahil elektrik ara bağlantı maliyetlerini kapsamaktadır [18].

3. OC'nin genel yönetim maliyetinden, işletme öncesi dönemde ortaya çıkan maliyetlerden, araştırma-geliştirme harcamalarından, yedek parçalar maliyetinden, saha seçimi, satın alma, lisanslama ve halkla ilişkiler ile ilgili yapılan harcamalardan ve vergilerden oluştuğu varsayılır [19].

Farklı kaynaklara göre, OC'nin yatırım maliyeti unsurlarının içindeki payı ortalama olarak %15 ile %20 arasında değişmektedir [16].

2.1.1.3. Beklenmedik Giderler

Riskleri hesaba katmak, beklenmedik durumlarla başa çıkmanın bir yoludur. ABD Ulusal Enerji Teknolojisi Laboratuvarı (NETL), süreç ve proje belirsizliklerini, tam bir proje tanımı ve mühendislik eksikliği nedeniyle kaçırılan veya öngörülemeyen beklenmedik giderleri hesaba katmak için tahminlere dahil etmektedir. Maliyet tahmininin yapıldığı tarihte açıkça belirlenemeseler de, bu tür maliyetlerin muhtemel olduğunu ve gerçekleşmesinin beklendiğini geçmiş tecrübeler ve deneyimler göstermiştir [20].

Birçok inşaat projesinden elde edilen bilgi ve tecrübeler yeni tahminlerin doğruluğunu artırdığından ve dolayısıyla beklenmedik durum potansiyelini azalttığından, beklenmedik durumların sayısı da projeler olgunlaştıkça netleşir ve düşer [16].

2.1.2. İnşaat Sırasındaki Faiz

IDC veya sıklıkla anıldığı gibi “finansman maliyeti” inşaat sırasında alınan borç için ödenen faizdir ve aynı zamanda öz sermaye yatırımcılarına kabul edilebilir bir getiri oranı sağlamayı da içerir. Başka bir deyişle, henüz gelir elde edilmeyen inşaat süresinde kullanılan paranın maliyetidir. İnşaat süresi arttıkça ödenecek faiz oranının artmasından dolayı inşaat süresi önemli bir faktördür [5].

IDC, ilk yatırım maliyeti yüksek olan nükleer santraller için önemli bir kalemdir. Risk algısı borç olarak kullanılan paranın maliyetini belirleyen unsurlardan biridir. Risk algısını etkileyen faktörler için ise ülkenin genel ekonomik durumu, yasal ve düzenleyici

altyapı (hazırlığı ve olgunluğu), ulusal enerji politikalarının tutarlılığı ve siyasi ortam gibi örnekler verilebilir [3].

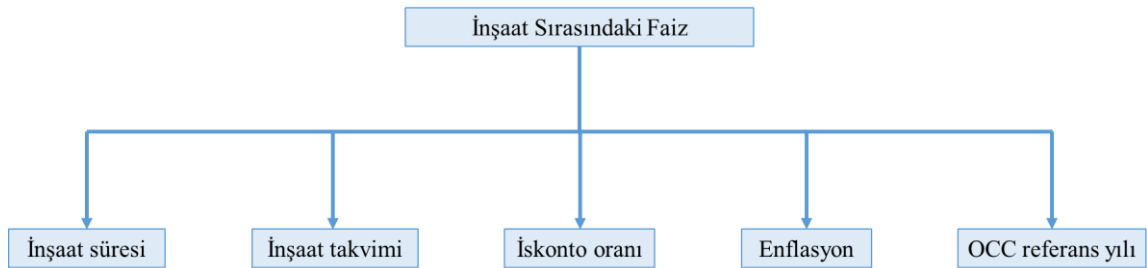
IDC aşağıdaki gibi hesaplanabilir [16].

$$IDC = OCC * \left[\sum_{k=1}^{CT} W_k (1 + X)^{CT-(k-1)} - 1 \right]$$

Burada, OCC gecelik inşaat maliyetini, CT inşaat süresini, W_k k yılında harcanan toplam yatırımın fraksiyonunu ve X iskonto oranını ifade etmektedir.

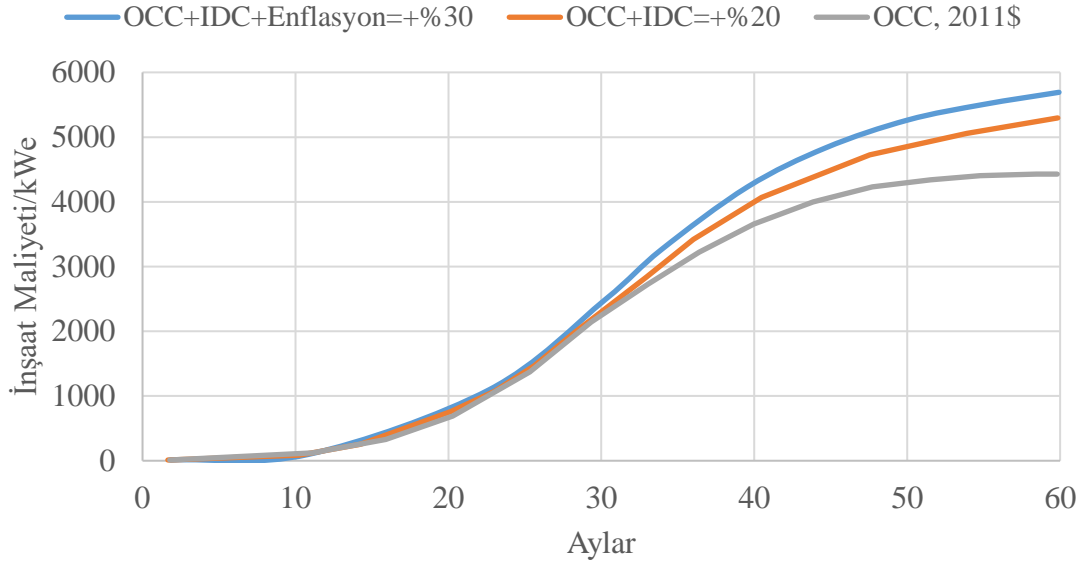
IDC'yi hesaplarırken, W_k ve r'nin her ikisinin de nominal veya gerçek terimlerle ifade edildiğinden emin olunmalıdır. Ayrıca nükleer santral projelerinin iskonto oranına hassas olduğu hususu da dikkate alınmalıdır [16].

IDC'nin bağlı olduğu faktörler [16] Şekil 2.4'te gösterilmiştir.



Şekil 2.4. İnşaat sırasında ortaya çıkan faiz miktarını etkileyen faktörler [16]

Bu konu ile ilgili Şekil 2.5'de gösterilen bir örnek verilmiştir [16]. Enflasyon, yıllık %2 olarak alınmıştır. Bu örneğe göre IDC, OCC'nin yaklaşık olarak %20'sidir.



Şekil 2.5. Beş yıllık inşaat süresi boyunca yapılan harcamaların ve IDC ile enflasyonun etkisi [16]

2.1.2.1. İskonto Oranı ve Ağırlıklı Ortalama Sermaye Maliyeti

Yatırımcıların bir yatırım getirisi beklemesi (bu yatırımın diğer olası yatırım seçenekleriyle rekabet etmesi) ve kredilere faiz ödenmesi gerçeği, paranın genellikle iskonto oranı ile ifade edilen bir zaman değerine sahip olduğu anlamına gelmektedir. Genellikle sermayenin fırsat maliyeti olarak kabul edilen iskonto oranı, “ağırlıklı ortalama sermaye maliyeti” (WACC) kavramı ile ele alınabilmektedir [21].

WACC aşağıdaki gibi hesaplanmaktadır [20].

$$WACC = r_{borç} \frac{Yabancı kaynaklar}{Toplam kaynaklar} (1 - \tau) + r_{öz sermaye} \frac{Öz kaynaklar}{Toplam kaynaklar}$$

Burada, $r_{borç}$ borçlanma maliyetini, $r_{öz sermaye}$ öz sermaye maliyetini ve τ kurumlar vergisi oranını ifade etmektedir. (Yukarıda tanımlandığı şekliyle WACC, nominal bir orandır.)

Bu çalışmada, yatırım maliyetinin net bugünkü değerini hesaplamak için iskonto oranı olarak WACC kullanılmıştır.

Bir diğer çalışmada inşaat süresine ve iskonto oranı olarak ifade edilen sermaye maliyetine bağlı olarak IDC'nin TIC'deki içerisindeki payı gösterilmiştir.

Çizelge 2.1. IDC'nin inşaat süresine ve WACC'ye bağlı olarak TIC'ye etkisi [22]

WACC*	İnşaat süresi		
	1 yıl	5 yıl	10 yıl
%5	%2	%12	%22
%10	%4	%22	%40
%15	%6	%30	%54

*: Bu oranların tümü reel olup bu çalışmada nominal oranlar kullanılmıştır. Yıllık %3 enflasyon ile %5 olan reel WACC'nin nominal değeri %8,15'tir.

2.2. Nükleer Santrallerin Yatırım Maliyetlerini ve İnşaat Sürelerini Etkileyen Konular

Maliyet döküm analizini tamamlayan, tarihsel ve yakın tarihli türünün ilk örneği (FOAK) proje deneyimlerinden önemli bilgiler elde edilebilir. Başarılı ve zorlu projelerden öğrenilen dersler gözden geçirilerek bazı ortak maliyet etkenleri tanımlanmıştır [3].

Maliyet etkenleri, belirli bir faaliyetle ilgili maliyet üzerinde bir tür doğrudan veya dolaylı etkiye sahip faktörler veya olaylardır. Gecikmelerin ve maliyet aşımalarının olup olmayacağını özellikle dört kategori belirlemektedir:

- Tasarım ve tedarik zinciri olgunluğu,
- Proje yönetiminin etkinliği,
- Nükleer güvenlik düzenlemelerinin istikrarı ve öngörülebilirliği,
- Politika çerçevesi (siyasal liderlik ve çok üniteli projeler açısından).

Bu dört etken, maliyet analizlerinde doğrudan fark edilemez ve niceliksel inceleme ve proje koşullarının niteliksel analizi ile tamamlanmalıdır. Nükleer projelerin karmaşıklığı nedeniyle, bu faktörler iç içe geçmiş durumdadır ve her bir maliyet etkeninin rolünü belirlemek için bir kök neden analizi yapmak zor olup bazı sezgisel yargılar gerekecektir [3].

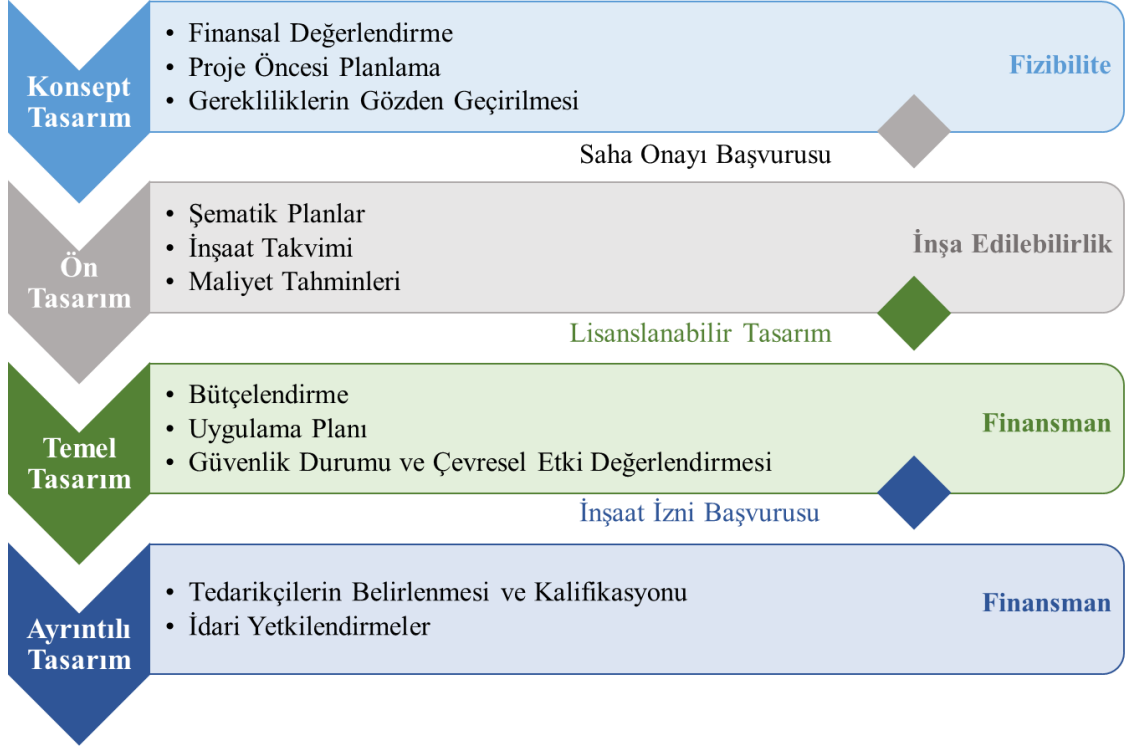
2.2.1. İnşaat Öncesi Tasarımın ve Tedarik Zincirinin Olgunluğu

İnşaat başlamadan önce tasarımın ve tedarik zincirinin olgunluğu, yeni nükleer inşa projelerinin en önemli maliyet belirleyicileri arasındadır. Son FOAK projeleri, özellikle tasarım olgunluğu eksikliğinin OCC üzerindeki etkisi konusunda ilgili dersler sunmaktadır. Avrupa ve Kuzey Amerika'daki AP1000 ve Avrupa Basınçlı Su Reaktörü (EPR) inşaat projeleri, bu etkenin gecikmelerin ve maliyet aşımalarının ana nedenlerinden biri olduğunu göstermektedir [3].

Nükleer projelerin ölçeği ve uzun inşaat süreleri göz önüne alındığında, tasarım tamamen tamamlanmadan inşaata başlanması zor görünmektedir. Bu durum uygulamada nihai yatırım kararı ile inşaat başlangıç tarihi arasındaki süreyi azaltmak için inşaatın sonraki aşamaları için ihtiyaç duyulan bazı ayrıntıların inşaat sırasında tamamlanacağı anlamına gelir. Aynı mantık tedarik zinciri için de geçerlidir [3].

2.2.1.1. İnşaat Öncesi Tasarımın Olgunluğu

Yeni bir reaktör tasarlamak, konsept tasarımdan ayrıntılı tasarıma kadar birkaç yıl alır. Bir nükleer proje için, bu genellikle birkaç milyon (Mn) adam-saatlik mühendislik çalışmaları ve yetkililer tarafından sertifikalandırma gerektirir. Her hâlükârda tasarım özelliklerini ayrıntılı tedarik zinciri gerekliliklerine ve her bir inşaat aşaması için planlara dönüştürmek ve tasarımın olgun sayılması için bir inşaat ve iş planının geliştirilmesi gerekir. Her kilit tasarım aşaması teknik, ticari ve düzenleyici faaliyetlerle ilişkilendirilmiştir [3].



Şekil 2.6. Tasarım aktivitelerinin kapsamı [3]

Tasarımın yeterince olgun olmaması, inşaat sırasında çok sayıda düzenlemeye yol açabilmektedir ve nükleer projelerin karmaşıklığı ve ölçeği göz önüne alındığında, gecikmelere ve maliyet aşımalarına neden olabilmektedir [3].

2.2.1.2. Tedarik Zincirinin Yeterliliği ve Kabiliyetleri

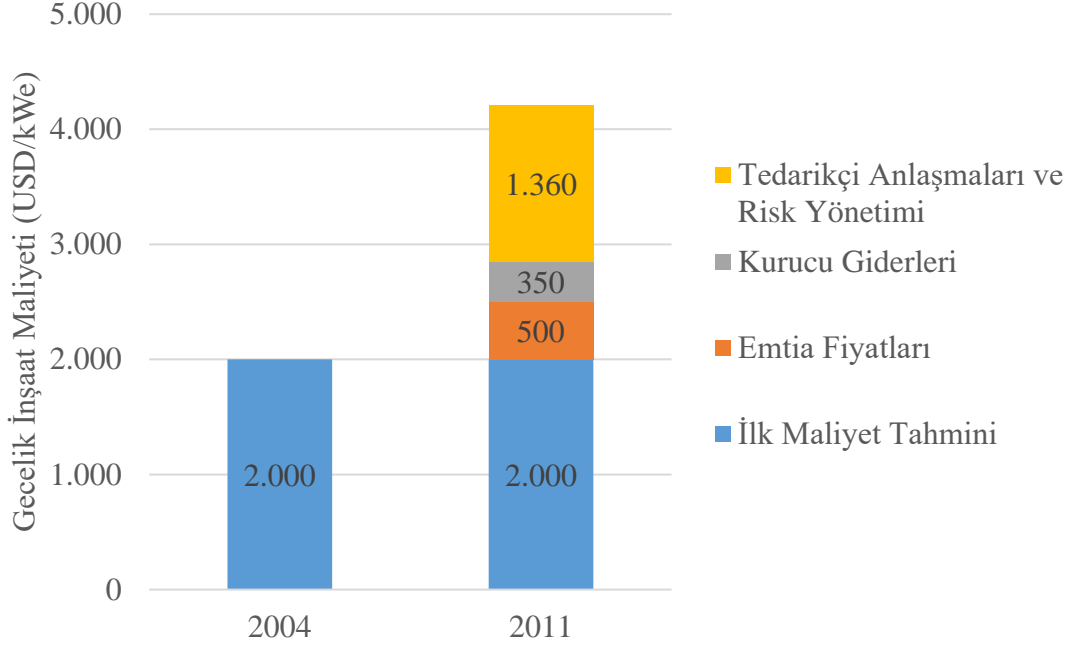
Son FOAK projelerinde tasarım olgunluğu ile ilgili sorunlar, tedarik zinciri yeterlilikleri ve kabiliyetlerindeki eksikliklerle birleşmiştir. Örneğin, EPR projelerine bakıldığında, Avrupa’da son 20 yılda nükleer santral inşa edilmediği görülmüştür ve bu durum tedarik zincirinin yeterliliği ve kabiliyetleri konusunda olumsuz etkilere neden olmuştur. Yeterliliğin eksik olması, önceki nükleer reaktörlerin inşasında yer alan işgücünün emekliye ayrılmasından veya yeni nükleer projelerin yokluğunda başka endüstrilere geçmesinden kaynaklanmıştır. Kabiliyetler ile ilgili olarak, Avrupa nükleer tedarik zincirinin canlandırılmasında ve yenilikçi tasarımlar ve güvenlik düzenlemelerindeki değişikliklerle yeni gerekliliklerin uygulanmasında da önemli zorluklar ortaya çıkmıştır.

Tersine, Asya'daki (öncelikle Çin ve Kore) son projeler, bu ülkelerin yerel tedarik zincirlerini sürdürmek ve geliştirmek için yeterince aktif nükleer programlar sürdürmelerinden yararlanmışır [3].

2.2.2. Proje Yönetimi ve Satın Alma

Proje yönetimi, yeni bir nükleer santral inşası için gerekli tüm organizasyon ve planlama adımlarını kapsamaktadır. Satın alma (veya sözleşme) stratejisi, proje yönetim yapısı satın alma kararlarını etkilediği sürece bu genel çerçevenin bir parçası olarak görülebilir [3].

Proje yönetimi ve satın alma çerçevelerinin önemi göz ardı edilemez. ABD pazarındaki maliyetlere ilişkin bir EPIC [23] araştırması, bir FOAK tesisi için OCC'nin 2004 ve 2011 yılları arasında 2.000 ABD Doları (USD)/kWe'den 4.210 USD/kW_e'ye, yani %100'den fazla arttığını tahmin etmiştir (Şekil 2.7). Bu araştırma, yükselen emtia fiyatlarından dolayı OCC'nin 500 USD/kW_e arttığı ve OC'nin de 350 USD/kW_e yükseldiği sonucuna varmıştır. Bununla birlikte, maliyetin artmasını en çok etkileyen faktörler tasarımın olgunlaşması (tasarımların ABD gerekliliklerine uyarlanmasının ek maliyeti), tedarikçi anlaşmaları ve risk yönetimiydi [23].



Şekil 2.7. OCC'yi artıran faktörler [23]

2.2.3. Düzenleyici Çerçevenin İstikrarı ve Öngörülebilirliği

Düzenleyici çerçeveye ilgili birçok faktör nükleer santrallerin inşaat maliyetlerini etkileyebilir. İlk olarak, güvenlik gerekliliklerinin düzeyi bir maliyet faktörü olabilir. Three Mile Island ve Çernobil nükleer kazalarından bu yana 3. nesil nükleer reaktörlerdeki gelişmeler, tasarım ve tedarik zinciri gerekliliklerini etkileyen ve genellikle maliyet artışlarına neden olan geliştirilmiş güvenlik standartlarıyla sonuçlandı. Bununla birlikte, birçok durumda, tarihi ve yakın tarihli inşaat deneyimleri, inşaat maliyetlerinde - ve özellikle maliyet aşımalarında - kilit bir faktörün, kendi başına güvenlik gerekliliklerinin seviyesi değil, daha ziyade istikrarı ve öngörülebilirliği olduğunu vurgulamaktadır [3].

İstikrarlı bir düzenleyici çerçeveye sahip olmak, güvenlik standartlarının öğrenilen dersleri, bilimsel ilerlemeyi ve güvenlik hedeflerinin genel olarak yeniden değerlendirmelerini yansıtmak şeklinde geliştirilmediği anlamına gelmez. Bunun yerine, güvenlik gerekliliklerinde meydana gelebilecek değişiklikleri yeni bir nükleer santral inşaat projesinin başlangıcından önce maliyetler ve gecikmeler üzerinde önemli etkileri olabileceğinden dolayı tahmin etmek oldukça önemlidir. Özellikle yeni düzenlemeler, mühendislik çalışmaları için gereken ayrıntılı teknik gerekliliklere direkt olarak

uygulanmayabileceğinden, yeni standartların veya düzenlemelerin ne zaman uygulamaya konulacağına öngörülebilirliği de çok önemlidir [3].

2.2.4. Politika Çerçevesi ve Paydaşların Seferberliği

Başarılı nükleer projeler, özellikle tedarik zincirinde çeşitli paydaşları harekete geçirmek adına yeterli görünürlük ve kesinlik sağlamak için güçlü ve tutarlı siyasi liderlik gerektirir. Uzun vadeli bir programın parçası olarak yeni bir nükleer projenin geliştirilmesi seri etkisini destekleyecektir ve böylece maliyeti düşürebilmektedir [3].

2.2.4.1. Çoklu Ünite Projelerinin ve Seri İnşaatının Avantajları

Birkaç nükleer santral inşa etmeyi düşünen ülkeler için, çok üniteli ve seri inşaat, inşaat maliyetlerini önemli ölçüde azaltabilir. Bu azalmalar, iyi tanımlanmış kaldıraçlarla elde edilir [4]:

1. Dolaylı inşaat maliyetlerinin azaltılması yoluyla toplam inşaat maliyetleri azaltılabilir. Buna tasarım belgeleri, tasarımla ilgili güvenlik onayları ve tedarikçi kalifikasyonu dahildir. Tek seferlik sahaya özel düzenleme, planlama ve destekleyici altyapı maliyetleri birden fazla üniteye yayıldığından, aynı sahada birden fazla üniteye sahip projeler için ek maliyet indirimleri de mümkündür.
2. Deneyimler farklı projeler arasında aktarılırken nükleer tedarik zincirini harekete geçirerek toplam inşaat maliyetleri azaltılabilir. Bu, özellikle bir kez onaylanmış ve sorunsuz bir şekilde tekrarlanabilen yapım yöntemleri için geçerlidir. Deneyim aktarımı ayrıca inşaat süresini kısaltır, bu da finansman maliyetlerini (IDC) azaltabilmektedir.

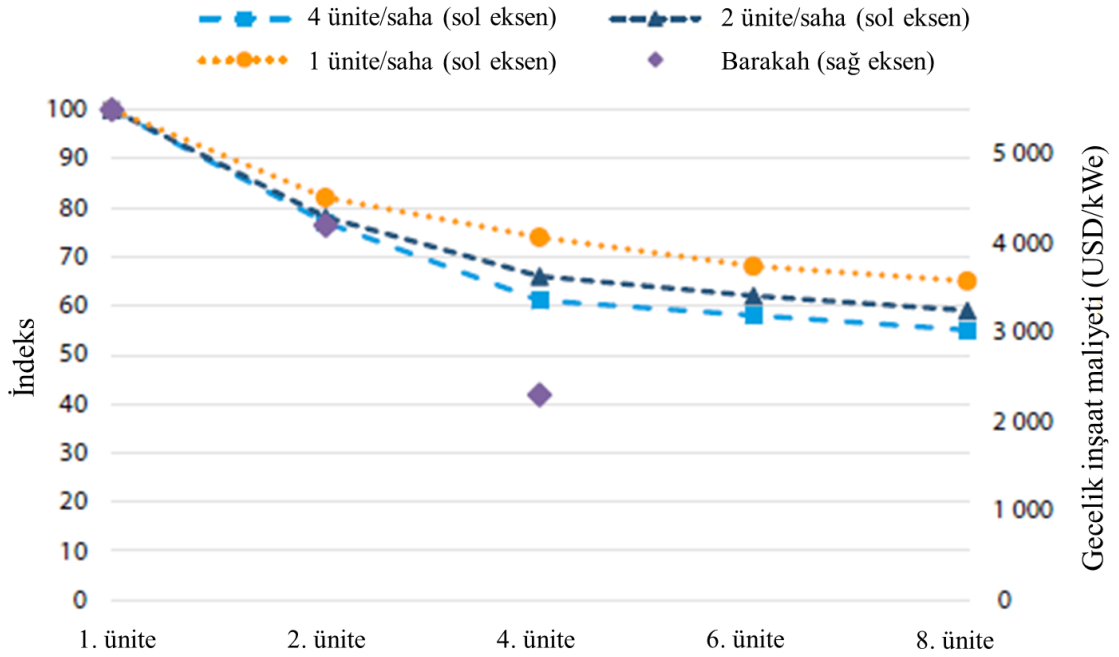
Çoklu Ünite Etkisi:

Aynı sahada aynı tasarıma sahip birkaç reaktörün inşası, reaktör başına düşen altyapı geliştirme için ortalama maliyetleri azaltır. Buna saha hazırlığı (ör. kazı işleri, yol erişimi) ile bazı altyapı (ör. şebeke bağlantıları) ve ortak olabilecek ek binalar dahildir. Ek olarak, ikili bir proje, iki ünite arasında optimize edilebilecek daha verimli kaynak tahsisine olanak tanıyarak riskleri ve gecikmelerin etkisini azaltır. Örneğin, bir ünite gecikme

olması durumunda ekipler diğerine yeniden tahsis edilebilir. İki ünitenin yapımı arasında birkaç aylık bir gecikme olacağı düşünüldüğünde, gecikme riskinden kaçınılarak birinci ünite için ihtiyaç duyulan yedek parça ikinci üniteden temin edilebilir [3].

Genel olarak, reaktörlerin çiftler halinde inşa edilmesi ikinci reaktörün maliyetini yaklaşık %15 oranında azalttığı tahmin edilmektedir [4]. İkinci çift için de %5 oranında ek bir maliyet düşüşü beklenebilmektedir.

Birleşik Arap Emirlikleri'ndeki 4 üniteli Barakah NGS Projesi, bu tür maliyet düşüşlerinin başarılı projeler için daha da hızlı olabileceğini göstermektedir (Şekil 2.8). Bu proje, inşaat ve satın almanın en iyi uygulamalarını içermektedir: birden fazla ünitesi olan bir referans proje, kanıtlanmış bir tedarik zinciri ve güçlü bir genel proje liderliği. Gogan'a [24] göre, maliyet birinci ve dördüncü ünite arasında %50'den fazla düşmüştür.



Şekil 2.8. N üniteli bir programda ortalama maliyetler [3]

Seri Etkisi:

Büyük projelerin gerçekleştirilmesiyle ilgili tüm etkileri kapsayan bir terim olan seri etkisi, çeşitli ekonometrik çalışmalarda gösterilmiştir [25]. Seri etkisi yaratmak için serinin tüm ünitelerinin tasarımında, lisanslanmasında ve yapımında kullanılacak teknik

standartlar, kodlar ve normlar istikrarlı olmalıdır. Bu koşullardan herhangi bir sapma olduğunda, örneğin birden fazla ülkeyi kapsayan (ve dolayısıyla farklı güvenlik otoritelerine ve yönetmeliklere tabi olan) veya farklı endüstriyel montaj hatlarına sahip inşaat projelerinde seri etkisinin faydalarının kaybedilmesi muhtemeldir [3].

Seri etkisi iki faktöre bağlıdır: program etkisi ve verimlilik etkisi [3].

- Program etkisi, projeyi yöneten ve reaktör inşaatını denetleyen şirketin stratejik kararlarından kaynaklanır (örneğin Fransa’da EDF). Program etkisi, seri halinde inşa edilmiş tek bir reaktör modeli için çalışmaların, geliştirmelerin, kalifikasyonların ve malzemelerin test edilmesinin tekdüzeliğinden kaynaklanmaktadır. Bu tek seferlik maliyetler hem ilgili ünite sayısından hem de ünite boyutundan (nominal güç) bağımsızdır. Bununla birlikte, yeni bir tasarımın yenilik derecesinden ve karmaşıklığından güçlü bir şekilde etkilenirler.
- Verimlilik etkisi çoğunlukla tedarik zincirinde görülür ve tedarik sürecinde verimlilik artışı sağlanabilmektedir. Bu, büyük ölçüde tedarikçilerin bir dizi özdeş bileşen için garantili bir siparişle elde ettikleri görünürlüğe bağlıdır. Bu görünürlük, kaynakların ve üretim araçlarının planlanması ve kullanımının optimize edilmesini sağlar.

Standartlaştırılmış reaktörlerin seri yapımının OCC üzerindeki etkisi, %15-20’lik maliyet tasarrufu ile oldukça önemlidir [4]. İnşaat süresi çok daha kısa olduğu için zamana bağlı olan maliyetler (IDC) üzerindeki etkisi de önemlidir. Zamana bağlı maliyet tasarrufları OCC’deki azalmalarla birleştirildiğinde, toplam maliyet %25-40 daha düşük olabilmektedir.

2.3. Nükleer Santrallerin Yatırım Maliyetinin Seviyelendirilmiş Elektrik Maliyeti Hesabındaki Rolü ve Seviyelendirilmiş Elektrik Maliyetinin Hesaplanması

LCOE, tesisin ömrü boyunca yatırımcının tüm maliyetlerini karşılamak için ihtiyaç duyulan eşdeğer sabit fiyattır. Yaklaşım, indirgenmiş nakit akımı modeline dayanmaktadır ve LCOE, tüm maliyetlerin (öz sermaye getirisi dahil) toplamının bugünkü net değerinden, tesisin tüm işletme ömrü boyunca tüm gelirleri çıkarıldığında sifıra eşit olması için gereken yapay ve sabit bir fiyattır [16].

LCOE hesabı için OCC ve bu maliyete eklenen IDC'nin hesaplanması gerekmektedir. OCC'ye IDC eklenirken aşağıdaki faktörlerin önemli bir rolü vardır [16]:

- İskonto oranı,
- Enflasyon,
- Tesisin ekonomik ömrü,
- İnşaat süresi ve ilgili takvim.

Avrupa Birliği Konseyi [26], yıllık gelirler ve sermaye kurtarma faktörünü (CRF) kullanarak LCOE hesabı için bir yaklaşım sergilemektedir:

$$LCOE_{CEU} = \frac{SOCC * \sum_{k=1}^{CT} W_k (1 + X)^{CT-(k-1)} * CRF}{8760 * L} + \frac{FO}{8760 * L} + VO + FCC$$

LCOE(CEU): [26]'ya göre seviyelendirilmiş elektrik maliyeti (€/MWh)

SOCC: Spesifik gecelik inşaat maliyeti (€/MW)

CT: İnşaat süresi

W_k : k yılında harcanan toplam sermayenin fraksiyonu

X: İskonto oranı

N: Santralin ekonomik/işletme ömrü

CRF: Sermaye kurtarma faktörü

$$CRF = \frac{X(1 + X)^N}{(1 + X)^N - 1}$$

L: Yıllık yük faktörü (kapasite faktörü)

FO: Yıllık sabit işletme maliyeti (€/MWh)

VO: Yıllık değişken işletme maliyeti (€/MWh)

FCC: Yıllık yakıt maliyeti (€/MWh)

LCOE hesabı için kullanılan diğer bir yaklaşım ise aşağıdaki gibidir [27].

$$LCOE_{MIT} = \frac{1000}{(8766 \text{ h/yr}) * L} * \left[\Phi * \frac{I}{K} + \frac{O}{K} \right] + FCC$$

$$\Phi = \frac{CRF}{1 - \tau} - \frac{\tau}{1 - \tau} \left(\frac{1}{N} \right)$$

$$CRF = \frac{X(1 + X)^N}{(1 + X)^N - 1}$$

LCOE(MIT): [27]'deki yaklaşıma göre seviyelendirilmiş elektrik maliyeti (mills/kWh)
ya da (\$/MWh)

K: Santralin kapasitesi (kW)

L: Kapasite faktörü

I: Santralin yatırım maliyeti (IDC dahil) (\$)

O: İşletme-bakım maliyeti (\$/yıl)

Φ : Faizleri karşılama oranı (1/yıl)

N: Santralin ekonomik/işletme ömrü (yıl)

X: İskonto oranı (WACC)

τ : Kurumlar vergisi oranı

CRF: Sermaye kurtarma faktörü

FCC: Yakıt çevrimi maliyeti (\$/yıl)

İşletmeden çıkarma maliyetleri, işletmenin başlangıcına kadar iskonto ettirildiğinde ihmal edilebilir düzeydedir [16].

3. AKKUYU NGS’NİN YATIRIM MALİYETİ VE SEVİYELENDİRİLMİŞ ELEKTRİK MALİYETİ ANALİZİNDE KULLANILAN VERİLER, YÖNTEM VE SENARYOLAR

Bölüm 3.1’de öncelikle Akkuyu NGS ile ilgili genel proje bilgilerinin yanı sıra santral maliyetlerinin detay kırılımı, projenin finansal yapısı ve veriler gibi bu çalışmada kullanılan bilgiler verilmektedir. Bölüm 3.2’de TIC ve LCOE analizinde kullanılan yöntem ve girdiler, Bölüm 3.3’te ise bu çalışmada ele alınan senaryolar detaylandırılmaktadır.

3.1. Akkuyu NGS Projesi

Türkiye’nin ilk NGS projesi, Rusya ve Türkiye hükümetleri arasında 12 Mayıs 2010 tarihinde imzalanan bir milletlerarası antlaşma (IGA) ile Akdeniz kıyısındaki Mersin ilindeki Akkuyu sahasında başlamıştır. (“Türkiye Cumhuriyeti Hükümeti ile Rusya Federasyonu Hükümeti Arasında Türkiye Cumhuriyeti’nde Akkuyu Sahası’nda Bir Nükleer Güç Santralinin Tesisine ve İşletimine Dair İşbirliğine İlişkin Anlaşma”). IGA Türkiye’de 21 Temmuz 2010’da ve Rusya’da 13 Aralık 2010’da onaylanmıştır. IGA’ya göre, Rusya Devlet Nükleer Enerji Kurumu (ROSATOM) ve Türkiye Cumhuriyeti Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı, imzacı devletler adına sözleşme taraflarıdır [14].

Akkuyu NGS toplam 4.800 MW kapasiteli dört VVER-1200 reaktörüne sahip olacaktır [14]. İlk ünitenin inşaatının 2015 yılında başlaması, 5 yıl inşaatın ardından şebekeye bağlanması planlanmaktaydı. Ünitelerin beklenen ömrü 60 yıldır ve her ünitenin yılda yaklaşık 8.75 TWh üretmesi beklenmektedir [28].

Dünyada “Yap, Sahip Ol, İşlet” (BOO) modeliyle inşa edilen ilk NGS projesi Akkuyu NGS inşaat projesidir. Uzun vadeli sözleşme kapsamında şirket, santralin tasarımı, yapımı, bakımı, işletmeye alımı ve işletmeden çıkarılması gibi yükümlülükleri üstlenmektedir. Projenin yatırım maliyeti, 20 milyar USD seviyesindedir [29].

Çizelge 3.1. Akkuyu NGS ile ilgili genel bilgiler [28] [29]

Yasal Zemini	Rusya ile IGA (12 Mayıs 2010)	
Projenin Uygulama Modeli	BOO	
Yükleniciler	ROSATOM'a bağlı kuruluşlar	
Ana Yüklenici	Atomstroyexport	
Toplam Kapasite	4800 MWe	
Ünite Sayısı	4	
Reaktör Tasarımı	VVER-1200	
CAPEX	Yaklaşık 20 milyar USD	
Yıllık Elektrik Üretim Miktarı	35 TWh (Her ünite için 8.75 TWh)	
İşletme Süresi	60 yıl	
Yeri	Akkuyu (Mersin)	
İnşaat Süresi	2014 yılında öngörülen takvim	2012-2014 (Hazırlık aşaması) 2015-2019 (Ünite 1), 2016-2020 (Ünite 2), 2017-2021 (Ünite 3), 2018-2022 (Ünite 4)
	Güncel takvim (planlanan)	2012-2018 (Hazırlık aşaması) 2018-2023 (Ünite 1), 2020-2024 (Ünite 2), 2021-2025 (Ünite 3), 2022-2026 (Ünite 4)
Enerji Alım Anlaşmasının Süresi	15 yıl	

Çizelge 3.1'de gösterilen 2014 yılında öngörülen takvim proje gidişatına göre düzenli olarak değişmiştir ve güncel takvime ait tarihler farklıdır. Bu çalışma kapsamında kullanılan veriler 2012-2014 yıllarına ait olduğundan dolayı 2014 yılında öngörülen takvim kullanılmıştır. Çalışmanın bu projenin güncel takvimi ve gelecek diğer nükleer santral projeleri için de anlamlı olması adına maliyetlerin parasal sonuçlarının yanı sıra incelenen IDC'nin TIC'ye ve TIC'nin LCOE'ye oranı da hesaplanıp vurgulanmıştır.

3.1.1. Santral Maliyetleri

Ünite 1, 2, 3 ve 4 için tahmini santral maliyetleri ikiye ayrılmıştır [30]:

1. Hazırlık, yönetim ve destek faaliyetleri,
2. Ünite maliyetleri.

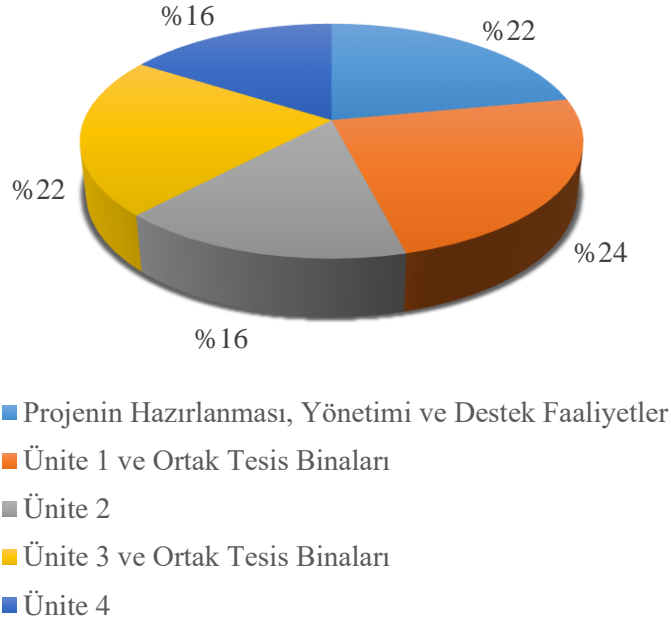
Hazırlık, yönetim ve destek faaliyetleri üniteler için ortaktır ve aşağıda sıralanan unsurlardan oluşmaktadır [30]:

- Proje hazırlık çalışmaları,
- Mühendislik alan araştırması,
- Lisanslama ve izinler,
- Arazi hazırlama çalışmaları,
- Proje yönetimi,
- Detay tasarım,
- Saha güvenliği,
- Personel eğitimi,
- Çeşitli giderler.

Ünite maliyetlerinin ise aşağıdaki unsurları içerdiği varsayılmaktadır [30]:

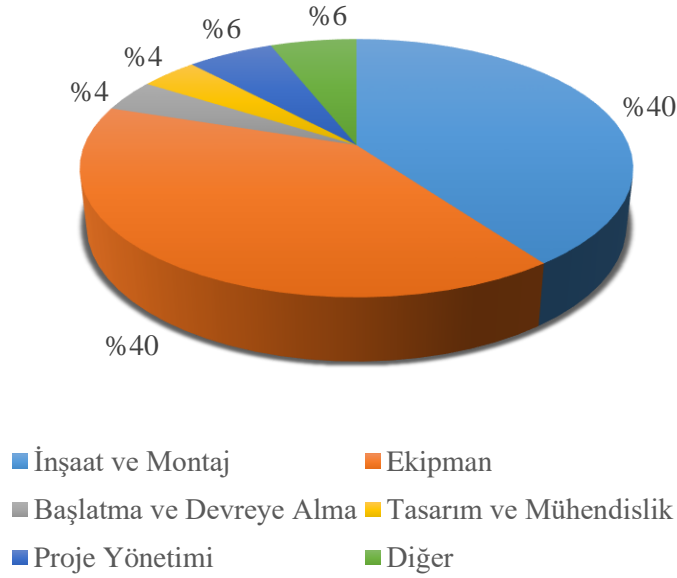
- Üniteler için ekipman tedariki,
- Ünite inşaatı,
- Kurulum ve işletmeye alma.

Bunun yanında, Ünite 1 Ünite 2 ile ve Ünite 3 Ünite 4 ile ortak yapıların maliyetini içermektedir. Ünitelere göre proje maliyet dağılımı Şekil 3.1'de gösterilmektedir.



Şekil 3.1. Ünitelere göre proje maliyetinin dağılımı [30]

Ana faaliyetlere göre proje maliyetinin dağılımı aşağıdaki şekilde gösterilmiştir.



Şekil 3.2. Ana faaliyetlere göre proje maliyetinin dağılımı [30]

3.1.2. Projenin Finansal Yapısı

IGA [14] uyarınca:

ESA'ya göre EÜAŞ, Akkuyu Nükleer A.Ş.'den NGS'de üretilmesi planlanan elektriğin Ünite 1 ve Ünite 2 için % 70'ine, Ünite 3 ve Ünite 4 için % 30'una tekabül eden sabit miktarlarını her bir ünitenin işletmeye alınma tarihinden itibaren 15 yıl boyunca 123,5 USD/MWh ortalama fiyattan satın almayı garanti etmektedir.

Birim fiyat; yatırım maliyeti, sabit ve değişken O&M maliyeti ve yakıt maliyetinden oluşmaktadır. Akkuyu Nükleer A.Ş. tarafından yapılan tüm yatırım maliyetleri (lisanslama ile ilgili harcamalar, geliştirme maliyetleri ve finansman maliyetleri dahil) ünitelerin işletmeye alınmasından sonraki 15 yıl içinde geri döneceği planlanmaktadır. EÜAŞ ve Akkuyu Nükleer A.Ş. arasında mutabakata varılan tarife kademelerinde, LCOE'deki yıllık değişim, geri ödemenin sağlanması açısından, tavan LCOE 153,3 USD/MWh olmak üzere Akkuyu Nükleer A.Ş. tarafından hesaplanacağı öngörülmektedir.

Toplam proje maliyeti 20 milyar USD [30] olarak belirlenen Akkuyu NGS Projesi'nin ana finansman kaynağı yaklaşık 4 milyar USD [28] tutarındaki öz sermaye finansmanı ve kredi finansmanıdır. Kredilerdeki faiz oranları yıllık %7-8 aralığında ve kredilerin USD cinsinden olduğu varsayılmıştır. İnşaat sırasındaki faiz aktifleştirilerek sırasıyla Projenin sabit varlıklarına eklenecektir [28] [30]. Bu çalışmada, temel durum olarak kabul edilen senaryoda kredilerin yıllık faiz oranı %7 olarak kabul edilmiştir.

3.1.3. İnşaat Gecikme Riski

İnşaat gecikmelerinin mali sonuçları, nükleer gibi yüksek yatırım maliyeti olan teknolojilerin üretilmesi için özellikle önemlidir. İGA, bu masrafların gecikmeden sorumlu taraflarca karşılanacağını belirlemiştir ancak daha fazla ayrıntı verilmemiştir.

Uzun bir inşaat süresi finansman maliyetlerini yükseltir ve dolayısıyla ekonomiyi etkiler. İnşaatın 2014 yılı sonunda başlaması halinde beş/altı yıllık inşaat süresinin ardından Ünite 1'in işletmeye alınması planlanmaktaydı. Bu süreyi kapsayacak risklerin sigortalanmasının sorumluluğu Akkuyu Nükleer A.Ş.'ye aittir. Ayrıca, başarısızlık durumunda, Rus tarafı, gerekli tüm yeterlilik ve kabiliyetlere sahip bir halef belirleme

sorumluluğuna sahiptir. Buna göre, olası inşaat gecikmeleri veya maliyet aşımlarıyla ilgili olarak Türk tarafındaki finansal risk sınırlıdır [28].

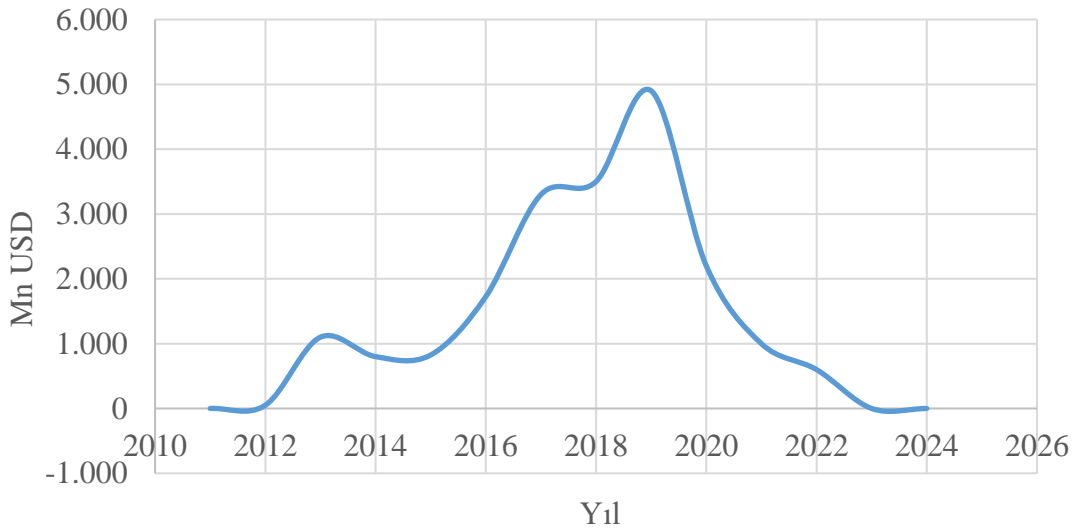
3.2. Akkuyu NGS Yatırım Maliyeti ve Seviyelendirilmiş Elektrik Maliyeti Analizinde Uygulanan Yöntemler

Bölüm 3.2.1’de öncelikle TIC analizi için nitelerin OCC’lerinin ve OCC takvimlerinin nasıl belirlendiğine dair bilgiler verilmektedir. Bölüm 3.2.2’de TIC’yi belirlemek için gerekli olan IDC hesabı ve ilgili girdilerin detayları açıklanmaktadır.

Çalışmanın ikinci bölümünde ele alınan LCOE analizi için kullanılan yöntem ve girdiler Bölüm 3.2.3’te açıklanmaktadır.

3.2.1. Toplam Gecelik İnşaat Maliyetinin Hesaplanması ve Takvimin Belirlenmesi

2014 yılında aşağıda gösterilen CAPEX grafiği öngörülmüştür [31].



şekil 3.3. Akkuyu NGS Projesi CAPEX grafiği [31]

[28] - [31]’deki verilere istinaden projenin maliyeti 20 milyar USD olarak alınmıştır. Bölüm 2.1’de açıklandığı üzere yatırım maliyeti farklı şekillerde ifade edilebilmektedir.

İlgili kaynaklarda toplam maliyetten bahsedilmektedir ve 20 milyar USD'nin IDC'yi kapsayıp kapsamadığı belirtilmemektedir. Akkuyu NGS Nihai Çevresel Etki Değerlendirme Raporu'nda gösterilen 20 milyar USD'nin detay kırılımlarında (Şekil 3.1 ve Şekil 3.2) finansman maliyetinin dahil edilmediği görülmektedir. Başka bir çalışmada ise bu rakamın büyük bir olasılıkla IDC'yi kapsamadığı varsayılmaktadır. (Ayrıntılar için kaynak [32]'ye bakınız).

Yukardaki bilgilere istinaden 20 milyar USD'nin Akkuyu NGS'nin toplam OCC'sini yansıttığı varsayılmıştır.

2012-2014 hazırlık aşaması varsayılmıştır ve bu yıllar arasındaki maliyetler ve dağılımları 2014 yılında yayınlanan bir kaynaktan alındığından doğrudan kullanılmıştır.

2015-2022 yıllarında ünitelerin inşaat halinde olduğu [28] ve Ünite 4'ün 2023 yılında işletmeye alınacağı varsayılmıştır. İnşaat süresince yapılan harcamaların dağılımı aşağıda açıklanan yöntemlere göre uyarlanmıştır.

[33]'de ve [34]'de yapılan çalışmalarda bir nükleer güç ünitesi için Çizelge 3.2'de gösterilen farklı inşaat takvimleri sunulmuştur.

Çizelge 3.2. Nükleer güç ünitesi inşaat takvimleri

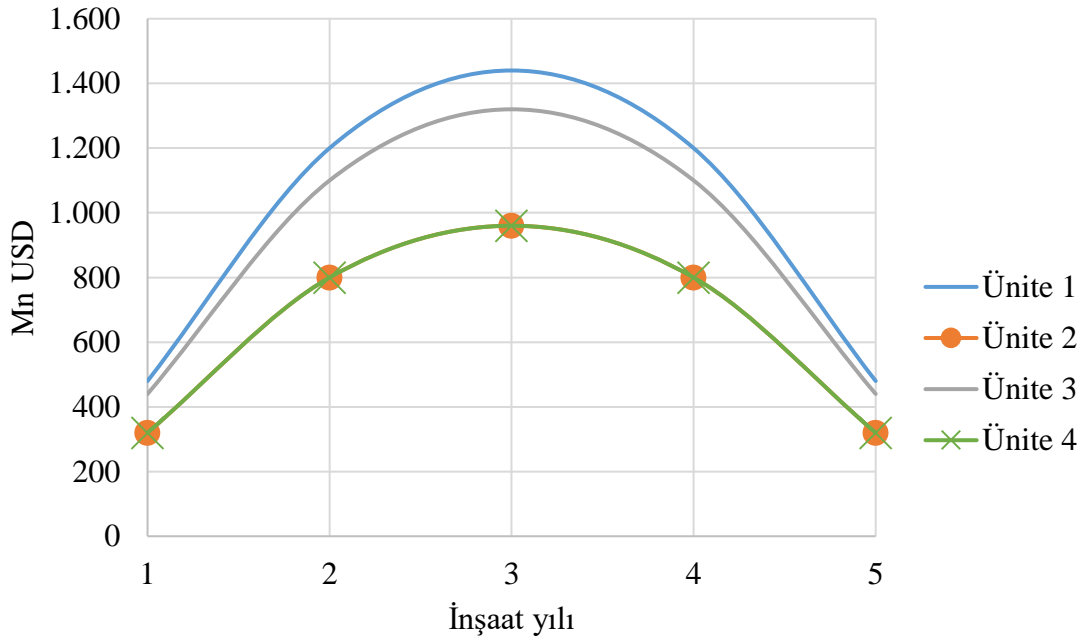
Nükleer güç ünitesinin inşaat yılı	1	2	3	4	5
Toplam maliyet %'si ^a	9	24	31	26	10
Toplam maliyet %'si ^b	10	25	30	25	10

^a: kaynak [33]

^b: kaynak [34]

Çizelge 3.2’de gösterilen inşaat takvimleri büyük ölçüde aynıdır ve bu çalışmada dört ünite için de [34]’deki dağılım kullanılmıştır.

Ünitelerin maliyetleri (hazırlık ve inşaat süresince oluşan proje yönetimi ve destek faaliyetlerinin maliyetleri hariç) ve yıllara göre maliyet dağılımları Şekil 3.1 ve Çizelge 3.2’deki veriler kullanılarak aşağıdaki gibi belirlenmiştir.



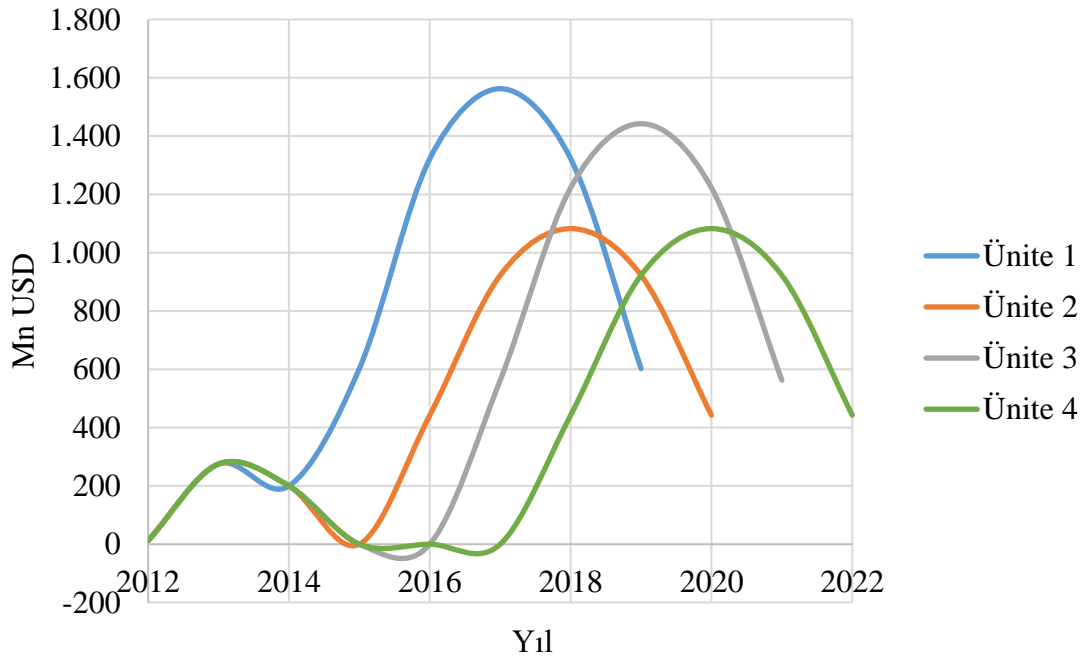
Not: Ünite 2 ve Ünite 4 eğrileri çakışık eğrilerdir.

Şekil 3.4. Ünite 1, 2, 3 ve 4’ün EPCC takvimi

Ünitelerin Şekil 3.4’te gösterilen maliyetlerin çoğunlukla EPCC olduğu varsayılmıştır. Bu maliyete projenin hazırlanması, yönetimi ve destek faaliyetleri ile ilgili harcamalar (kurucu giderleri) aşağıda açıklanan yöntemle eklenerek her bir ünitenin OCC’si hesaplanmıştır. Ayrıca beklenmedik giderlerin de destek faaliyetleri altında hesaba katıldığı varsayılmıştır.

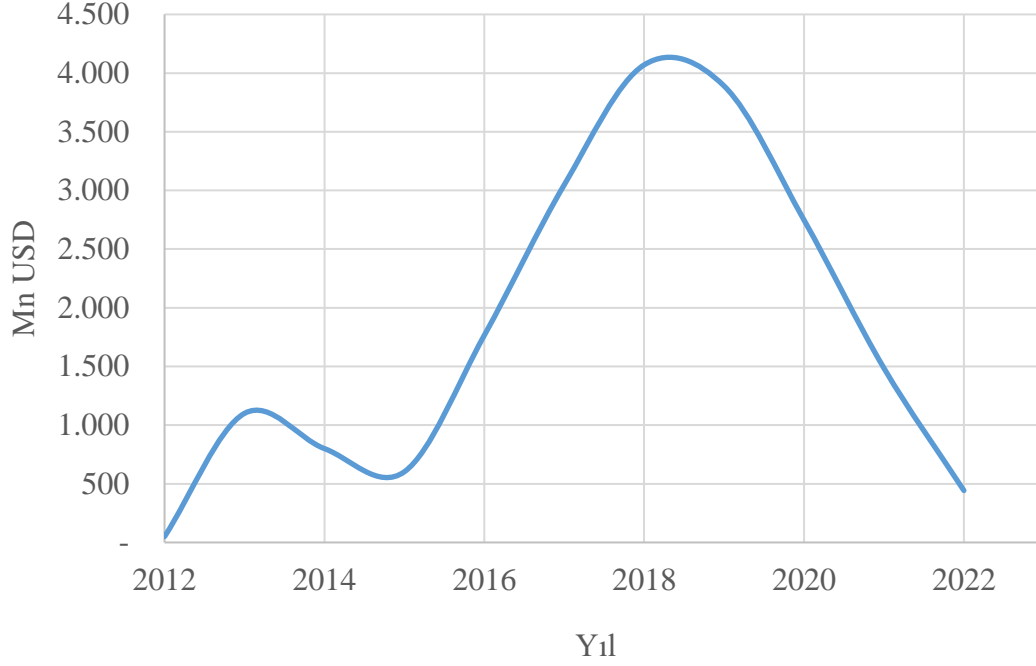
Projenin hazırlanması ile alakalı maliyet ve dağılımı (2012-2014) yukarıda da belirtildiği üzere Şekil 3.3’te gösterilmiştir (toplamda 1.950 Mn USD). Bu maliyet kalemi bütün

üniteleri ilgilendiren ve Bölüm 3.1’de verilen unsurlardan oluştuğu için (proje hazırlık çalışmaları, mühendislik alan araştırması, lisanslama ve izinler, arazi hazırlama çalışmaları, proje yönetimi, detay tasarım, saha güvenliği, personel eğitimi ve çeşitli giderler) ünitelere eşit olarak dağıtılmıştır. Proje hazırlık çalışmaları, mühendislik alan araştırması, arazi hazırlama çalışmaları, detay tasarım, personel eğitimi vb. harcamaların bir kısmı inşaatla başlamadan önce bütün üniteler için ortak olarak yapıldığı varsayılmıştır, dolayısıyla 2012-2014 hazırlık döneminde ünitelerin maliyetine eşit olarak yansıtılmıştır (487,5 Mn USD). Şekil 3.1’e göre proje hazırlık, yönetim ve destek faaliyetlerinin toplam maliyeti 4.400 Mn USD olarak hesaplanmaktadır. İnşaatla başlamadan önce 1.950 Mn USD harcadığına göre inşaat döneminde 2.450 Mn USD daha harcanacağı öngörülmektedir. Her bir ünitenin birer yıl aralıklarla inşaatına başladığında projenin yönetimi ve destek faaliyetleri ile ilgili bu harcamalar yine ünitelere eşit olarak dağıtılmıştır. Şekil 3.5 her bir ünitenin hazırlık ve inşaat yıllarına göre OCC dağılımını göstermektedir.



Şekil 3.5. Ünite 1, 2, 3 ve 4’ün OCC takvimi

Yukardaki veriler ve açıklanan yöntemler kullanılarak Akkuyu NGS Projesi için Şekil 3.6’da gösterilen uyarlanmış bir CAPEX grafiği oluşturulmuştur.



Şekil 3.6. Akkuyu NGS Projesi için uyarlanmış CAPEX grafiği

Bu çalışmanın ilk aşamasında yukarıda anlatılan şekilde her bir ünitenin OCC'si (kurucu giderleri dahil) bulunmuştur. Bunun yanında projenin ve her bir ünitenin hazırlık ve inşaat dönemlerinde OCC dağılımları hesaplanmıştır.

3.2.2. İnşaat Sırasındaki Faizin Hesaplanması

Bütün yatırım giderlerini, yani TIC'yi hesaplayabilmek için IDC'nin hesaplanması gerekmektedir. Bu hesaplama için [16] ve [34]'de gösterilen yöntem kullanılmıştır. Buna göre, IDC Şekil 2.4'te gösterilen faktörlere bağlı olup bu faktörler aşağıdaki gibi belirlenmiştir.

3.2.2.1. İnşaat Süresi

Çizelge 3.1 ve 3.2'deki bilgilere istinaden dört ünitenin de planlanan inşaat süresi 5 yıl olarak varsayılmıştır. 2014 yılında planlandığı üzere Ünite 1'in inşaatı 2015 yılında başlaması planlanmaktaydı. Hesaplamalarda Ünite 1'in inşaatı 2015-2019, Ünite 2'nin inşaatı ise 2016-2020 aralığında gerçekleştirildiği varsayılmıştır.

Bölüm 2.2’de açıklanan faktörlerden birinin veya birkaç tanesinin inşaat sürecini olumsuz etkilemesi durumunda inşaat süresi uzayabilmektedir. Böyle bir durumda IDC’nin TIC’ye ve TIC’nin LCOE’ye etkisini görebilmek için Ünite 1’in ve Ünite 2’nin inşaat süreleri üçer yıl uzatılmıştır ve ilgili hesaplamalar yapılmıştır.

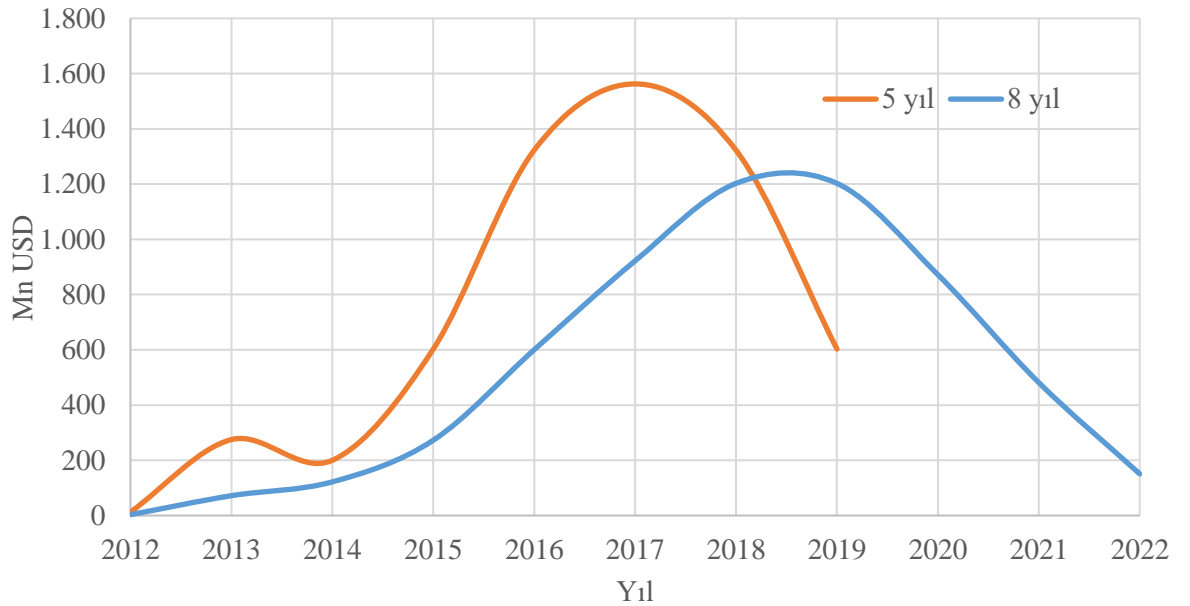
İnşaat süresi için uygulanan senaryolar Çizelge 3.3’te özetlenmiştir.

Çizelge 3.3. Ünite 1’in ve Ünite 2’nin inşaat süreleri

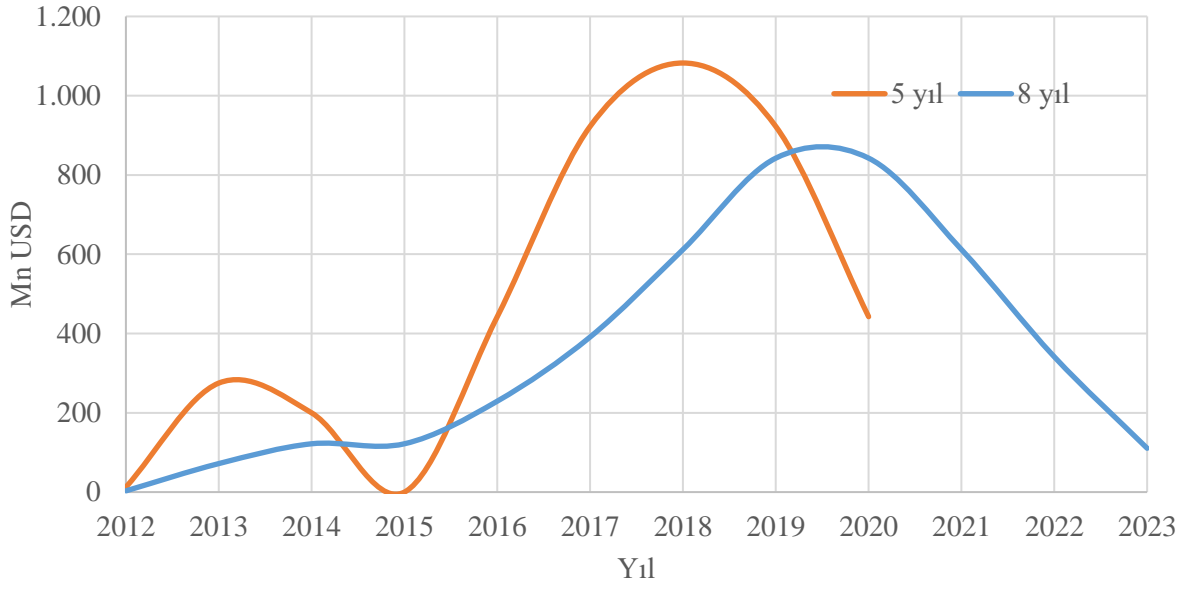
	Planlanmış inşaat süresi	Uzamış inşaat süresi
Ünite 1	2015-2019 (5 yıl)	2015-2022 (8 yıl)
Ünite 2	2016-2020 (5 yıl)	2016-2023 (8 yıl)

3.2.2.2. İnşaat Takvimi

Ünite 1’in ve Ünite 2’nin 5 yıl ve 8 yıl inşaat süreleri için inşaat takvimleri (OCC maliyet dağılımları) aşağıdaki gibidir. Takvimlere hazırlık aşamasında da borçlandığı varsayılp hazırlık aşaması da IDC hesabına dahil edilmiştir.



Şekil 3.7. Ünite 1’in inşaat takvimi



Şekil 3.8. Ünite 2'nin inşaat takvimi

3.2.2.3. Enflasyon

Yıllık enflasyon ve reel artışın hesaba katılmasıyla yıllık yaklaşık %3 oranında bir artış varsayılmıştır [30].

İnşaat süresi uzadığı durumda ele alınan bir senaryoda 2020 ve sonrası için enflasyon %10 olarak varsayılmıştır.

3.2.2.4. Ağırlıklı Ortalama Sermaye Maliyeti

Bölüm 2.1.2.1'de verilen eşitlikteki değişkenler Çizelge 3.4'te gösterildiği gibi belirlenmiştir ve WACC hesaplanmıştır. Bu değerler, yatırım maliyetinin net bugünkü değerini (ilgili ünitenin işletmeye alınması planlanan yıl referans yılıdır) elde etmek için hazırlık ve inşaat dönemindeki nakit akıslara uygulanmıştır.

Çizelge 3.4. WACC hesabında kullanılan değerler ve hesaplanan WACC değerleri

Borç^a	%80		
Öz sermaye^a	%20		
Borçlanma maliyeti (faiz)^b	%7	%8	%9
Öz sermaye maliyeti^c	%15		
Kurumlar vergisi^d	%20		
WACC	%7,48	%8,12	%8,76

^a: kaynak [28]

^b: kaynak [28] [30]

^c: kaynak [33]

^d: kaynak [35]

Çizelge 3.4'te görüldüğü üzere borçlanma maliyeti %7-9 aralığında varsayılmıştır ve böylece farklı WACC değerleri hesaplanmıştır (borcun vergi sonrası maliyeti dikkate alınmıştır).

Bunun yanında WACC değerleri ile LCOE hesabında kullanılmak üzere TIC'nin bir yıla düşen paylarını belirlemek için kullanılan CRF de hesaplanmıştır. CRF, uygun bir iskonto oranı (WACC) ve NGS'nin ekonomik ömrü ile hesaplanmaktadır.

Akkuyu NGS'nin 60 yıl işletilmesi planlanmaktadır, dolayısıyla ekonomik ömrü 60 yıl olarak varsayılmıştır. Bunun yanında ESA'ya göre tüm yatırım maliyetlerinin ünitelerin işletmeye alınmasından sonraki 15 yıl içinde geri döneceği göz önünde bulundurulduğunda ekonomik ömrün 15 yıl olarak varsayıldığı bir LCOE hesabı da gerçekleştirilmiştir.

Çizelge 3.5. Hesaplanan WACC değerleriyle hesaplanan CRF değerleri

WACC	CRF
%7,48	%7,58
%8,12	%8,20
%8,76	%8,82

3.2.3. Seviyelendirilmiş Elektrik Maliyetinin Hesaplanması

LCOE'nin nasıl hesaplanacağına dair ayrıntılar Bölüm 2.3'te bulunmaktadır. İlgili formüller için kullanılan veriler Çizelge 3.6'da verilmektedir.

Çizelge 3.6. LCOE hesabında kullanılan veriler

LCOE(MIT)		LCOE(CEU)	
K	1198000 kW	SOCC	Senaryoya bağlı olarak hesaplanacaktır.
L	0,9	CT	3 yıl hazırlık + 5 yıl inşaat (8 yıl)
I	Senaryoya bağlı olarak hesaplanacaktır.	W_k	Şekil 3.7
O	106.591.930 USD/yıl ^a	X	0,0748
Φ	CRF'ye bağlı olarak hesaplanacaktır.	N	60 yıl
N	60 yıl / 15 yıl	CRF	0,0758
X	Çizelge 3.4.	L	0,9
τ	0,2	FO	11,28 USD/MWh ^a
CRF	Çizelge 3.5.	VO	/
FCC	5 USD/MWh ^a	FCC	5 USD/MWh ^a

^a: kaynak [1]

Yakıt ve işletme-bakım maliyetleri Rusya’da yeni inşa edilmiş bir VVER-1200 için alınmıştır [1].

Bütün LCOE hesaplarında LCOE(MIT) eşitliği kullanılmıştır. Ancak farklı kaynaklardan olan LCOE eşitliklerini karşılaştırmak açısından bir senaryo için LCOE(CEU) eşitliği de kullanılmıştır. (Bölüm 4.1’e bakınız).

3.3.Akkuyu NGS Yatırım Maliyeti ve Seviyelendirilmiş Elektrik Maliyeti Analizinde İncelenen Senaryolar

Bölüm 3.1 ve 3.2’deki veri ve yöntemlerle aşağıdaki senaryolar için Ünite 1’in ve Ünite 2’nin TIC ve LCOE hesapları gerçekleştirilip ortalama değerler üzerinden senaryolar karşılaştırılmıştır.

Ünite 1’in ve Ünite 2’nin planlanan takvim ile inşa edilmesi (5 yılda), WACC’nin %7,48 ve enflasyonun yıllık %3 olması temel (planlanan) durum olarak varsayılmıştır.

Çizelge 3.7. Yatırım maliyeti ve LCOE analizinde ele alınan senaryolar

İnşaat süresi (CT) (hazırlık hariç)	WACC (X)	CRF	Enflasyon (i)
5 yıl (planlanan takvim)	%7,48 (ideal)	%7,58	%3 (ideal)
5 yıl	%8,12	%8,20	%3
5 yıl	%8,76	%8,82	%3

8 yıl (sabit OCC, ötelenmiş takvim)	%7,48	%7,58	%3
8 yıl	%8,76	%8,82	%3
8 yıl	%7,48	%7,58	%3 2020 ve sonrası %10
8 yıl (artırılmış OCC)*	%7,48	%7,58	%3

*: Uzayan inşaat süresince tüm projenin proje yönetimi ve destek faaliyetlerinin maliyetinin sırasıyla %15 ve %30 arttığı varsayılmıştır.

Aynı yöntem ve senaryolar kullanılarak Ünite 3 ve Ünite 4 için de benzer bir hesaplama yapılarak ortalamalar üzerinden sonuçlar değerlendirilebilir.

4. AKKUYU NGS'NİN YATIRIM MALİYETİ VE SEVİYELENDİRİLMİŞ ELEKTRİK MALİYETİ ANALİZİ

Bu çalışmada Akkuyu NGS Ünite 1 ve Ünite 2'nin TIC ve LCOE analizi için Excel'de bir model oluşturulmuştur ve TIC'nin bir unsuru olan IDC'yi etkileyen faktörler üzerine kurulmuş farklı senaryolar üzerinden ilgili hesaplamalar gerçekleştirilmiştir.

İlk olarak inşaat süresi ve WACC'nin ayrı ayrı etkisine bakılmıştır. Daha sonra bu iki değişkenin birleşik etkisi de değerlendirilmiştir. İnşaat süresinin uzamasıyla birlikte inşaat aşamasının son yıllarında enflasyonun arttığı ve bununla beraber borçlanma faizinin, dolayısıyla WACC'nin arttığı varsayılmıştır ve bu durumun etkisine de bakılmıştır. Son olarak inşaat süresinin uzamasıyla projenin OCC'sinin bir kalemi olan proje yönetimi ve destek faaliyetlerinin maliyetinin artabileceği ve örnek teşkil etmesi açısından %15 ve %30 arttığı varsayılmıştır.

Burada verilen analiz sonuçlarına ek olarak, senaryolar birbirleriyle ve temel duruma göre Bölüm 5'te karşılaştırılmıştır.

4.1. İnşaat Süresinin Etkisi

Bu bölümde Ünite 1'in ve Ünite 2'nin inşaat süresi (CT) sırasıyla 5 yıl ve 8 yıl olarak kabul edilmiştir ve bu iki durum için TIC, IDC ve LCOE hesapları gerçekleştirilmiştir.

Çizelge 4.1. İnşaat süresinin TIC, IDC ve LCOE'ye etkisi (Ünite 1)

Ünite 1	
WACC (X)	%7,48
CRF	%7,58
i	%3

CT	5 yıl			8 yıl	
OCC	Mn USD ₂₀₁₂	5.900,00		Mn USD ₂₀₁₂	5.900,00
	Mn USD ₂₀₁₉	7.256,26		Mn USD ₂₀₂₂	7.929,11
TIC	Mn USD ₂₀₁₉	8.019,11		Mn USD ₂₀₂₂	9.351,16
IDC	Mn USD ₂₀₁₉	762,85		Mn USD ₂₀₂₂	1.422,05
	% of TIC in USD ₂₀₁₉	9,51		% of TIC in USD ₂₀₂₂	15,21
LCOE_{TIC}	USD/MWh	LCOE(MIT)	LCOE(CEU)	USD/MWh	LCOE(MIT)
		76,86	74,33		89,62
LCOE	USD/MWh	LCOE(MIT)	LCOE(CEU)	USD/MWh	LCOE(MIT)
		93,13	90,6		105,90

Çizelge 4.2. İnşaat süresinin TIC, IDC ve LCOE'ye etkisi (Ünite 2)

Ünite 2					
WACC (X)	%7,48				
CRF	%7,58				
i	%3				
CT	5 yıl			8 yıl	
OCC	Mn USD ₂₀₁₂	4.300,00		Mn USD ₂₀₁₂	4.300,00
	Mn USD ₂₀₂₀	5.447,11		Mn USD ₂₀₂₃	5.952,21

TIC	Mn USD ₂₀₂₀	6.084,22	Mn USD ₂₀₂₃	7.094,87
IDC	Mn USD ₂₀₂₀	637,11	Mn USD ₂₀₂₃	1.142,66
	% of TIC in USD ₂₀₂₀	10,47	% of TIC in USD ₂₀₂₃	16,11
LCOE_{TIC}	USD/MWh	58,31	USD/MWh	68,00
LCOE(MIT)	USD/MWh	74,59	USD/MWh	84,28

Temel durum için TIC ortalama 7.051,67 Mn USD, IDC/TIC ortalama %9,99, LCOE_{TIC} ortalama 67,58 USD/MWh ve LCOE ortalama 83,86 USD/MWh olarak hesaplanmıştır. İnşaat süresi 3 yıl arttığında TIC ortalama 8.223,01 Mn USD, IDC/TIC ortalama %15,66, LCOE_{TIC} ortalama 78,81 USD/MWh ve LCOE ortalama 95,09 USD/MWh değerine yükseldiği görülmüştür.

Ek olarak, LCOE hesabında temel durum için ünitelerin ekonomik ömrünü (N) 15 yıl olarak varsaydığımızda LCOE değeri ortalama 109,36 USD/MWh olarak hesaplanmıştır.

4.2. Ağırlıklı Ortalama Sermaye Maliyetinin Etkisi

Bu bölümde Ünite 1'in ve Ünite 2'nin WACC'si sırasıyla %8,12 ve %8,76 olarak kabul edilmiştir ve bu iki durum için TIC, IDC ve LCOE hesapları gerçekleştirilmiştir. Ünite 1 için beş yıllık inşaat süresi ve %7,48 WACC için Çizelge 4.1'e bakınız.

Çizelge 4.3. WACC'nin TIC, IDC ve LCOE'ye etkisi (Ünite 1)

Ünite 1				
CT	5 yıl			
i	%3			
WACC (X)	%8,12		%8,76	
CRF	%8,20		%8,82	
OCC	Mn USD ₂₀₁₂	5.900,00	Mn USD ₂₀₁₂	5.900,00
	Mn USD ₂₀₁₉	7.256,26	Mn USD ₂₀₁₉	7.256,26
TIC	Mn USD ₂₀₁₉	8.134,42	Mn USD ₂₀₁₉	8.251,38
IDC	Mn USD ₂₀₁₉	878,16	Mn USD ₂₀₁₉	995,12
	% of TIC in USD ₂₀₁₉	10,80	% of TIC in USD ₂₀₁₉	12,06
LCOE_{TIC}	USD/MWh	84,58	USD/MWh	92,58
LCOE(MIT)	USD/MWh	100,86	USD/MWh	108,86

Ünite 2 için beş yıllık inşaat süresi ve %7,48 WACC için Çizelge 4.2'ye bakınız.

Çizelge 4.4. WACC'nin TIC, IDC ve LCOE'ye etkisi (Ünite 2)

Ünite 2				
CT	5 yıl			
i	%3			
WACC (X)	%8,12		%8,76	
CRF	%8,20		%8,82	
OCC	Mn USD ₂₀₁₂	4.300,00	Mn USD ₂₀₁₂	4.300,00
	Mn USD ₂₀₂₀	5.447,11	Mn USD ₂₀₂₀	5.447,11
TIC	Mn USD ₂₀₂₀	6.182,01	Mn USD ₂₀₂₀	6.281,60
IDC	Mn USD ₂₀₂₀	734,90	Mn USD ₂₀₂₀	834,49
	% of TIC in USD ₂₀₂₀	11,89	% of TIC in USD ₂₀₂₀	13,28
LCOE_{TIC}	USD/MWh	64,28	USD/MWh	70,48
LCOE(MIT)	USD/MWh	80,56	USD/MWh	86,76

Temel durum için ortalama değerler Bölüm 4.1'de verilmiştir. Buna karşın WACC'nin %8,12'ye yükselmesiyle TIC ortalama 7.158,22 Mn USD, IDC/TIC ortalama %11,34, LCOE_{TIC} ortalama 74,43 USD/MWh ve LCOE ortalama 90,71 USD/MWh olarak hesaplanmıştır. WACC'nin %8,76'ya yükselmesiyle TIC'nin ortalama 7.266,49 Mn USD, IDC/TIC'nin ortalama %12,67, LCOE_{TIC}'nin ortalama 81,53 USD/MWh ve LCOE'nin ortalama 97,81 USD/MWh değerine yükseldiği görülmüştür.

4.3. İnşaat Süresi ve Ağırlıklı Ortalama Sermaye Maliyetinin Birleşik Etkisi

Bu bölümde Ünite 1'in ve Ünite 2'nin inşaat sürelerinin 8 yıla uzadığı varsayılp WACC'si %8,76 olarak kabul edilmiştir ve TIC, IDC ve LCOE hesapları gerçekleştirilmiştir.

Çizelge 4.5. İnşaat süresinin ve WACC'nin TIC, IDC ve LCOE'ye etkisi (Ünite 1)

Ünite 1		
CT	8 yıl	
i	%3	
WACC (X)	%8,76	
CRF	%8,82	
OCC	Mn USD ₂₀₁₂	5.900,00
	Mn USD ₂₀₂₂	7.292,11
TIC	Mn USD ₂₀₂₂	9.801,43
IDC	Mn USD ₂₀₂₂	1.872,32
	% of TIC in USD ₂₀₂₂	19,10
LCOE_{TIC}	USD/MWh	109,97
LCOE(MIT)	USD/MWh	126,25

Çizelge 4.6. İnşaat süresinin ve WACC'nin TIC, IDC ve LCOE'ye etkisi (Ünite 2)

Ünite 2		
CT	8 yıl	
i	%3	
WACC (X)	%8,76	
CRF	%8,82	
OCC	Mn USD ₂₀₁₂	4.300,00
	Mn USD ₂₀₂₃	5.952,21
TIC	Mn USD ₂₀₂₃	7.461,62
IDC	Mn USD ₂₀₂₃	1.509,42
	% of TIC in USD ₂₀₂₃	20,23
LCOE_{TIC}	USD/MWh	83,72
LCOE(MIT)	USD/MWh	100,00

İnşaat süresinin ve WACC'nin birleşik etkisi değerlendirildiğinde TIC'nin ortalama 8.631,53 Mn USD, IDC/TIC'nin ortalama %19,67, LCOE_{TIC}'nin ortalama 96,85 USD/MWh ve LCOE'nin ortalama 113,13 USD/MWh değerine yükseldiği görülmüştür.

4.4. İnşaat Süresinin Uzamasıyla Artan Enflasyonun Etkisi

Bu bölümde inşaat süresinin 8 yıla uzamasıyla birlikte inşaat aşamasının son yıllarında (2020 ve sonrası) enflasyonun arttığı varsayılmıştır ve TIC, IDC ve LCOE hesapları gerçekleştirilmiştir.

Çizelge 4.7. İnşaat süresinin uzamasıyla artan enflasyonun TIC, IDC ve LCOE'ye etkisi
(Ünite 1)

Ünite 1		
CT	8 yıl	
i	%3 (2012-2019) %10 (2020-2022)	
WACC (X)	%7,48	
CRF	%7,58	
OCC	Mn USD ₂₀₁₂	5.900,00
	Mn USD ₂₀₂₂	8.557,39
TIC	Mn USD ₂₀₂₂	10.967,28
IDC	Mn USD ₂₀₂₂	1.158,75
	% of TIC in USD ₂₀₂₂	10,57
LCOE_{TIC}	USD/MWh	105,11
LCOE(MIT)	USD/MWh	121,39

Çizelge 4.8. İnşaat süresinin uzamasıyla artan enflasyonun TIC, IDC ve LCOE'ye etkisi
(Ünite 2)

Ünite 2		
CT	8 yıl	
i	%3 (2012-2019) %10 (2020-2023)	
WACC (X)	%7,48	
CRF	%7,58	
OCC	Mn USD ₂₀₁₂	4.300,00
	Mn USD ₂₀₂₃	8.752,26
TIC	Mn USD ₂₀₂₃	9.377,39
IDC	Mn USD ₂₀₂₃	625,13
	% of TIC in USD ₂₀₂₃	6,67
LCOE_{TIC}	USD/MWh	89,87
LCOE(MIT)	USD/MWh	106,15

Uzayan inşaat süresiyle 2020 ve sonrası için %10 enflasyon senaryosunda TIC ortalama 10.172,34 Mn USD, IDC/TIC ortalama %8,62, LCOE_{TIC} ortalama 97,49 USD/MWh ve LCOE ortalama 113,77 USD/MWh olarak hesaplanmıştır.

4.5. İnşaat Süresinin Uzamasıyla Gecelik İnşaat Maliyetinin Artmasının Etkisi

Bu bölümde inşaat süresinin 3 yıl uzamasıyla birlikte tüm projede bir gecikme olması ve bu gecikmeden dolayı projenin OCC'sinin bir kalemi olan proje yönetimi ve destek faaliyetlerinin maliyetinin %15 ve %30 arttığı varsayılmıştır.

Çizelge 4.9. İnşaat süresinin ve OCC'nin artmasının TIC, IDC ve LCOE'ye etkisi (Ünite 1)

Ünite 1				
CT	8 yıl			
i	%3			
WACC (X)	%7,48			
CRF	%7,58			
Projenin OCC'sindeki Varsayılan Artış	%15		%30	
OCC	Mn USD ₂₀₁₂	5.991,88	Mn USD ₂₀₁₂	6.083,75
	Mn USD ₂₀₂₂	8.052,58	Mn USD ₂₀₂₂	8.176,05
TIC	Mn USD ₂₀₂₂	9.480,08	Mn USD ₂₀₂₂	9.609,00
IDC	Mn USD ₂₀₂₂	1.427,50	Mn USD ₂₀₂₂	1.432,95
	% of TIC in USD ₂₀₂₂	15,06	% of TIC in USD ₂₀₂₂	14,91
LCOE_{TIC}	USD/MWh	90,86	USD/MWh	92,09
LCOE(MIT)	USD/MWh	107,14	USD/MWh	108,37

Çizelge 4.10. İnşaat süresinin ve OCC'nin artmasının TIC, IDC ve LCOE'ye etkisi (Ünite 2)

Ünite 2				
CT	8 yıl			
i	%3			
WACC (X)	%7,48			
CRF	%7,58			
Projenin OCC'sindeki Varsayılan Artış	%15		%30	
OCC	Mn USD ₂₀₁₂	4.575,63	Mn USD ₂₀₁₂	4.851,25
	Mn USD ₂₀₂₃	6.333,74	Mn USD ₂₀₂₃	6.715,26
TIC	Mn USD ₂₀₂₃	7.549,64	Mn USD ₂₀₂₃	8.004,42
IDC	Mn USD ₂₀₂₃	1.215,91	Mn USD ₂₀₂₃	1.289,15
	% of TIC in USD ₂₀₂₃	16,11	% of TIC in USD ₂₀₂₃	16,11
LCOE_{TIC}	USD/MWh	72,36	USD/MWh	76,71
LCOE(MIT)	USD/MWh	88,63	USD/MWh	92,99

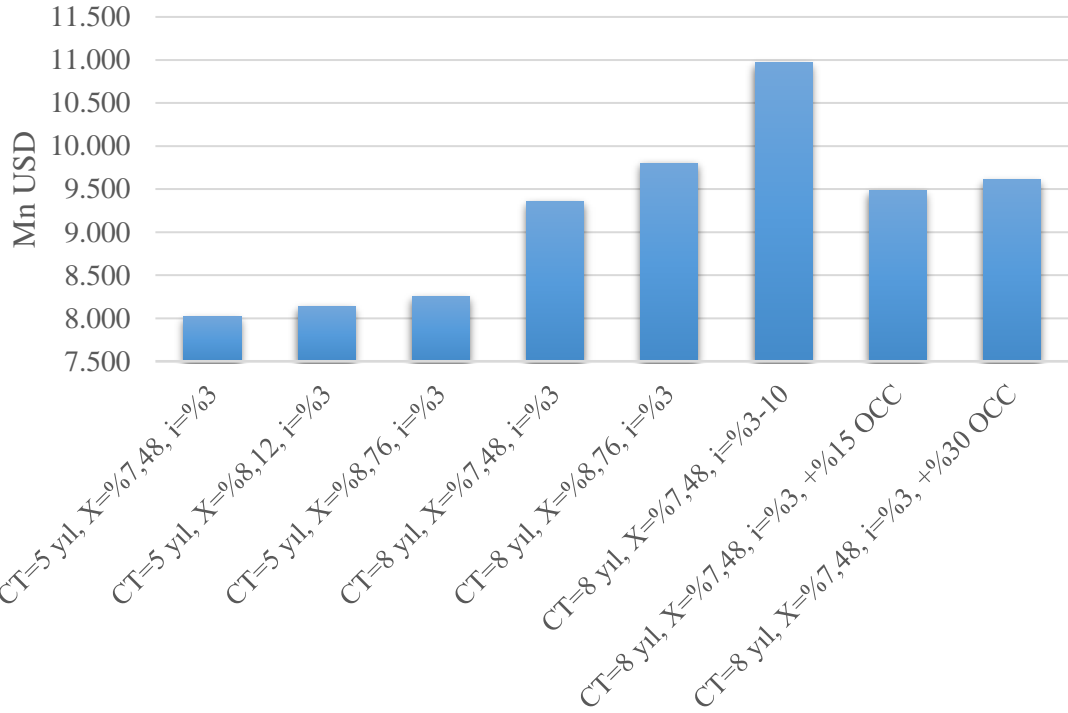
OCC'nin %15 arttığı senaryoda TIC ortalama 8.514,86 Mn USD, IDC/TIC ortalama %15,58, LCOE_{TIC} ortalama 81,61 USD/MWh ve LCOE ortalama 97,88 USD/MWh olarak hesaplanmıştır. Bunun yanında, OCC'nin %30 arttığı senaryoda TIC'nin ortalama 8.806,71 Mn USD, IDC/TIC'nin ortalama %15,51, LCOE_{TIC}'nin ortalama 84,40 USD/MWh ve LCOE'nin ortalama 100,68 USD/MWh değerine ulaştığı görülmüştür.

5. SONUÇLAR VE SENARYOLARIN KARŞILAŞTIRILMASI

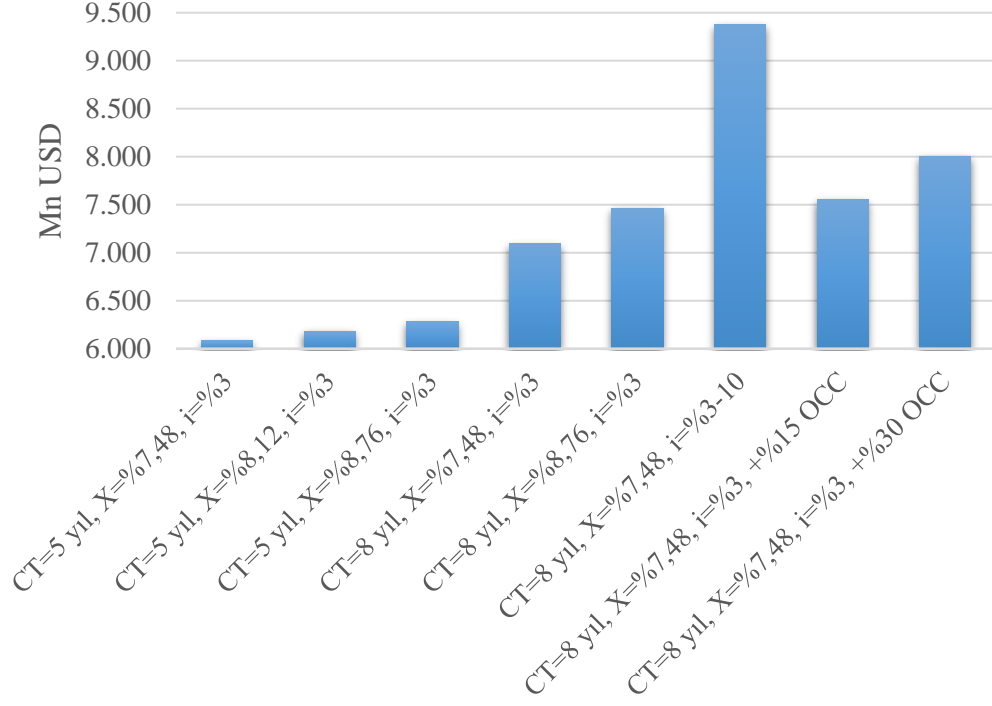
Bu bölümde Bölüm 4’te gösterilen analiz sonuçları özetlenip senaryo bazında değerlendirilmiştir. Ünite 1 ve Ünite 2 için hesaplanan sonuçların ortalamaları da gösterilmiştir.

5.1. Yatırım Maliyeti ve İnşaat Sırasındaki Faizin Yatırım Maliyetine Etkisi

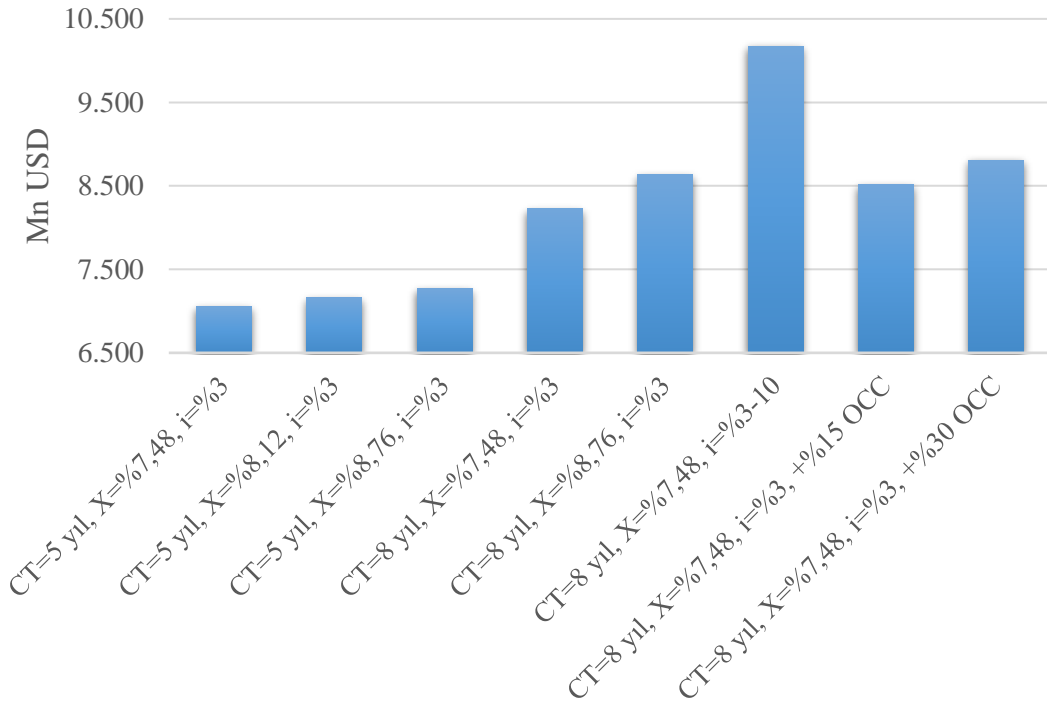
TIC (USD) sonuçları Şekil 5.1, Şekil 5.2’de ve Şekil 5.3’te özetlenmiştir.



Şekil 5.1. Senaryolara göre TIC'nin (USD) değişimi (Ünite 1)



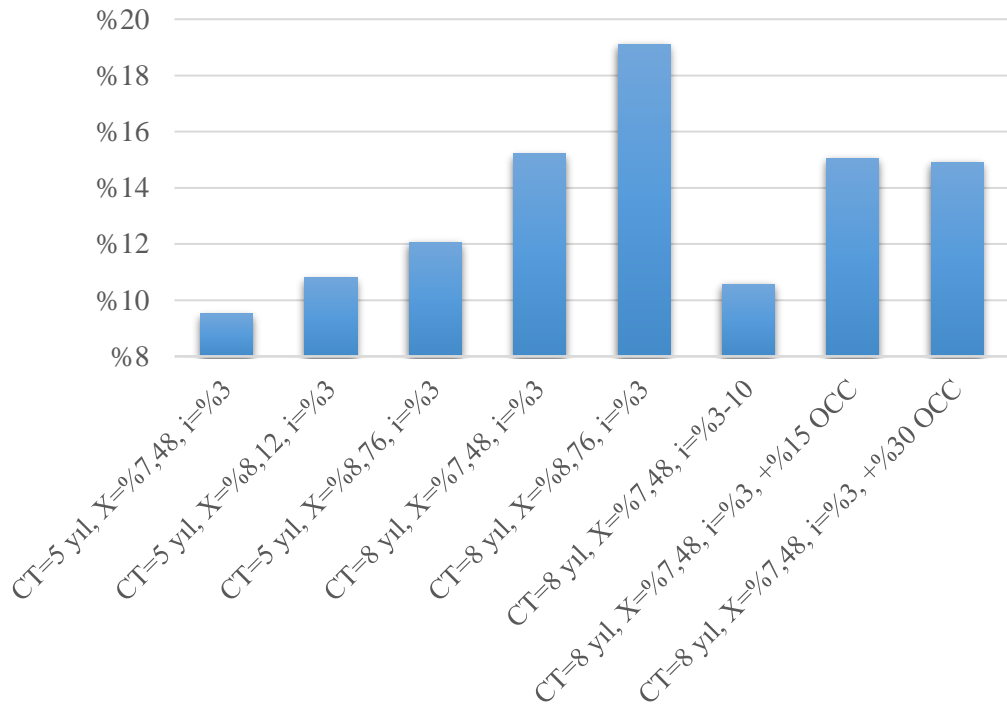
Şekil 5.2. Senaryolara göre TIC'nin (USD) değişimi (Ünite 2)



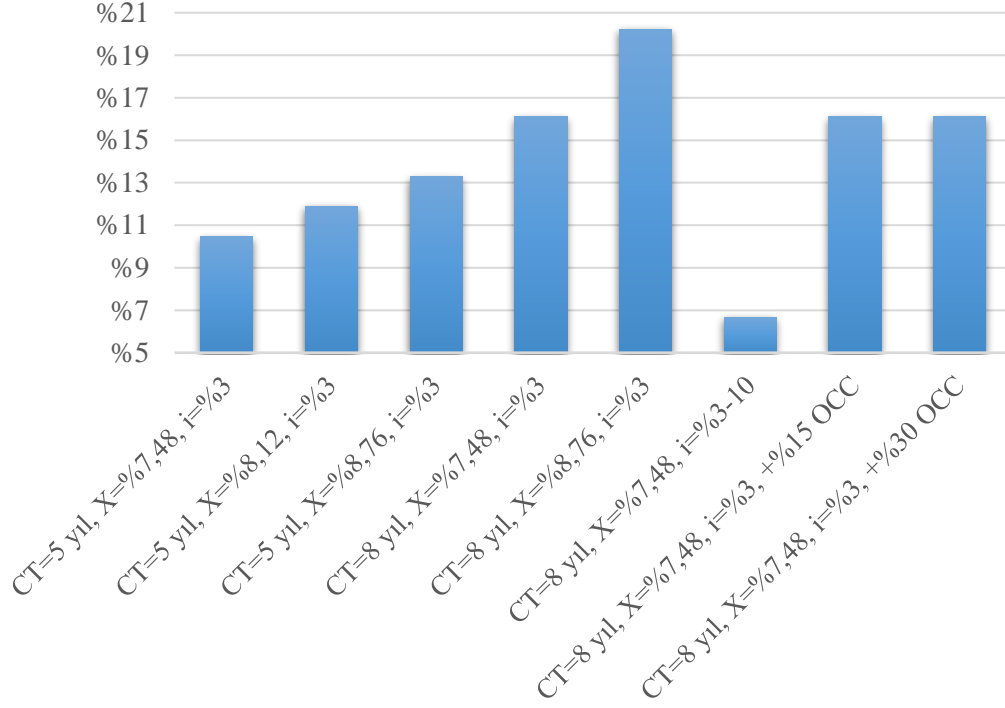
Şekil 5.3. Senaryolara göre TIC'nin (USD) değişimi (ortalama)

Senaryo bazlı TIC (USD) sonuçlarına bakıldığında inşaat süresinin uzamasıyla inşaatın son 3 (Ünite 2 için 4) yılında artan enflasyon senaryosunda ilk duruma göre (CT=5 yıl, X=%7,48, i=%3) ortalama %44,25'lik bir artış söz konusudur ve TIC'nin en yüksek değerine ulaştığı görülmektedir. İnşaat süresinin 5 yıl olduğu senaryolarda WACC'nin artmasıyla TIC (X=%7,48'e göre) sırasıyla ortalama %1,51 (X=%8,12) ve %3,05 (X=%8,76) artmıştır ve en düşük artış bu senaryolar için gözlemlenmiştir. İnşaat süresinin uzamasıyla OCC'nin %30 arttığı durumda TIC için ilk duruma göre ortalama %24,89 bir artış gözlemlenmiştir. 8 yıllık inşaat süresi, %8,76 WACC (%9 borçlanma faizi) ve yıllık %3 sabit enflasyon senaryosunda ilk duruma göre TIC'de ortalama %22,40'lık bir artış söz konusudur. İnşaat süresinin uzamasıyla OCC'nin %15 arttığı senaryoda TIC %20,75 artmıştır. Tek değişken inşaat süresi olan senaryoda ise 3 yıllık bir gecikme ile TIC'nin %16,61 arttığı görülmektedir.

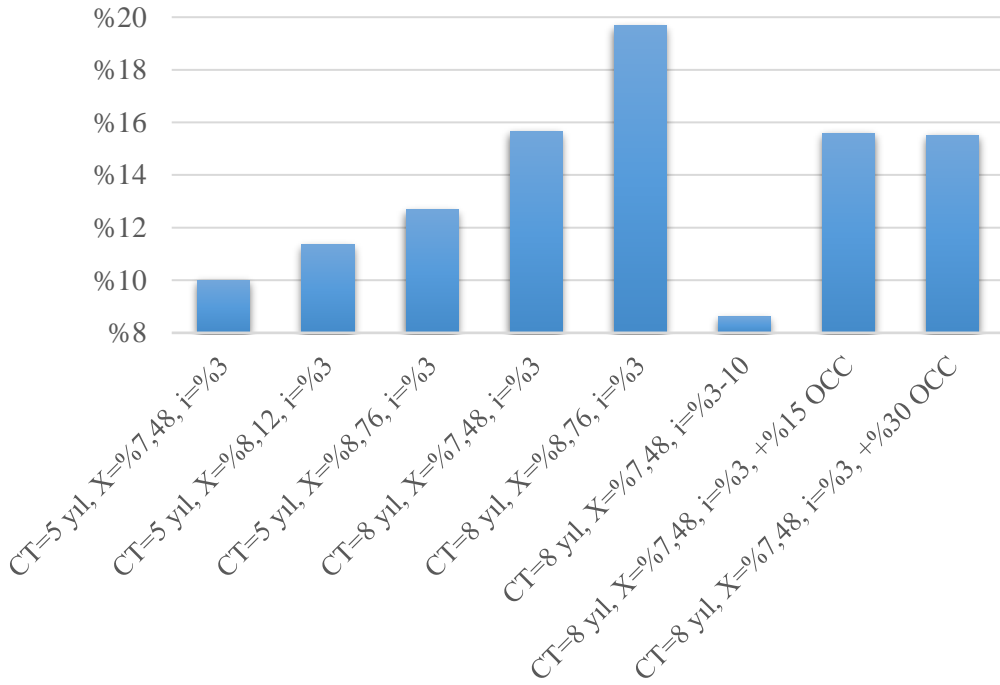
IDC ve TIC sonuçlarından elde edilen IDC/TIC oranları ise Şekil 5.4, Şekil 5.5'te ve Şekil 5.6'da özetlenmiştir.



Şekil 5.4. Senaryolara göre IDC'nin TIC'deki payı (Ünite 1)



Şekil 5.5. Senaryolara göre IDC'nin TIC'deki payı (Ünite 2)

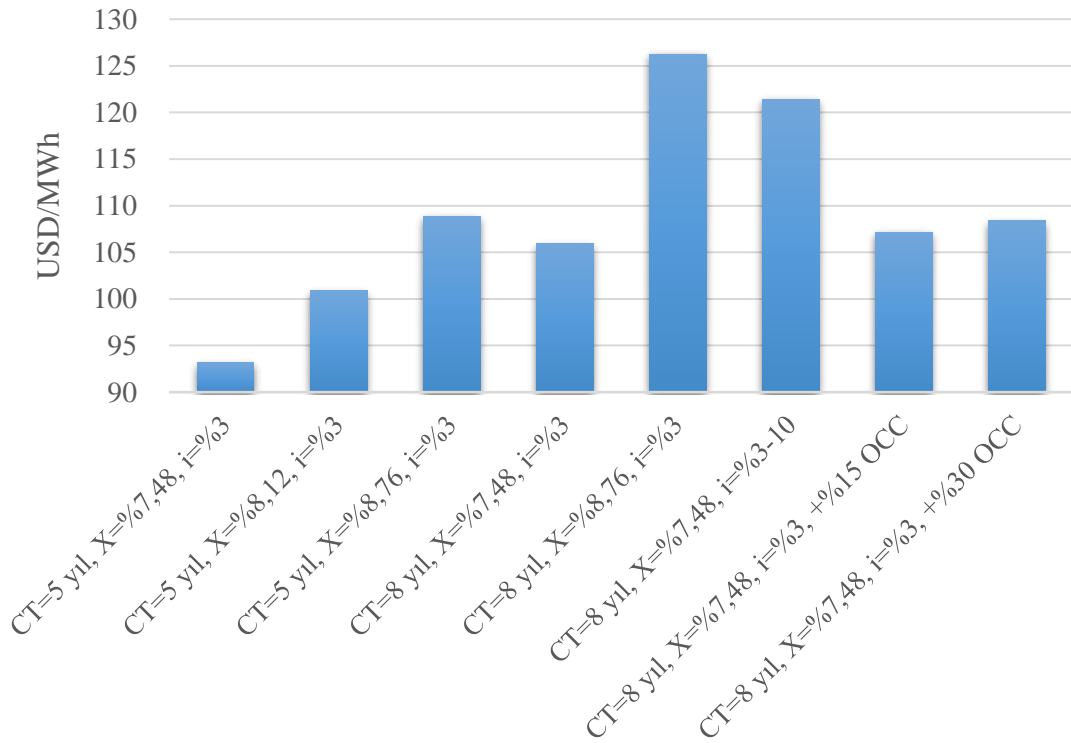


Şekil 5.6. Senaryolara göre IDC'nin TIC'deki payı (ortalama)

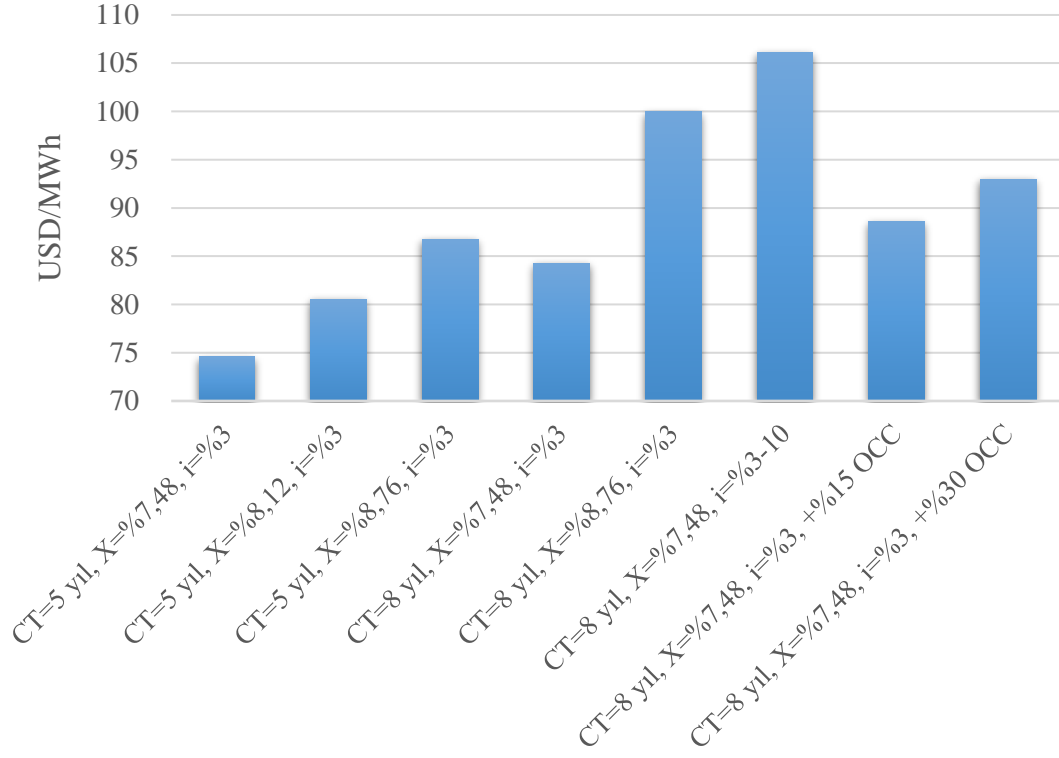
Senaryo bazlı IDC/TIC oranlarına bakıldığında IDC/TIC'nin 8 yıllık inşaat süresi, %8,76 WACC ve yıllık %3 sabit enflasyon senaryosu için en yüksek değerine ulaştığı görülmektedir. İlk duruma göre ortalama %96,81'lik bir artış söz konusudur. İnşaat süresinin uzamasıyla inşaatın son 3 (Ünite 2 için 4) yılında artan enflasyon senaryosunda ilk duruma göre ortalama %13,77'lik bir düşüş söz konusudur. Tek değişken inşaat süresi olan senaryoda ise 3 yıllık bir gecikme ile TIC'nin ortalama %56,68 arttığı görülmektedir. İnşaat süresinin uzamasıyla OCC'nin %15 ve %30 arttığı durumlarda TIC için ilk duruma göre sırasıyla ortalama %55,94 ve %55,21 artış gözlemlenmiştir. İnşaat süresinin 5 yıl olduğu senaryolarda WACC'nin artmasıyla IDC/TIC oranı sırasıyla ortalama %13,50 ($X=8,12$) ve %26,82 ($X=8,76$) artmıştır.

5.2. Seviyelendirilmiş Elektrik Maliyeti ve Yatırım Maliyetinin Seviyelendirilmiş Elektrik Maliyetine Etkisi

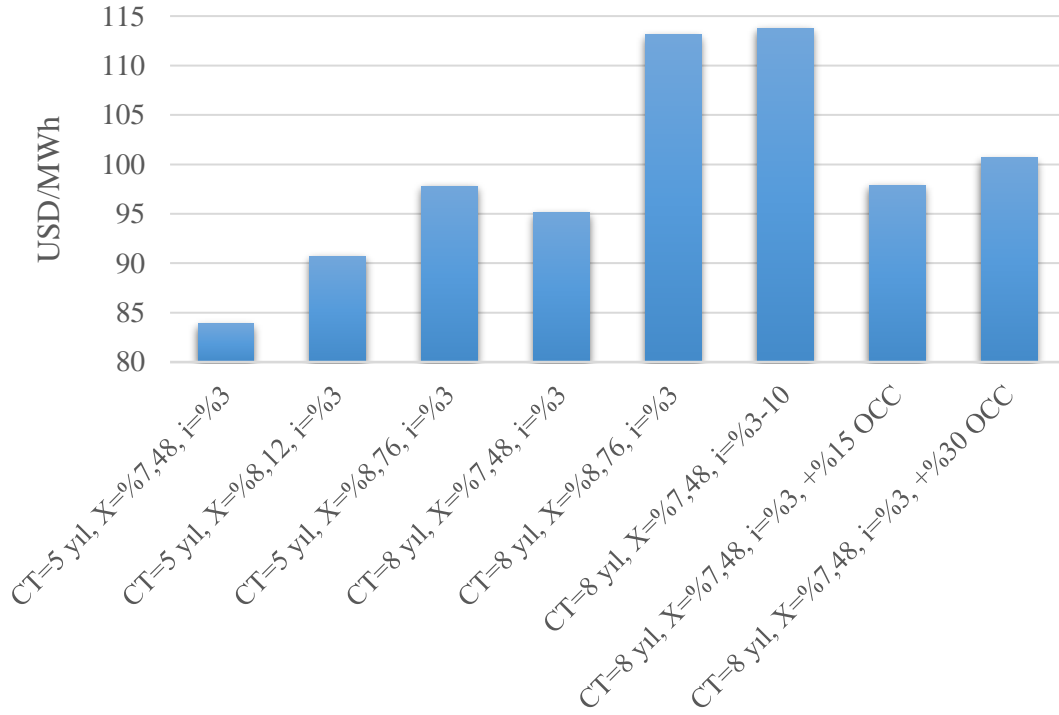
LCOE sonuçları Şekil 5.7, Şekil 5.8'de ve Şekil 5.9'da özetlenmiştir.



Şekil 5.7. Senaryolara göre LCOE'nin değişimi (Ünite 1)



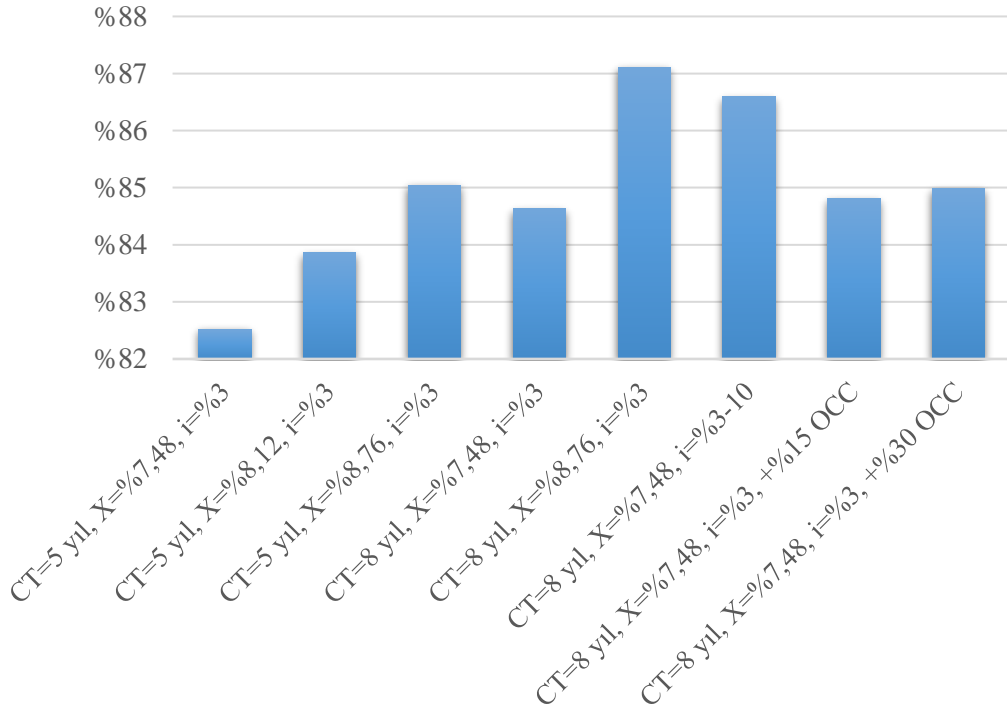
Şekil 5.8. Senaryolara göre LCOE'nin değişimi (Ünite 2)



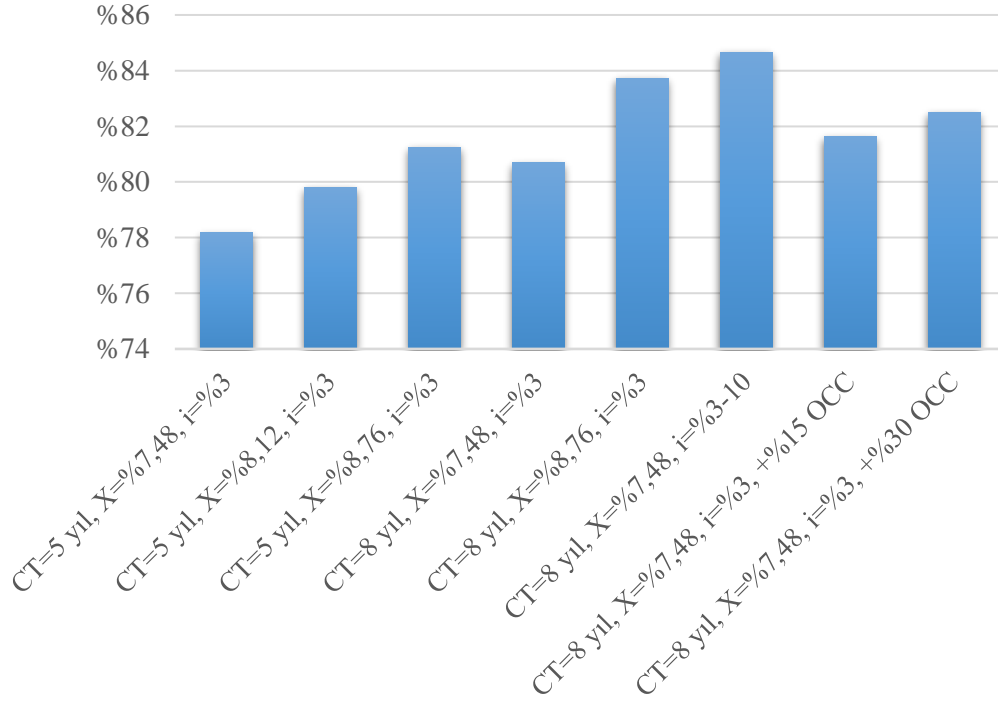
Şekil 5.9. Senaryolara göre LCOE'nin değişimi (ortalama)

Senaryo bazlı LCOE sonuçları incelendiğinde LCOE'nin inşaat süresinin uzamasıyla inşaatın son 3 (Ünite 2 için 4) yılında artan enflasyon senaryosu için en yüksek değere ulaştığı görülmektedir ve ilk duruma göre ortalama %35,66'lık bir artış söz konusudur. İnşaat süresinin 5 yıl olduğu senaryolarda WACC'nin %8,12'ye yükselmesiyle LCOE ortalama %8,17 artmıştır ve en düşük artış bu senaryo için gözlemlenmiştir. 8 yıllık inşaat süresi, %8,76 WACC ve yıllık %3 sabit enflasyon senaryosunda LCOE ilk duruma göre ortalama %34,90'lık bir artış göstermiştir. İnşaat süresinin uzamasıyla OCC'nin %15 ve %30 arttığı durumlarda LCOE için ilk duruma göre sırasıyla ortalama %16,72'lik ve %20,06'lık bir artış gözlemlenmiştir. İnşaat süresinin 5 yıl olduğu senaryolarda WACC'nin %8,76'ya yükselmesiyle LCOE ortalama %16,63 artmıştır. Tek değişken inşaat süresi olan senaryoda ise 3 yıllık bir gecikme ile ortalama LCOE'nin %13,39 arttığı görülmektedir.

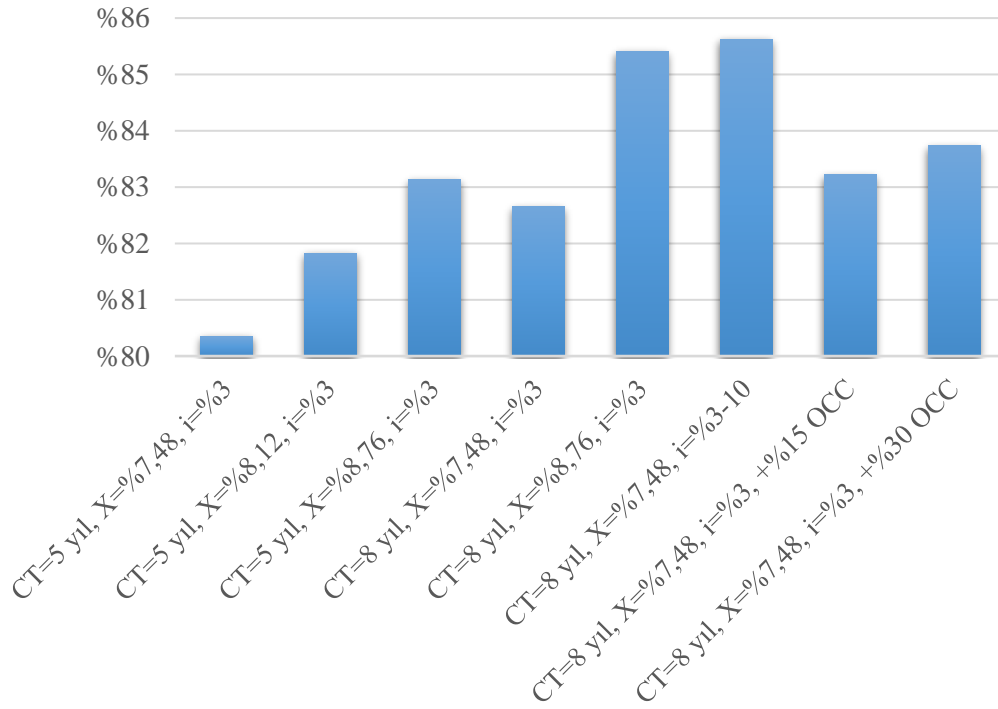
LCOE_{TIC} ve LCOE sonuçlarından elde edilen LCOE_{TIC}/LCOE oranı ise Şekil 5.10'da, Şekil 5.11 ve Şekil 5.12'de özetlenmiştir.



Şekil 5.10. Senaryolara göre LCOE_{TIC}'nin LCOE'deki payı (Ünite 1)



Şekil 5.11. Senaryolara göre LCOE_{TIC}'nin LCOE'deki payı (Ünite 2)



Şekil 5.12. Senaryolara göre LCOE_{TIC}'nin LCOE'deki payı (ortalama)

Senaryo bazında yatırım maliyetinin LCOE'deki payı ($LCOE_{TIC}/LCOE$ oranı) hesaplanıp incelendiğinde LCOE'nin inşaat süresinin uzamasıyla inşaatın son 3 (Ünite 2 için 4) yılında artan enflasyon senaryosu için en yüksek değerine ulaştığı görülmektedir ve ortalama %6,57'lik bir artış söz konusudur. İnşaat süresinin 5 yıl olduğu senaryolarda WACC'nin %8,12'ye yükselmesiyle $LCOE_{TIC}/LCOE$ oranı ortalama %1,84 artmıştır ve en düşük artış bu senaryo için gözlemlenmiştir. 8 yıllık inşaat süresi, %8,76 WACC ve yıllık %3 sabit enflasyon senaryosunda $LCOE_{TIC}/LCOE$ oranı ilk duruma göre ortalama %6,30 artmıştır. İnşaat süresinin uzamasıyla OCC'nin %15 ve %30 arttığı durumlarda ilk duruma göre sırasıyla ortalama %3,57'lik ve %4,22'lik bir artış gözlemlenmiştir. İnşaat süresinin 5 yıl olduğu senaryolarda WACC'nin %8,76'ya yükselmesiyle $LCOE_{TIC}/LCOE$ oranı ortalama %3,48 artmıştır. Tek değişken inşaat süresi olan senaryoda ise 3 yıllık bir gecikme ile $LCOE_{TIC}/LCOE$ 'nin ortalama %2,87 arttığı görülmektedir.

6. SONUÇ VE ÖNERİLER

Bu çalışmada, nükleer santraller için TIC'yi etkileyen faktörler üzerine kurgulanan senaryolar ile yatırım maliyeti ve LCOE analizi yapılmıştır. Örnek çalışma için Akkuyu NGS Projesi seçilmiştir. Bu kapsamda kurgulanan senaryolarda inşaat süresinin, faiz oranının (dolayısıyla WACC'nin), enflasyonun yatırım maliyetine ve dolayısıyla LCOE'ye olan etkileri ayrı ayrı ve birleşik olarak farklı şekillerde ele alınmış ve değerlendirilmiştir. Ek olarak, inşaat süresinin uzamasıyla birlikte tüm projede bir gecikme olması ve bu gecikmeden dolayı projenin OCC'sinin bir kalemi olan proje yönetimi ve destek faaliyetlerinin maliyetinin arttığı varsayıp yatırım maliyetine ve LCOE'ye etkisi incelenmiştir.

İncelenen faktörlere bağlı nükleer enerjinin toplam yatırım maliyetleri IDC'ye bağlı olarak önemli ölçüde yükselebilmektedir. Bunun sonucunda LCOE tahminleri üzerindeki etki büyük olabilmektedir.

Akkuyu NGS Projesi için 2014 yılında öngörülen takvim proje gidişatına göre düzenli olarak değişmiştir ve güncel takvime ait tarihler farklıdır. Bu çalışma kapsamında kullanılan verilerin çoğu Akkuyu NGS Projesi Nihai Çevresel Etki Değerlendirme Raporu'ndan alınmış olup bu veriler 2012-2014 yıllarına ait olduğundan dolayı 2014 yılında öngörülen takvim kullanılmıştır. Çalışmanın bu projenin güncel takvimi ve gelecek diğer nükleer santral projeleri için de anlamlı olması adına maliyetlerin parasal sonuçlarının yanı sıra incelenen IDC'nin TIC'ye ve TIC'nin LCOE'ye oranı da hesaplanmıştır.

Temel durum olarak varsayılan senaryoda (5 yıllık inşaat süresi, %7,48 WACC ve yıllık %3 enflasyon) LCOE ortalama 83,86 USD/MWh (N=15 yıl için 109,36 USD/MWh) ve yatırım maliyetinin LCOE'deki payı ortalama %80,35 olarak hesaplanmıştır. IDC'nin TIC içindeki payı ise ortalama %9,99 olarak bulunmuştur.

IDC'nin TIC içindeki payının inşaat süresine ve borçlanma faizine (dolayısıyla WACC'ye) oldukça duyarlı olduğu gözlemlenmiş ve hesaplanan oranların literatürdeki veriler ile uyumlu olduğu değerlendirilmiştir [22]. IDC'nin TIC içindeki payının en yüksek olduğu senaryo inşaat süresinin 8 yıl, WACC'nin %8,76 ve enflasyonun yıllık %3 olarak ele alındığı senaryodur ve bu pay %19,67 olarak hesaplanmıştır. Bu payın temel duruma göre artışı ise %96,81 olmuştur.

TIC ve LCOE'nin (dolayısıyla da TIC'nin LCOE'deki payının) enflasyona, inşaat süresine, WACC'ye ve bunların birleşik etkilerine oldukça duyarlı olduğu değerlendirilmiştir. TIC'nin LCOE'deki hesaplarının paylarının literatürdeki verilerle uyumlu olduğu sonucuna varılmıştır. TIC ve LCOE'yi en çok etkileyen senaryoda 8 yıllık inşaat süresi, %7,48 WACC ve 2020 yılı ve sonrasında %10'a ulaşan enflasyon ile ortalama LCOE, temel duruma göre %35,66'lık bir artış ile ortalama 113,77 USD/MWh'ye ve yatırım maliyetinin LCOE'deki payı ortalama olarak %85,63'e ulaşmıştır.

LCOE'nin en çok artış gösterdiği senaryoda IGA'da 123,5 USD/MWh olarak belirlenen LCOE değeri Ünite 1 ve Ünite 2 ortalaması olarak 113,77 USD/MWh'ye ulaşmıştır. Tez kapsamında ele alınan bu senaryoda 2020 yılında başlayan Covid-19 Pandemisinin ekonomik etkileri (enflasyon artışı) hesaba katılmıştır. Akkuyu NGS Projesi kapsamında inşaat süresinde bir aksama olmazsa bile güncel takvim bu yılları kapsadığından dolayı 2020 ve sonraki yıllarda artan enflasyonun etkisi olacağı değerlendirilmiştir.

İnşaat sürecini kapsayacak risklerin sigortalanmasının sorumluluğu Akkuyu Nükleer A.Ş.'ye aittir ve olası inşaat gecikmeleri veya maliyet aşımalarıyla ilgili olarak Türkiye tarafındaki finansal risk sınırlıdır. Türkiye'de inşaat aşamasında bulunan tek nükleer santral Akkuyu NGS olduğundan tez kapsamında örnek çalışma olarak ele alınıp, çalışmada incelenen etkilerin ve elde edilen sonuçların Türkiye'de planlanan nükleer santral projelerinin yatırımları, planlama ve inşaat süreçleri için yol gösterici olması amaçlanmıştır.

Bu çalışmada 2014 yılının açık kaynaklı verileri kullanılmıştır. Hesaplarda kullanılan borç ve öz sermaye oranları, kredilerin ve öz kaynakların para birimleri ve oranları, kredilerdeki yıllık faiz oranları ve yıllık enflasyon ve reel artış oranı için daha güncel ve gerçekçi verilerin ve projenin güncel takviminin kullanılmasıyla daha doğru sonuçlara ulaşılabilir. Bunun yanında LCOE hesabında kullanılan yakıt ve O&M maliyeti Rusya'da yeni inşa edilmiş bir VVER-1200 için kullanılmış olup sonraki çalışmalarda Türkiye şartlarına göre uyarlanmalıdır. Ek olarak, senaryo sayısının artırılması elde edilen sonuçların daha hassas olmasını sağlayacaktır.

7. KAYNAKLAR

- [1] International Energy Agency, Nuclear Energy Agency, Projected Costs of Generating Electricity, Paris, **2020**.
- [2] World Nuclear Association, Economics of Nuclear Power, <https://www.world-nuclear.org/information-library/economic-aspects/economics-of-nuclear-power.aspx> (Erişim tarihi: **5 Haziran 2022**).
- [3] OECD Nuclear Energy Agency, Unlocking Reductions in the Construction Costs of Nuclear: A Practical Guide for Stakeholders, Paris, **2020**.
- [4] OECD Nuclear Energy Agency, Reduction of Capital Costs of Nuclear Power Plants, Paris, **2000**.
- [5] D. A. Ege, Nükleer Enerji: Atomdan Elektriğe, Sağlıktan Silaha, Hece Yayınları, Ankara, **2019**.
- [6] World Nuclear Association, Financing Nuclear Energy, <https://world-nuclear.org/information-library/economic-aspects/financing-nuclearenergy.aspx> (Erişim tarihi: **12 Ocak 2023**).
- [7] S. Blumsack, Lesson 3: Economics of Power Generation, Transmission and Distribution, PennState College of Earth and Material Sciences, <https://www.e-education.psu.edu/ebf483/node/583> (Erişim tarihi: **1 Nisan 2022**).
- [8] OECD Nuclear Energy Agency, The Economics of the Nuclear Fuel Cycle, Paris, **1994**.
- [9] World Energy Council, The Role of Nuclear Power in Europe, London, **2007**.
- [10] International Atomic Energy Agency, Economic Assessment of the Long Term Operation of Nuclear Power Plants: Approaches and Experience, Nuclear Energy Series, No. NP-T-3.25, Vienna, **2018**.

- [11] World Nuclear Association, The New Economics of Nuclear Power, London, **2006**.
- [12] World Nuclear Association, Decommissioning Nuclear Facilities, World Nuclear Association, <https://world-nuclear.org/information-library/nuclear-fuel-cycle/nuclear-wastes/decommissioning-nuclear-facilities.aspx#:~:text=Decommissioning%20experience,reactors%20have%20been%20fully%20dismantled>. (Erişim tarihi: **10 Aralık 2021**).
- [13] T.C. Resmî Gazete, Nükleer Düzenleme Kanunu, Kanun No. 7381, Sayı 31772, 8 Mart 2022, <https://www.resmigazete.gov.tr/eskiler/2022/03/20220308-1.htm> (Erişim tarihi: **12 Ocak 2023**).
- [14] T.C. Resmî Gazete, Türkiye Cumhuriyeti Hükümeti ile Rusya Federasyonu Hükümeti Arasında Türkiye Cumhuriyeti'nde Akkuyu Sahası'nda Bir Nükleer Güç Santralinin Tesisine ve İşletimine Dair İşbirliğine İlişkin Anlaşma, Sayı 27721, 6 Ekim 2010, <https://www.resmigazete.gov.tr/eskiler/2010/10/20101006-6.htm> (Erişim tarihi: **10 Nisan 2022**).
- [15] International Energy Agency, Nuclear Energy Agency, Projected Costs of Generating Electricity, Paris, **2010**.
- [16] W. D. D'haeseleer, Synthesis on the Economics of Nuclear Energy, European Commission, DG Energy, Leuven, **2013**.
- [17] S. Larsson, Reviewing electricity production cost assessments, **2014**.
- [18] U.S. Energy Information Administration, Capital Cost for Electricity Plants: Updated Capital Cost Estimates for Utility Scale Electricity Generating Plants, <https://www.eia.gov/outlooks/capitalcost/> (Erişim tarihi: **2 Mart 2022**).
- [19] International Energy Agency, Nuclear Energy Agency, Projected Costs of Generating Electricity, Paris, **2005**.
- [20] United States Department of Energy, National Energy Technology Laboratory, Cost Estimation Methodology for NETL Assessments of Power Plant Performance, National Energy Technology Laboratory, **2011**.

- [21] CFI Education, Definition of WACC, <https://corporatefinanceinstitute.com/resources/knowledge/finance/what-is-wacc-formula/> (Erişim tarihi: **20 Nisan 2022**).
- [22] L. W. Davis, Prospects for U.S. Nuclear Power After Fukushima, *Journal of Economic Perspectives*, Vol. 26(1), 49-66, **2012**.
- [23] Energy Policy Institute at Chicago, University of Chicago, Analysis of GW-Scale Overnight Capital Costs, Chicago, **2011**.
- [24] K. Gogan, The potential for nuclear cost reduction, Vienna, **2019**.
- [25] M. Berthelemy and L. E. Rangel, Nuclear reactors' construction costs: The role of lead-time, standardization and technological progress, Elsevier, Paris, **2015**.
- [26] Commission of the European Union, Energy Sources, Production Costs and Performance of Technologies for Power Generation, Heating and Transport, Brussels, **2008**.
- [27] Massachusetts Institute of Technology (MIT) Energy Initiative, The Future of Nuclear Energy in a Carbon-Constrained World, Revision 1, Massachusetts, **2018**.
- [28] OECD Nuclear Energy Agency, Nuclear New Build: Insights into Financing and Project Management, Paris, **2015**.
- [29] Rosatom, Akkuyu Nuclear, <http://www.akkuyu.com/> (Erişim tarihi: 3 **Ocak 2022**).
- [30] Akkuyu NGS Elektrik Üretim A.Ş., Akkuyu Nükleer Güç Santrali Projesi Nihai Çevresel Etki Değerlendirme Raporu, DOKAY-ÇED Çevre Mühendisliği Ltd. Şti., Ankara, **2014**.
- [31] Akkuyu NPP Power Generation JSC, World's first nuclear power plant project implemented on BOO, Paris, **2014**.
- [32] Ingerop South Africa, Study of the Cost of Nuclear Power, **2013**.
- [33] Massachusetts Institute of Technology (MIT), The Future of Nuclear Power - An Interdisciplinary MIT Study, **2003**.

- [34] Y. Du and J. E. Parsons, Update on the Cost of Nuclear Power, A Joint Center of the Department of Economics, MIT Energy Initiative, and Sloan School of Management, Massachusetts, **2009**.
- [35] EY Türkiye, Vergidegündem, https://www.vergidegundem.com/pb_kurumlar_vergisi_oranlari (Erişim tarihi: **25 Haziran 2022**).