

**T.C.
AKDENİZ ÜNİVERSİTESİ**



**DOLAŞIMLI AKIŞKAN YATAKLI YAKMA SİSTEMİNDE TÜRK
LİNYİTİNİN YAKILMASI VE CO₂ TUTMANIN TEKNO-EKONOMİK
ANALİZİ**

Ömercan CEYLAN

FEN BİLİMLERİ ENSTİTÜSÜ

İKLİM DEĞİŞİKLİĞİ VE POLİTİKALARI

ANABİLİM DALI

YÜKSEK LİSANS TEZİ

TEMMUZ 2025

ANTALYA

**T.C.
AKDENİZ ÜNİVERSİTESİ**



**DOLAŞIMLI AKIŞKAN YATAKLI YAKMA SİSTEMİNDE TÜRK
LİNYİTİNİN YAKILMASI VE CO₂ TUTMANIN TEKNO-EKONOMİK
ANALİZİ**

Ömercan CEYLAN

**FEN BİLİMLERİ ENSTİTÜSÜ
İKLİM DEĞİŞİKLİĞİ VE POLİTİKALARI
ANABİLİM DALI
YÜKSEK LİSANS TEZİ**

TEMMUZ 2025

ANTALYA

**T.C.
AKDENİZ ÜNİVERSİTESİ
FEN BİLİMLERİ ENSTİTÜSÜ**

**DOLAŞIMLI AKIŞKAN YATAKLI YAKMA SİSTEMİNDE TÜRK
LİNYİTİNİN YAKILMASI VE CO₂ TUTMANIN TEKNO-EKONOMİK
ANALİZİ**

**Ömercan CEYLAN
İKLİM DEĞİŞİKLİĞİ VE POLİTİKALARI
ANABİLİM DALI
YÜKSEK LİSANS TEZİ**

TEMMUZ 2025

**T.C.
AKDENİZ ÜNİVERSİTESİ
FEN BİLİMLERİ ENSTİTÜSÜ**

**DOLAŞIMLI AKIŞKAN YATAKLI YAKMA SİSTEMİNDE TÜRK
LİNYİTİNİN YAKILMASI VE CO₂ TUTMANIN TEKNO-EKONOMİK
ANALİZİ**

**Ömercan CEYLAN
İKLİM DEĞİŞİKLİĞİ VE POLİTİKALARI
ANABİLİM DALI
YÜKSEK LİSANS TEZİ**

Bu tez 14/07/2025 tarihinde jüri tarafından Oybirliği ile kabul edilmiştir.

Doç. Dr. Murat VAROL (Danışman)

Prof. Dr. Aslı S. ÇİĞGIN

Prof. Dr. Sibel MENTEŞE

ÖZET

DOLAŞIMLI AKIŞKAN YATAKLI YAKMA SİSTEMİNDE TÜRK LİNYİTİNİN YAKILMASI VE CO₂ TUTMANIN TEKNO-EKONOMİK ANALİZİ

Ömercan CEYLAN

Yüksek Lisans Tezi, İklim Değişikliği ve Politikaları Anabilim Dalı

Danışman: Doç. Dr. Murat VAROL

Temmuz 2025; 46 Sayfa

Bu tez çalışmasında, Türkiye’de yer alan Çan Termik Santrali örneği üzerinden, dolaşimli akışkan yataklı yakma sistemlerinde Türk linyitinin yakılması ve karbondioksit (CO₂) tutmanın tekno-ekonomik analizi gerçekleştirilmiştir. Çalışma kapsamında üç farklı senaryo değerlendirilmiştir: Baz senaryo (klasik dolaşimli akışkan yatak sistemi), Oksi-yanma teknolojisi entegrasyonu ve dolaşimli akışkan yatak sistemine Ca-döngüsü karbon tutma teknolojisinin entegre edilmesi. Her bir senaryo için enerji verimliliği, CO₂ emisyon miktarları, yakıt tüketimi, elektrik üretim maliyetleri, indirgenmiş elektrik maliyeti (LCOE), CO₂ tutma ve sakınma maliyetleri, geri ödeme süresi ve net bugünkü değer (NPV) parametreleri üzerinden değerlendirmede bulunulmuştur.

Tez kapsamında yapılan analizlerde, çevresel sürdürülebilirlik açısından karbon yakalama teknolojilerinin önemine dikkat çekilmiş ve ekonomik fizibilite bakımından en uygun çözüm önerileri karşılaştırmalı olarak sunulmuştur. Hesaplamalarda Çan linyitinin özgül ısı değeri, bileşimi ve santralin ortalama yıllık işletme verileri kullanılarak özgün teknik değerlendirmeler yapılmıştır.

Analiz sonuçlarına göre, baz senaryoda karbon tutma uygulanmadığından CO₂ emisyonu 3,1 Mt/yıl ile en yüksek seviyededir ve enerji verimi %42 ile en yüksek düzeydedir. Oksi-yanma senaryosunda emisyonlar 0,3 Mt/yıl seviyesine kadar önemli ölçüde azalmış olsa da, oksijen üretim süreçleri nedeniyle enerji verimi %34-35 aralığına düşmüş ve maliyet artmıştır. Ca-döngüsü senaryosunda ise enerji verimi %35-37 aralığında olup emisyonlar yine 0,3 Mt/yıl seviyesindedir. Yüksek karbon tutma oranı ile birlikte göreceli olarak daha düşük yatırım ve işletme maliyetleri sayesinde, Ca-döngüsü senaryosu en dengeli çözüm olarak öne çıkmaktadır.

ANAHTAR KELİMELER: Ca-döngüsü, CO₂ tutma, Çan linyiti, Dolaşimli akışkan yatak, Oksi-yanma, Tekno-ekonomik analiz.

JÜRİ: Doç. Dr. Murat VAROL

Prof. Dr. Aslı Seyhan ÇİĞGIN

Prof. Dr. Sibel MENTEŞE

ABSTRACT

TECHNO-ECONOMIC ANALYSIS OF CO₂ CAPTURE FOR THE COMBUSTION OF A TURKISH LIGNITE IN A CIRCULATING FLUIDIZED BED COMBUSTOR

Ömercan CEYLAN

MSc Thesis in Climate Change and Politics

Supervisor: Assoc. Prof. Dr. Murat VAROL

July 2025; 46 pages

In this thesis, a techno-economic analysis of Turkish lignite combustion and carbon dioxide (CO₂) capture in circulating fluidized bed (CFB) combustion systems is conducted, with a case study on the Çan Thermal Power Plant in Türkiye. The study evaluates three distinct scenarios: a base scenario (conventional CFB system), integration of oxy-fuel combustion technology, and the addition of Ca-looping carbon capture technology to the CFB system. For each scenario, energy efficiency, CO₂ emission levels, fuel consumption, electricity generation costs, levelized cost of electricity (LCOE), CO₂ capture and avoidance costs, payback period, and net present value (NPV) are assessed.

The analysis emphasizes the environmental importance of carbon capture technologies and presents a comparative evaluation of economically feasible solutions. Utilizing the specific calorific value and composition of Çan lignite and the average annual operating parameters of the plant, original technical assessments were performed.

According to the analysis results, in the base scenario where carbon capture is not applied, CO₂ emissions reach 3.1 Mt/year and the energy efficiency is the highest at 42%. In the oxy-fuel combustion scenario, although emissions are significantly reduced to around 0.3 Mt/year, the energy efficiency drops to the 34–35% range due to the oxygen production processes, leading to increased costs. In the Ca-looping scenario, energy efficiency falls within the 35–37% range, with emissions also at approximately 0.3 Mt/year. With its high carbon capture rate and relatively lower investment and operating costs, the Ca-looping scenario stands out as the most balanced solution.

KEYWORDS: Ca-looping, Circulating fluidized bed, CO₂ capture, Çan lignite, Oxy-fuel combustion, Techno-economic analysis.

COMMITTEE: Assoc. Prof. Dr. Murat VAROL

Prof. Dr. Aslı Seyhan ÇİĞGIN

Prof. Dr. Sibel MENTEŞE

ÖNSÖZ

Bu tez çalışması, küresel iklim değişikliği ile mücadelede enerji sektörünün karşılaştığı en büyük zorluklardan biri olan karbon emisyonlarının azaltılması konusunu ele almakta ve Çan Termik Santrali özelinde uygulanabilir karbon tutma teknolojilerinin tekno-ekonomik analizini yapmaktadır. Bu bağlamda yürütülen çalışma boyunca, üç farklı senaryo (hava ile çalışan baz senaryo, oksijen-yanma senaryosu ve Ca-döngüsü entegre sistem senaryosu) teknik ve ekonomik boyutlarıyla analiz edilmiştir.

Tez süreci boyunca, yalnızca teknik verilerle değil, aynı zamanda enerji politikaları, maliyet analizleri, yatırım fizibilitesi ve sürdürülebilirlik kriterleriyle de ilgilenmek gerektiği fark edilmiştir. Bu kapsamlı yaklaşım sayesinde, yalnızca mühendislik alanında değil, aynı zamanda çevresel ve ekonomik sürdürülebilirlik açısından da anlamlı bir değerlendirme ortaya konmuştur.

Bu süreçte akademik bilgi birikimimi derinleştirme fırsatı bulmamda katkı sağlayan, yönlendirmeleriyle çalışmama büyük değer katan tez danışmanım Doç. Dr. Murat VAROL'a, tez hazırlama fırsatını yaratan EÜAŞ Genel Müdürlüğüne, destek veren Maden Sahaları Daire Başkanı Özgür YILDIRIM, Şube Müdürüm Hülya ŞERMET, çalışma arkadaşlarım ve iş yükümü azaltan kardeşim Tamer SARAL'a en içten teşekkürlerimi sunarım. Ayrıca çalışma süresince tezi bitirmemde büyük motivasyon sağlayan annem Şengün CEYLAN, babam Memet CEYLAN, kardeşlerim Mehşen ve Melike CEYLAN'a ve tüm yakın çevreme şükranlarımı sunuyor ve teşekkür ediyorum.

Son olarak, bu tezin yalnızca akademik bir çalışma olarak kalmayıp, karbon salınımını azaltma hedefleri doğrultusunda enerji sektörüne katkı sağlayacak bir referans niteliği taşımasını temenni ediyorum.

İÇİNDEKİLER

ÖZET.....	i
ABSTRACT.....	ii
ÖNSÖZ	iii
İÇİNDEKİLER	iv
AKADEMİK BEYAN	vi
SİMGELER VE KISALTMALAR.....	vii
ŞEKİLLER DİZİNİ.....	ix
ÇİZELGELER DİZİNİ	x
1. GİRİŞ.....	1
1.1. Çalışmanın Amacı ve Kapsamı.....	3
2. KAYNAK TARAMASI.....	5
2.1. Türkiye'nin Kurulu Gücü ve Elektrik Enerjisi Üretimi.....	5
2.1.1. Elektrik enerjisi üretiminde kömürün rolü	7
2.1.2. Türkiye'de kömür yakıtlı termik santraller	10
2.1.3. Dolaşımli akışkan yatak teknolojisinin elektrik enerjisi üretiminde kullanımı ve Türkiye'deki uygulaması	11
2.2. Karbondioksit tutma ve depolama teknolojileri.....	12
2.2.1. Yanma öncesi tutma (Pre-combustion Capture).....	14
2.2.2. Oksi-yanma (oxy-fuel combustion).....	15
2.2.3. Yanma sonrası tutma (post-combustion capture)	16
2.2.4. Ca-Döngüsü (Ca-Looping) teknolojisi	18
2.3. Oksi-dolaşımli akışkan yatak teknolojisi	18
2.3.1. Oksi-DAY Teknolojisinin oksi-kömür (Oksi-PC) sistemlerine göre avantajları	19
2.3.2. Oksi-DAY sistemi bileşenleri.....	20
3. MATERYAL VE METOT	23
3.1. Varsayımlar ve hesaplama yöntemleri	25
3.1.1. Santral ve yakıt verileri	25
3.1.2. Sermaye maliyetleri.....	25
3.1.3. İşletme (O&M) maliyetleri.....	26
3.1.4. Finansal parametreler	26

3.1.5. Performans göstergeleri.....	26
3.1.6. Geri ödeme süresi (yıl):.....	28
3.1.7. Net Bugünkü Değer (NBD, USD):.....	28
3.2. Emisyon Vergileri ve Çevresel Uyum Maliyetleri	28
3.3. Ekonomik Performans	29
4. BULGULAR VE TARTIŞMA	30
4.1. Baz Senaryo	30
4.2. Alternatif Senaryo-1 (Oksi-yanma)	32
4.3. Alternatif Senaryo-2 (Ca-Döngüsü)	34
4.4. Senaryoların Karşılaştırmalı Değerlendirmesi.....	36
4.4.1. CO ₂ Emisyon Azaltımı	36
4.4.2. Atık ve Yan Ürünler	36
4.4.3. Santral Verimi ve Ek Yakıt Tüketimi.....	37
4.4.4. Yatırım ve İşletme Maliyetleri	37
4.4.5. Elektrik Üretim Maliyeti (LCOE)	38
4.4.6. CO ₂ Tutma Maliyeti ve Ekonomik Fizibilite	38
5. SONUÇLAR	40
6. KAYNAKLAR.....	41
ÖZGEÇMİŞ	

AKADEMİK BEYAN

Yüksek Lisans Tezi olarak sunduğum “Dolaşımli Akışkan Yataklı Yakma Sisteminde Türk Linyitinin Yakılması ve CO₂ Tutmanın Tekno-Ekonomik Maliyet Analizi” adlı bu çalışmanın, akademik kurallar ve etik değerlere uygun olarak yazıldığını belirtir, bu tez çalışmasında bana ait olmayan tüm bilgilerin kaynağını gösterdiğimi beyan ederim.

14 / 07 / 2025

Ömercan CEYLAN



SİMGELER VE KISALTMALAR

Simgeler

CO_2 : Karbondioksit

O_2 : Oksijen

N_2 : Azot

NO_x : Azot oksitler

SO_2 : Kükürtdioksit

H_2O : Su buharı

CaCO_3 : Kalsiyum karbonat

CaO : Kalsiyum oksit

T : Sıcaklık $^{\circ}\text{C}$

Q : Isı enerjisi MJ veya KJ

η : Verim

I : Yatırım harcaması (Capex) \$

m : Kütlesel debi kg/s

E_{el} : Elektrik enerjisi MWh veya MJ

E_{th} : Termal enerji MJ

LCOE : İndirgenmiş elektrik maliyeti \$/MWh

NPV : Net bugünkü değer \$

NBV : Net bugünkü değer \$

Capex : Yatırım harcaması

Opex : İşletme giderleri

r : İskonto oranı

t : Zaman yıl

Kısaltmalar

ASU : Air Separation Unit (Hava Ayırma Ünitesi)

CaL : Kalsiyum Looping (Kalsiyum Döngüsü)

CCS : Carbon Capture and Storage (Karbon Tutma ve Depolama)

CFB : Circulating Fluidized Bed (Dolaşımli Akışkan Yatak)

CPU : CO₂ Purification Unit (CO₂ Saflaştırma Ünitesi)

DOE : Department of Energy (ABD Enerji Bakanlığı)

DAY : Dolaşımli Akışkan Yatak

EİA : Energy Information Administration (Enerji Bilgi Yönetimi)

ETKB : Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı

EÜAŞ : Elektrik Üretim Anonim Şirketi

İEA : International Energy Agency (Uluslararası Enerji Ajansı)

İPCC : Intergovernmental Panel on Climate Change (Hükümetlerarası İklim Değişikliği Paneli)

KTD : Karbon Tutma ve Depolama

MEA : Monoethanolamine

Mt/yıl : Milyon ton / yıl

MW : Megawatt

O&M : Operation and Maintenance (İşletme ve Bakım)

TEİAŞ : Türkiye Elektrik İletim Anonim Şirketi

TKİ : Türkiye Kömür İşletmeleri

TWh : Terawatt-saat

ŞEKİLLER DİZİNİ

Şekil 2.1. Türkiye'nin kurulu gücünün yıllara göre değişimi (TEİAŞ 2023).....	5
Şekil 2.2. Türkiye 2023 yılı kurulu gücünün birincil enerji kaynaklarına göre dağılımı (TEİAŞ 2023).....	6
Şekil 2.3. Türkiye'nin kurulu gücünün ve elektrik enerjisi üretiminin yıllara göre değişimi (TEİAŞ 2023).....	7
Şekil 2.4. 1990-2020 yılları arası Dünya kömür üretimi (ETKB 2023b).....	9
Şekil 2.5. 1990-2023 yılları arası Türkiye kömür üretimi (Enerdata 2024).....	9
Şekil 2.6. Türkiye'de 2012-2022 yılları arasında linyit üretimi (ETKB 2023b).....	10
Şekil 2.7. KTD sisteminin şematik gösterimi (Boran vd. 2022).....	13
Şekil 2.8. Yanma öncesi tutma yönteminin şematik yapısı (Coşkun 2020).....	14
Şekil 2.9. Oksi-yanma yönteminin şematik yapısı (Coşkun 2020).....	15
Şekil 2.10. Yanma sonrası tutma yönteminin şematik yapısı (Coşkun 2020).....	17
Şekil 2.11. Oksi-DAY sistemi (Zhu 2013).....	20
Şekil 2.12. Oksi-DAY teknolojisinin ana özellikleri ve bileşenleri (Otero vd. 2015)....	21
Şekil 3.1. Çan Termik Santrali (EÜAŞ 2025).....	23
Şekil 4.1. Senaryolara göre CO ₂ emisyonları.....	36
Şekil 4.2. Senaryolara göre maliyet dağılımı.....	38

ÇİZELGELER DİZİNİ

Çizelge 2.1. Elektrik enerjisi üretiminin birincil enerji kaynaklarına göre dağılımı (2013 ve 2023 yılları için) (TEİAŞ 2023).....	6
Çizelge 2.2. Türkiye'nin mevcut termik santral dağılımı (Kömürder 2024).....	11
Çizelge 3.1. Hesaplama parametreleri	24
Çizelge 4.1. Baz senaryonun temel sonuçları (verim, emisyon ve maliyet karşılaştırması)	31
Çizelge 4.2. Alternatif senaryo 1'in temel sonuçları (verim, emisyon ve maliyet karşılaştırması)	32
Çizelge 4.3. Alternatif Senaryo 2'nin temel sonuçları(verim, emisyon ve maliyet karşılaştırması)	34

1. GİRİŞ

Dünya enerji ihtiyacı 2024 yılı için yaklaşık olarak 176.000 Terawatt saat (TWh) olduğu belirtilmektedir (Energy Institute 2024). Bu enerji ihtiyacının %80'inden fazlası fosil yakıtlar ile karşılanmaktadır (IEA 2022). Fosil yakıtların yakılmasıyla atmosfere salınan karbondioksit gazı (CO₂) “küresel ısınma” probleminin temel nedeni olarak görülmektedir (Singh ve Singh 2012). Fosil yakıtlara olan ihtiyacın, iklim değişikliğiyle mücadele ve yenilenebilir enerji kaynaklarının maliyetlerinin düşmesi nedeniyle gelecekte %30 azalacak olması öngörüldürken, yapılan araştırmalarda 2030 yılında hala %70 oranında bir enerji ihtiyacı olması beklenmektedir (IEA 2022).

Çin, ABD ve Hindistan, dünyanın en büyük kömür yakıtlı santrallerine sahiptir. Özellikle Çin gibi ülkeler, eski ve verimsiz santralleri kapatıp, yerlerine daha verimli enerji santralleri inşa etmektedir. Enerji tahminleri, kömür santrallerinin kurulum hızında yavaşlama beklenmesine rağmen, yakın gelecekte enerjinin önemli bir kısmının hala kömürden sağlanacağını öngörmektedir.

Türkiye'nin enerji arzındaki dışa bağımlılık oranının %67,8 olması (ETKB 2023a) ülkeyi enerji güvenilirliği açısından riskli bir konuma sokmaktadır. Kömür, Türkiye'nin enerji üretiminde önemli bir yer tutmaktadır. Türkiye'de 2023 yılında toplam elektrik üretiminin 36,4'ü kömürden sağlanmıştır (ETKB 2023b). Kömürün çevreye ve insan sağlığına olan olumsuz etkileri göz önüne alındığında, Türkiye'nin enerji kaynaklarını çeşitlendirmesinin ve yenilenebilir enerjiye yatırımlarını artırmasının ülkenin enerji güvenliğinin sağlanması açısından faydalı olacağı öngörülmektedir (Akbaş ve Ürün 2016).

Elektrik enerjisi üretiminde termik santraller, büyük bir paya sahiptir. Bu santraller, ısı enerjisi mekanik enerjiye ve ardından mekanik enerjiyi elektrik enerjisine dönüştüren sistemlerdir. Isıl enerji, yanma işlemiyle sağlanır. Yanma, ısı veren bir yükseltgenme tepkimesidir. Yakıt bünyesindeki karbon yandığında (tam yanma şartları sağlandığında) CO₂ gazına dönüşür. Fosil yakıtların kullanıldığı termik santrallerde kömür diğer fosil yakıtlara kıyasla birim elektrik enerjisi maliyeti açısından avantajlıdır. Ancak rezervlerin sınırlı olması ve çevresel etkiler göz önüne alındığında, kömürün daha verimli ve temiz bir şekilde enerjiye dönüştürülmesi gereklidir. Temiz kömür teknolojileri, kömür kaynaklı emisyonları azaltmayı; karbon tutma ve depolama (KTD; Carbon Capture and Storage: CCS) teknolojisi ise yanma sonucu oluşan CO₂ gazını farklı formlarda depolamayı amaçlar.

2023 yılı verilerine göre Türkiye yaklaşık 10,8 milyar ton linyit rezerv miktarı ile dünyada 6. sırada yer almaktadır (ETKB 2023b). Yine Türkiye'nin, 2023 yıl verileri baz alındığında, linyit üretimi 80,5 milyon ton, tüketimi ise 56,6 milyon ton olmuştur (ETKB 2023b). Ekonomik büyüme ve artan enerji talebiyle Türkiye, sahip olduğu linyit rezervlerini temiz kömür teknolojileriyle değerlendirmelidir (IEA/OECD 2016).

Türkiye, temiz kömür çözümleri için süper kritik teknolojiye sahip yeni linyit ve asfaltit yakıtlı elektrik santralleri kurarak çalışmalarını sürdürmektedir. Özellikle Dolaşım Akışkan Yatak (DAY) teknolojisi, Türkiye gibi ülkelerde kullanılan temiz kömür teknolojileri arasında önemli bir yer tutmaktadır. Türkiye Bilimsel ve Teknolojik Araştırma Kurumu (TÜBİTAK), Türkiye'de temiz kömür teknolojileri üzerine AR-GE

çalışmalarını yürüterek kömür, biyokütle ve karışımların DAY teknolojisiyle yakılması üzerine önemli projelere imza atmaktadır (IEA/OECD 2016).

DAY teknolojisine KTD entegrasyonu ile CO₂ emisyonların atmosfere salımı engellenebilmektedir. KTD teknolojilerini üç alt başlıkta değerlendirmek mümkündür.

Yanma öncesi tutma (Pre-combustion Capture)

Oksi-yanma (Oxy-Fuel Combustion)

Yanma sonrası tutma (Post-combustion Capture)

KTD teknolojileri arasında oksi-yanma, çok sayıda avantaj sunan ve gelecek vaat eden bir teknoloji olarak öne çıkmaktadır (Tang vd. 2024). Yanma geleneksel olarak hava ile gerçekleştirilmektedir. Hava içindeki yaklaşık olarak hacimce %21 oranındaki oksijen (O₂), yakıtın yakılmasında (yükseltgenmesinde) kullanılmaktadır. Yakma sistemine verilen hava içindeki azot gazı (N₂) (geriye kalan yaklaşık olarak %79'luk kısım) ise sisteme girdiği gibi sistemi terk etmektedir. Sisteme verilen N₂, sistem içinde bir noktadan başka bir noktaya transfer edilmesi gereken hacmi dolayısıyla kütleyi arttırdığı için sistemin işletme maliyetlerini arttırmaktadır. N₂, düşük sıcaklıklarda (<1000 °C) tepkime vermediği için doğrudan bacayı gitmekte ve baca gazındaki diğer tüm gaz derişimlerinin seyrelmesine neden olmaktadır. Örneğin CO₂ gazının, CO₂ bakımından seyreltik baca gazından uzaklaştırılması CO₂ bakımından zengin baca gazından uzaklaştırılmasına kıyasla daha çok enerji gerektireceğinden hava ile yanmanın gerçekleştirildiği sistemlerde CO₂ tutma işlemi yüksek maliyetli olmaktadır. Bu bağlamda, baca gazından CO₂ gazını ayırmak yerine baca gazını CO₂ bakımından zengin bir hale getirmek daha doğru bir yaklaşım olabilir. Baca gazının CO₂ bakımından zenginleştirilmesi ya da başka bir ifadeyle baca gazının neredeyse sadece CO₂ gazından oluşması bir karbon tutma ve depolama teknolojisi olan oksi-yanma ile mümkündür. Geleneksel yanma hava atmosferinde gerçekleştirilmekte, yanma için gerekli O₂ ortam havasından sağlanmaktadır. Oksi-yanma ise O₂/CO₂ ortamında meydana gelmektedir. Oksi-yanmada sisteme N₂ verilmediği için daha küçük bir sistem ile aynı birimde enerji üretmek mümkün olabilmektedir. Sistemde N₂'nin olmaması baca gazının CO₂ bakımından daha zengin olmasını sağlamaktadır. Kömür ile işletilen geleneksel güç santrallerinde, baca gazındaki CO₂ derişimi (hacimce %15-18), yakma için kullanılan havada bulunan yaklaşık %79 N₂ nedeniyle oldukça düşüktür. Bu düşük derişimdeki CO₂'nin tutulması yüksek enerji gerektirmektedir. Oysa, yeni kurulacak yakma sistemlerinde ileri yakma yöntemi olarak bilinen oksi-yanma teknolojisini kullanılması, daha derişik CO₂ gazı içeren baca gazı oluşturduğundan bu dezavantajı ortadan kaldırmaktadır (Arias vd. 2008). Baca gazından su buharının (H₂O) yoğunlaştırılarak uzaklaştırılmasından sonra elde edilen yüksek saflıktaki CO₂, yoğunlaşma ve arıtma dahil olmak üzere minimum işleme tabi tutulduktan sonra takip eden yakalama/depolama veya diğer amaçlar için neredeyse hazır haldedir (Tang vd. 2024).

Yeni güç santrallerinde oksi-yanma teknolojisini kullanarak CO₂ açısından zengin baca gazı elde etmek ve CO₂'yi tutmak olasıdır fakat mevcut güç santrallerinden kaynaklanan CO₂ emisyonlarının azaltılması bir problem olarak önemini korumaktadır. Mevcut tesislerin CO₂ emisyonlarını azaltmak için Ca-döngüsü gibi gelecek vadeden teknolojilerin geliştirilmesi önem kazanmaktadır. Ca-döngüsü, bir tür kimyasal tutma

teknigi'dir ve özellikle yüksek kükürt içeriği olan yakıtların yanması sırasında oluşan emisyonların azaltılmasında etkilidir. Ca-döngüsü, özellikle enerji üretimi ve karbon tutma gibi alanlarda kullanılır. Mevcut tesislerin baca gazındaki CO₂ gazının ayrıştırılması amacıyla da kullanımı nedeniyle bu işlem yanma sonrası tutma olarak tanımlanmaktadır. Baca gazındaki CO₂'nin amin-bazlı (monoetanolamin gibi) sulu çözeltiler ile tutulması mümkündür. Fakat baca gazındaki CO₂ derişiminin düşük olması (hacimce %15-18), bu tür teknolojilerin yüksek maliyetini öne çıkarmaktadır. Sulu çözeltilerin dezavantajları (yüksek maliyet, çözeltilinin yüksek sıcaklıklarda bozunmaya uğraması, amin-bazlı çözeltilinin baca gazındaki O₂ ya da SO₂ gibi gazlarla tepkimeye girmesi gibi) son yıllarda baca gazındaki CO₂'nin tutulması için katı tutucuların kullanılmasına yönelik çalışmalara hız kazandırmıştır. Katı tutucular arasında kireçtaşı, düşük maliyeti nedeniyle tercih edilmektedir. Baca gazındaki CO₂'nin kireçtaşı (CaCO₂) kullanılarak tutulması kireçtaşı bünyesindeki Ca içeriği nedeniyle Ca-Döngüsü (Ca-Looping) olarak adlandırılmaktadır.

Başta CO₂ olmak üzere sera gazı emisyonlarının azaltılması açısından bu tür ileri yakma teknolojilerinin enerji sektöründe kullanılmasının teşvik edilmesi büyük bir önem arz etmektedir. Oksi-yanma ve Ca-döngüsü ülkemiz için yeni teknolojilerdir ve bu araştırmayla gelecek vadede bu teknolojilerin ülkemizde uygulanabilirliğinin yapılan tekno-ekonomik analiz ile ortaya konması amaçlanmaktadır.

1.1. Çalışmanın Amacı ve Kapsamı

Tez çalışmasının temel amacı, DAY yakma sistemlerde CO₂ tutma tekniklerinin kullanılmasının teknik ve ekonomik yönlerinin incelenmesidir. İnceleme sonucunda enerji kaynaklarının etkin kullanımı, çevresel etkilerin azaltılması, teknolojik gelişmelerin incelenmesi ve CO₂ tutmanın önemi ile ilgili sonuçlara ulaşılması amaçlanmaktadır.

Çalışmada, mevcut termik santraller için karbon tutma teknolojilerinin kullanılması nedeniyle oluşabilecek maliyetin belirlenmesi amaçlanmaktadır. Tez konusu, kömür ile işletilen dolaşımli akışkan yataklı bir termik santralde oksi-yanma revizyonu ve Ca-döngüsü entegrasyonu için tekno-ekonomik analizinin ortaya konmasıdır.

Çalışmada, 18 Mart Çan Termik Santrali'nin mevcut enerji verimliliği, CO₂ emisyon miktarı, işletme maliyetleri ve CO₂ tutma kapasitesi ele alınarak detaylı bir analiz gerçekleştirilmiştir. Termik santral olarak 18 Mart Çan Termik Santrali belirlenmiştir çünkü bu santral ülkemizdeki akışkan yatak teknolojisiyle çalışan ilk termik santraldir. Santralin, Türkiye'nin DAY teknolojisi ile çalışan ilk termik santral olması sebebiyle, bu çalışma hem ulusal hem de uluslararası alanda önemli bir referans kaynağı olması beklenmektedir.

Maliyet analizi için biri baz, diğer ikisi alternatif olmak üzere 3 senaryo belirlenmiştir. Baz senaryo kömür kullanan dolaşımli akışkan yataklı termik santralin maliyet analizini kapsamaktadır. Baz senaryoda, santralin mevcut durumu ele alınmış, enerji verimliliği, CO₂ emisyon miktarı, işletme maliyetleri ve CO₂ tutma kapasitesi gibi temel parametreler incelenmiştir. Alternatif senaryo-1'de mevcut DAY sisteminin oksi-yanma revizyonu veya oksi-yanma modunda çalışan yeni bir sistemin kurulması,

Alternatif senaryo-2’de ise mevcut sistemin Ca-döngüsü entegrasyonu çalışılmıştır. Ortaya konan senaryolar kapsamında tüm sistemlerin detaylı maliyet analizi gerçekleştirilmesi ve en uygun sistemin belirlenmesi hedeflenmiştir.

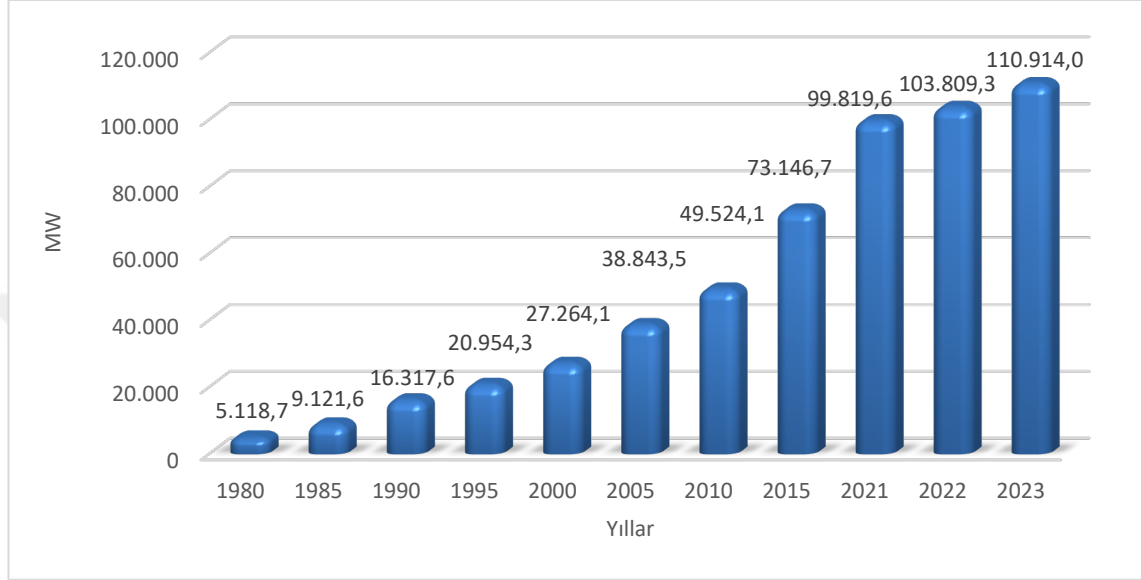
3 senaryo kapsamında yapılan tekno-ekonomik analizler için bir matematiksel model oluşturulmuştur. Elde edilen sonuçlar, enerji verimliliği, CO₂ tutma verimliliği ve maliyet parametrelerine göre kıyaslanmıştır. Senaryoların karşılaştırılmasında; Elektrik Maliyeti, İndirgenmiş Elektrik Maliyeti, CO₂ Tutma Maliyeti, CO₂ Sakınma Maliyeti, Geri Ödeme Süresi, Net Bugünkü Değer (NPV) gibi ekonomik performans göstergeleri kullanılmıştır.

Tezin ilk bölümünde çalışma konusu genel hatlarıyla verilerek tezin amacına ve kapsamına değinilmiştir. İkinci bölümde kömürle çalışan termik santraller, dolaşımli akışkan yataklı sistemler, oksijenli sistemler, Ca-döngüsü teknolojisi ve uygulamaları üzerine kaynak taraması paylaşılmış ve temel enerji üretim prensipleri, dolaşımli akışkan yataklı sistemlerin temel özellikleri, oksijenli ve oksijenli sistemlerinin çalışma prensipleri ve Ca-döngüsü teknolojisinin temel ilkeleri hakkında bilgi verilmiştir. Üçüncü bölümde her senaryo için kullanılacak analiz yöntemleri, maliyet analizi için kullanılacak parametreler, çevresel etkileri değerlendirilmesi hakkında bulgular paylaşılmıştır. Dördüncü bölüm tartışma kısmında bulguların literatür değerleriyle karşılaştırılması, tüm senaryoların avantajları ve dezavantajları değerlendirilmiştir. Beşinci bölümde senaryoların ayrıntılı maliyet analizi sonuçları, çevresel etkilerin karşılaştırma sonuçları ve her senaryonun enerji verimliliği ve performans inceleme sonuçları özetlenmiştir.

2. KAYNAK TARAMASI

2.1. Türkiye'nin Kurulu Gücü ve Elektrik Enerjisi Üretimi

Türkiye'nin kurulu gücünün yıllara göre değişimi **Şekil 2.1**'de verilmektedir (TEİAŞ 2023). Türkiye'nin kurulu gücü 1980 yılında 5.118,7 MW iken, 2023 yılında - 20 kat artışla- 110.914 MW seviyesine ulaşmıştır.



Şekil 2.1. Türkiye'nin kurulu gücünün yıllara göre değişimi (TEİAŞ 2023)

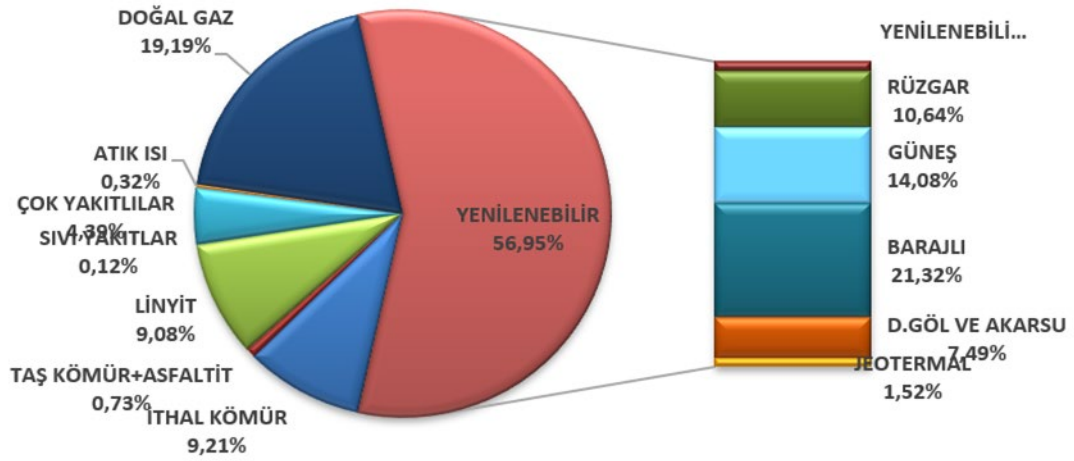
Türkiye'nin 2023 yılı kurulu gücünün birincil enerji kaynaklarına göre dağılımı **Şekil 2.2**'de verilmektedir (TEİAŞ 2023). Çizelge 2.1'de her bir kaynağın kurulu güç kapasitesi ve toplamdaki yüzdelik dağılımı paylaşılmaktadır. Yüzdelik dağılımlar ayrıca **Şekil 2.2**'de grafiksel olarak sunulmaktadır. **Şekil 2.2**'de görüldüğü üzere, 2023 yılında Türkiye'nin kurulu gücünde en büyük pay %21,32 ile barajlı hidroelektrik santrallerine aittir. Bu açıdan su kaynaklarının enerji üretiminde temel bir role sahip olduğunu açıkça göstermektedir. İkinci sırada %19,19 ile doğal gaz gelmektedir. İthal kömüre ve linyite dayalı kurulu gücün toplamdaki payı ise sırasıyla %9,21 ve %9,08'dir. Toplam kurulu gücün %38,2'si fosil yakıtlı (ithal kömür, taş kömür+asfaltit, linyit, doğal gaz) santrallerden temin edilebilecek durumdadır. Bu da fosil yakıtların toplam içindeki payının hala önemli olduğunu göstermektedir. Yenilenebilir enerji kaynakları gelişmektedir: rüzgâr %10,64, güneş enerjisi %14,08 ve jeotermal enerji %1,52'lik bir paya sahiptir. Burada tanımlanan "çok yakıtlı" grup, farklı yakıt türlerini kullanan esnek enerji santrallerini ifade etmektedir. Bu, elektrik üretiminde arz güvencesi açısından önemlidir.

Kurulu gücün kaynaklara göre dağılımının gelişimini analiz etmek adına 2023 yılındaki verilerin 2013 yılındaki verilerle karşılaştırılması Çizelge 2.1'de verilmektedir. Çizelge, Türkiye'nin 2013-2023 yılları arasındaki enerji kurulu gücündeki dönüşümünü ve enerji kaynaklarının değişen rolünü ortaya koymaktadır. Kömür, bu dönemde önemli bir artış göstermiş, kurulu gücü 12.605,7 MW'dan 21.099,1 MW'a yükselmiştir. Ancak kömürün toplam içindeki payı %19,69'dan %19,02'ye gerilemiştir. Bu durum,

yenilenebilir enerji kaynaklarının hızla yaygınlaşmasının kömürün görece ağırlığını azalttığını göstermektedir.

Çizelge 2.1. Elektrik enerjisi üretiminin birincil enerji kaynaklarına göre dağılımı (2013 ve 2023 yılları için) (TEİAŞ 2023)

Yakıt Tipi	2013 (MW)	2013 (%)	2023 (MW)	2023 (%)
Kömür	12.605,7	19,69	21.099,1	19,02
Sıvı Yakıtlar	616,3	0,96	135,4	0,12
Doğal Gaz	17.170,6	26,83	21.285,6	19,19
Yenilenebilir +Atık+Atık Isı	235,0	0,37	2.446,4	2,21
Çok Yakıtlı	8.020,4	12,53	4.874,3	4,39
Hidrolik	22.289,0	34,82	31.962,4	28,82
Jeotermal	310,8	0,49	1.691,3	1,52
Rüzgâr	2.759,7	4,31	11.806,1	10,64
Güneş	-	-	15.613,4	14,08
Toplam	64.007,5	100,00	110.914,0	100,00

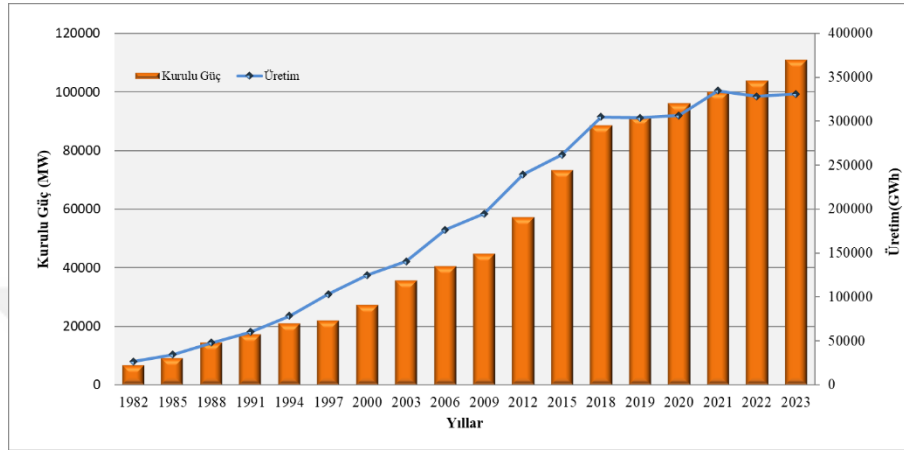


Şekil 2.2. Türkiye 2023 yılı kurulu gücünün birincil enerji kaynaklarına göre dağılımı (TEİAŞ 2023)

Fosil yakıtların toplam payı azalırken rüzgâr ve güneş enerjisinin ciddi artış kaydetmesi dikkat çekicidir. Doğal gazın kurulu gücü artmış olsa da toplam içindeki oranı %26,83'ten %19,19'a düşmüştür. Hidroelektrik santrallerin kurulu gücü de artmasına rağmen, payları %34,82'den %28,82'ye gerilemiştir. Sıvı yakıt ve çok yakıtlı santrallerin kullanımında ise belirgin azalmalar yaşanmıştır.

1. Türkiye'nin enerji politikasında sürdürülebilir kaynaklara yönelme eğilimini gösterirken, kömürün ülkenin kurulu gücünde hâlâ önemli bir rol oynadığını ve fosil yakıtların enerji üretimindeki yerini muhafaza ettiğini ortaya koymaktadır.

Türkiye'nin kurulu gücünün ve elektrik enerjisi üretiminin yıllara göre değişimi Şekil 2.3'te verilmektedir (TEİAŞ 2023). Ülkenin elektrik üretimi, kurulu güçle paralel olarak sürekli artış göstermiştir. 1980'li yıllarda 50.000 GWh'in altında kalan elektrik üretimi, 2023 yılında 331.148,9 GWh seviyesine ulaşmıştır. Bu, büyüme, sanayi ve nüfus artışıyla birlikte artan enerji talebinin karşılanması için kurulu gücün sürekli artırıldığını göstermektedir. Yenilenebilir enerji kaynaklarının da bu dönemde giderek daha fazla katkı sağladığı, enerji çeşitliliği ile arz güvenliğinin desteklendiği anlaşılmaktadır.



Şekil 2.3. Türkiye'nin kurulu gücünün ve elektrik enerjisi üretiminin yıllara göre değişimi (TEİAŞ 2023)

2.1.1. Elektrik enerjisi üretiminde kömürün rolü

Kömür, elektrik üretiminde uzun yıllara dayanan önemli bir role sahiptir. Fosil yakıtlar arasında en yaygın kullanılanlardan biri olan kömür, termik santrallerde elektrik üretimi için temel bir kaynak olarak işlev görür. Kömürün temel bir kaynak olmasındaki başlıca nedenlerden bazıları şunlardır:

Kömürün Enerji Yoğunluğu: Kömür, birim kütle başına yüksek bir enerji yoğunluğuna (24 MJ/kg) sahiptir (Elert 2003). Bu, kömürün birçok elektrik santralinde tercih edilen bir yakıt olmasının temel nedenlerinden biridir çünkü birim kütle başına daha fazla enerji üretimine olanak tanır.

Ekonomik Faktörler: Bazı bölgelerde kömürün diğer enerji kaynaklarına göre daha ekonomik olması, elektrik üretimindeki tercihi etkileyebilir. Kömür madenciliği ve kullanımı için mevcut altyapı ve kaynaklar, kömürün ekonomik bir seçenek olarak kalmasını sağlar (IEA 2021; Marcu vd. 2024).

Teknolojik Altyapı: Kömürle çalışan termik santraller için geliştirilmiş bir teknolojik altyapı mevcuttur. Bu altyapı, kömürün etkin bir şekilde kullanılmasını sağlar ve elektrik üretimindeki sürekliliği destekler (EIA 2024).

Kömür, siyah, koyu gri veya kahverengi-siyah renkli, parlak veya mat bir katı fosil yakıt ve aynı zamanda sedimanter bir kayadır. Ağırlık olarak %50, hacim olarak da %70'ten fazla kömürleşmiş bitki kalıntılarından oluşur. Kömür; başlıca karbon, hidrojen ve oksijen gibi elementlerin bileşiminden oluşmuş olup diğer kaya tabakalarının arasında

damar halinde, uzunca bir süre (milyonlarca yıl) ısı, basınç ve mikrobiyolojik etkilerin sonucunda meydana gelmiştir. Kömürleşme, bitkilerin milyonlarca yıl boyunca kimyasal ve fiziksel dönüşümler geçirerek kömür formuna dönüşme sürecidir. Turba, linyit, alt bitümlü kömür, bitümlü kömür, antrasit ve grafit birbirlerine dönüşerek oluşur (ETKB 2023b). Uluslararası Enerji Ajansı, önümüzdeki 20 yılda OECD üyesi olmayan ülkelerde kömür tüketiminin yaklaşık %50 artacağını tahmin etmektedir. Dünya kömür tüketiminde tahmin edilen bu artış, kömürün yanması sonucu atmosfere salınacak olan CO₂ emisyonlarının da artması anlamına gelmektedir (Borgert 2015).

Asya'da 2023 yılındaki kömür üretimi (küresel üretimin %74'ü), 2022 yılındaki hızlı büyümeden sonra yavaşlamakla birlikte, 2010-2019 dönemine kıyasla çok daha hızlı bir şekilde -%5,5 oranında- artmıştır. Çin'de %3,3 (dünya toplam üretiminin %52'si), Hindistan'da %11 ve Endonezya'da %13 artış gösteren kömür üretimi; Çin ve Hindistan'daki sanayi ve enerji sektörlerinin talebinden (hidroelektriğin daha az kullanılabilir olması) ve Endonezya'nın özellikle Çin ve Hindistan'a yönelik ihracat pazarlarından beslenmiştir (Enerdata 2024).

Bu nedenle, bu ülkelerde kömür üretimi hızla artarken, ABD ve Avrupa'da kömür talebinin düşmesi üretimde de azalmaya yol açmıştır. Özellikle Avrupa'da enerji dönüşümü ve hidroelektrik kullanımının artmasıyla ABD'de (%2,1) ve Avrupa'da (%19) üretimin gerilemesine yol açmıştır; Almanya ve İngiltere'de %22, Türkiye'de %31 ve Polonya'da %18 oranında düşüş kaydedilmiştir. Rusya ve Güney Afrika'da ise kömür arz sorunları nedeniyle üretim %1 oranında azalmıştır (Enerdata 2024).

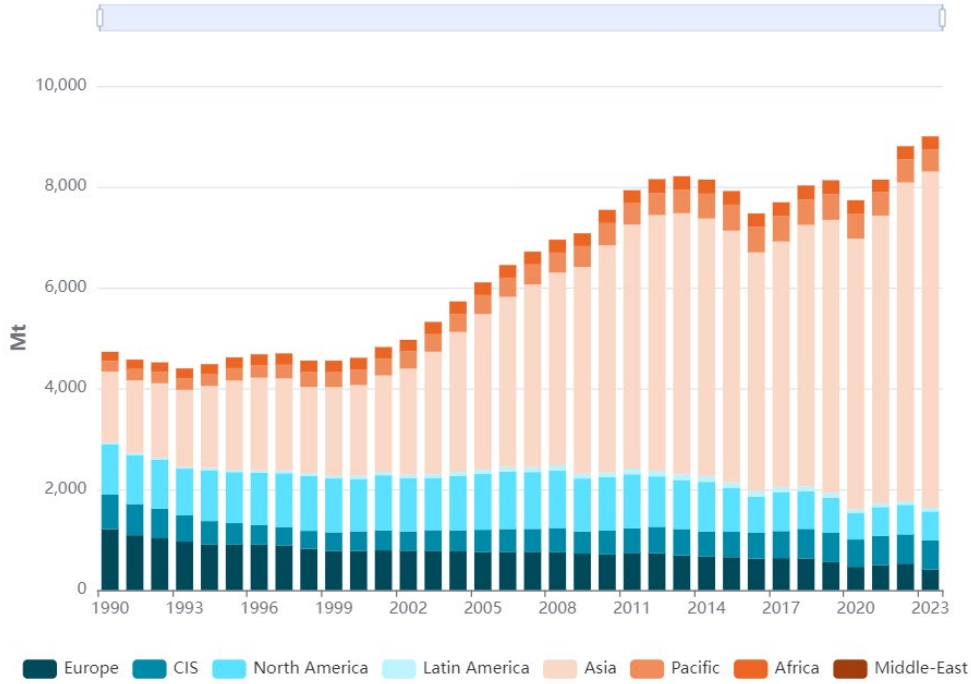
Şekil 2.4'te dünyada 1990-2023 arasında bölgelere göre kömür üretim miktarları yer almaktadır. Genel olarak, üretimdeki en önemli artış Asya'da gerçekleşmiştir. Son birkaç yılda, kömür üretimi esas olarak Çin, Hindistan ve Endonezya'nın talepleri nedeniyle zirveye ulaşmıştır. 2010 yılından itibaren, Avrupa ve Kuzey Amerika gibi gelişmiş bölgelerde kömür üretimi düşüşe geçerken, gelişmekte olan ülkeler kömür talebinde daha fazla gelişme göstermeye devam etmiştir. 2023 yılında küresel kömür üretimi, artan taleple birlikte zirve yapmıştır. Bu büyüme, sanayi ve enerji sektörlerinin ihtiyaçları nedeniyle büyük ölçüde Asya'da gerçekleşmiştir. Çin'de ve Hindistan'da kömür üretiminde görülen artış elektrik üretimi ve sanayi talebinden kaynaklanırken, gelişmiş ülkelerde kömürden doğalgaz ve yenilenebilir enerjiye geçiş, üretimin azalmasına neden olmuştur (Enerdata 2024).

Grafikte her bir renk sırasıyla aşağıdakileri belirtmektedir:

- **Europe:** Avrupa ülkeleri
- **CIS:** Bağımsız Devletler Topluluğu (eski Sovyetler Birliği ülkeleri)
- **North America:** Kuzey Amerika (ABD, Kanada vb.)
- **Latin America:** Latin Amerika (Brezilya, Arjantin vb.)
- **Asia:** Asya (Çin, Hindistan, Endonezya vb.)
- **Pacific:** Pasifik bölgesi ülkeleri
- **Africa:** Afrika kıtası ülkeleri
- **Middle-East:** Orta Doğu ülkeleri

Trend over 1990 - 2023 - Mt

Benchmark countries



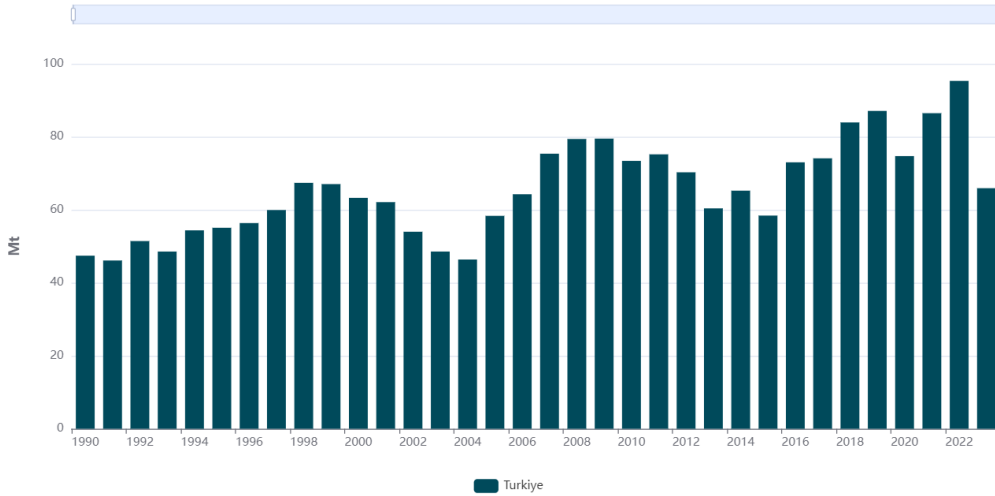
Şekil 2.4. 1990-2020 yılları arası Dünya kömür üretimi (ETKB 2023b)

Türkiye enerji üretiminde kömüre önemli ölçüde bağımlıdır, ancak son yıllarda yenilenebilir enerjiye geçiş hızlanmıştır. Ancak Türkiye'deki kömür üretimi, küresel enerji piyasalarındaki fiyat dalgalanmaları ve enerji politikalarındaki değişimler nedeniyle dalgalanmıştır (Enerdata 2024). Şekil 2.5'te Türkiye'de 1990-2023 arasında toplam kömür üretim miktarları yer almaktadır.

Trend over 1990 - 2023 - Mt

Display World

Benchmark countries

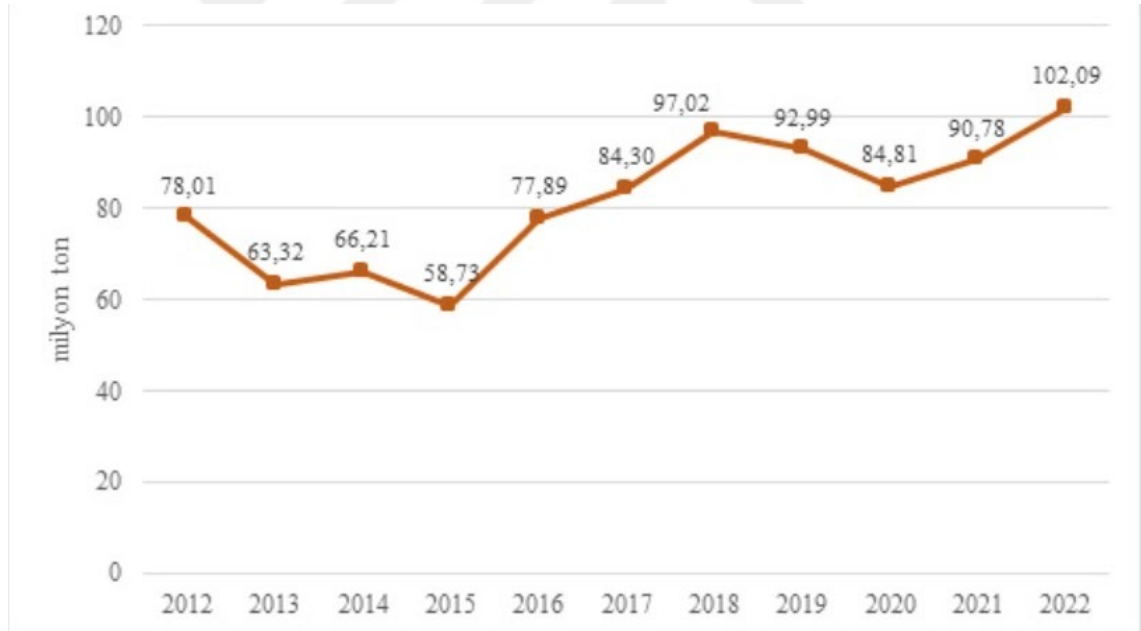


Şekil 2.5. 1990-2023 yılları arası Türkiye kömür üretimi (Enerdata 2024)

Şekil 2.5'e göre Türkiye'de kömür üretimi dönemsel dalgalanmalar göstermiştir. 2000'lerin başında üretimde bir düşüş yaşanırken, özellikle 2008 sonrası tekrar artış eğilimi gözlemlenmiştir. 2018 ve 2020 yıllarında üretim zirve yapmış, ancak sonraki yıllarda dalgalı bir seyir izleyerek 2023'e kadar nispeten gerilemiştir. Türkiye'de kömür, özellikle linyit gibi düşük kalorili türler, enerji üretimi için önemli bir kaynak olmuştur.

1980'lerden itibaren Türkiye'de çıkarılan kömür miktarında sürekli bir artış olmuş ve özellikle linyit üretimi enerji sektöründe önemli bir rol oynamaya başlamıştır. 1980 yılında Türkiye'de çıkarılan toplam kömür miktarı yaklaşık 13,7 milyon ton iken, 2022 yılında 105 milyon tona ulaşmıştır. Üretilen bu miktarın yaklaşık %97'si düşük kalorili linyittir. 2022 yılında yerli kömürden üretilen toplam elektrik miktarı 51 milyar kWh olup, bunun 45 milyar kWh'lik kısmı linyitten üretilmiştir (ETKB 2023b).

Türkiye'nin 2012-2022 yıllarındaki linyit üretimi **Şekil 2.6'**da verilmektedir. 2012'de yaklaşık 78 milyon ton olan üretim, 2014-2015 döneminde bir düşüş yaşamış ve 58 milyon ton seviyesine kadar gerilemiştir. Ancak, 2016 yılından itibaren linyit üretiminde düzenli bir artış görülmüş, 2022 yılında üretim en yüksek seviyesine ulaşarak 102 milyon tona çıkmıştır. Bu artış, Türkiye'nin enerji üretiminde yerli linyit kullanımını artırma stratejisi ve enerji güvenliğine yönelik adımlarıyla paralellik göstermektedir. Dönemsel dalgalanmalar ise ekonomik koşullar, enerji politikaları ve alternatif enerji kaynaklarının kullanımına bağlı olmuştur.



Şekil 2.6. Türkiye'de 2012-2022 yılları arasında linyit üretimi (ETKB 2023b)

2.1.2. Türkiye'de kömür yakıtlı termik santraller

2023 yılı itibarıyla Türkiye'deki toplam 54 termik santral, 21.535 MW kurulu güce sahiptir (T) (Çizelge 2.2). Bu gücün 21.402 MW'lık kısmı, yerli kömür ve ithal kömürle çalışan 46 termik santrale aittir. Yerli kömüre dayalı (Linyit, Asfaltit ve Taşkömür) 32 termik santralin toplam kurulu gücü 10.792 MW, ithal kömüre dayalı 14

termik santralin ise 10.610 MW'tır. Geriye kalan 133 MW'lık kurulu güç ise, kömür, doğalgaz ve fuel-oil gibi çeşitli yakıtlarla çalışan diğer termik santrallere aittir.

Çizelge 2.2. Türkiye'nin mevcut termik santral dağılımı (Kömürder 2024)

Yakıt Tipi	Toplam Termik Santral	Toplam Kurulu Güç (MW)
İthal Kömür	14	10.610
Yerli Kömür	32	10.792
Diğerleri	8	133
Toplam	54	21.535

Türkiye Kömür İşletmeleri (TKİ) web sitesine göre, 2022 yılında kömüre dayalı elektrik üretimi 114,21 milyar kWh olup toplam üretimin %35'ini oluşturmuştur. Yerli kömürden sağlanan elektrik üretimi 51,05 milyar kWh iken, ithal kömürden elde edilen elektrik üretimi 63,17 milyar kWh'ye ulaşmıştır. Yerli üretimin büyük bölümü linyit kullanımıyla gerçekleşmiş ve toplam yerli kömür ihtiyacının %15'i TKİ tarafından karşılanmıştır. Yerli kömüre dayalı üretim bir önceki yıla göre %3 artış göstermiştir (TKİ 2022).

2.1.3. Dolaşımli akışkan yatak teknolojisinin elektrik enerjisi üretiminde kullanımı ve Türkiye'deki uygulaması

DAY teknolojisi, özellikle enerji üretimi ve endüstriyel süreçlerde yaygın olarak kullanılan, katı partiküllerin gaz veya sıvı içinde süspansiyon haline getirilmesinde kullanılan yöntemidir. Bu yöntem sayesinde düşük kaliteli kömürlerin ve biyokütle kaynaklarının yakılması daha kolay, enerji ve maddi bakımdan daha verimlidir (Gürel 2018).

DAY teknolojisinin temel prensibi, katı partiküllerin bir hava akımı yardımıyla yanma odasında süspansiyon halinde tutulmasıdır. Bu işlem, yüksek sıcaklıkta ve yanma sistemine eşit olarak dağıtılmış hava sayesinde yakıtın homojen bir şekilde yanmasını sağlar. Yanma için gerekli hava, yanmanın gerçekleştiği ortama (yakıcıya) dağıtıcı plaka veya difüzörler vasıtasıyla homojen bir şekilde verilir. Bu sayede her bir yakıt tanesi, oksijenle dengeli bir temasa girer ve böylece yakıt tanelerinin verimli bir şekilde yanması mümkün hale gelir.

Yakıcı içinde hava ile birlikte taşınan parçacıklar, siklon kullanılarak gazlardan ayrılır ve tekrar yanma odasına geri yönlendirilir. Bu işlem, parçacıkların yanma odasında daha uzun süre kalmasını sağlayarak tam yanmayı teşvik eder ve sistemden kaçan karbon miktarını en aza indirerek yanma verimini artırır.

Yüksek yanma verimliliği, yakıtın tam olarak kullanılmasını ve dolayısıyla enerji üretiminde minimum kayıp olmasını sağlar. Düşük sıcaklıklarda yanma, NO_x ve SO₂ gibi zararlı gazları önemli ölçüde azaltır, dolayısıyla çevresel etkileri minimuma indirir. Sülfür emisyonlarını azaltmak için yanma sırasında kireçtaşı gibi maddeler eklenebilir. Bu teknoloji, düşük kaliteli kömürler, biyokütle ve endüstriyel atıklar da dahil olmak üzere çok çeşitli yakıtların kullanımında esneklik sağlar. Düşük işletme maliyetleri de onu

ekonomik olarak tercih edilebilir kılmaktadır. Çevre dostu yapısı ve verimli atık bertarafı sürdürülebilirlik hedeflerine önemli bir katkıdır (Arabacı 2019).

DAY teknolojisi, özellikle Türkiye’de düşük kaliteli linyit rezervlerinin değerlendirilmesinde önemli bir rol oynamaktadır. Örneğin Çan Termik Santrali gibi santraller bu teknolojiyi kullanarak elektrik üretiminde yerli kaynakların verimli ve çevre dostu bir şekilde kullanılmasını sağlamaktadır (Arabacı 2019).

DAY sistemleri, alttan hava veya gaz ilavesi ile reaktördeki ince taneli katı partiküllerin sıvı benzeri bir davranış göstermesine izin verir. Bu yöntem, katı ve gaz fazlarının yoğun bir şekilde karışmasını sağlar ve yüksek ısı transferi ve reaksiyon hızları verir (Basu 2015).

DAY teknolojisi, mevcut Pulverize Kömür (PC) sistemleriyle karşılaştırıldığında çeşitli avantajlar sunmaktadır:

Yüksek Isı Transferi ve Homojen Sıcaklık Dağılımı: Partiküllerin sürekli hareketi, sistem boyunca homojen bir sıcaklık dağılımı sağlar. Bu da yakıtın daha verimli yanmasını sağlar ve sıcaklık farklılıklarından kaynaklanabilecek sorunları önler. PC sistemlerinde yanma sıcaklıkları genellikle daha yüksektir ve daha düzensiz dağılır (Cai vd. 2004).

Geniş Yakıt Esnekliği: DAY sistemleri düşük kaliteli kömürler, biyokütle ve atıklar gibi çeşitli katı yakıtları yüksek verimlilikle işleyebilir. PC sistemleri ise genellikle sadece yüksek kaliteli kömürler için uygundur (Basu 2015).

Düşük Emisyonlar: Yanmanın daha düşük sıcaklıklarda gerçekleşmesi, NO_x ve SO_x gibi zararlı emisyonların DAY teknolojisinde azalmasını sağlar. Yüksek yanma sıcaklıkları nedeniyle PC sistemlerinde genellikle daha yüksektir (Cai vd. 2004).

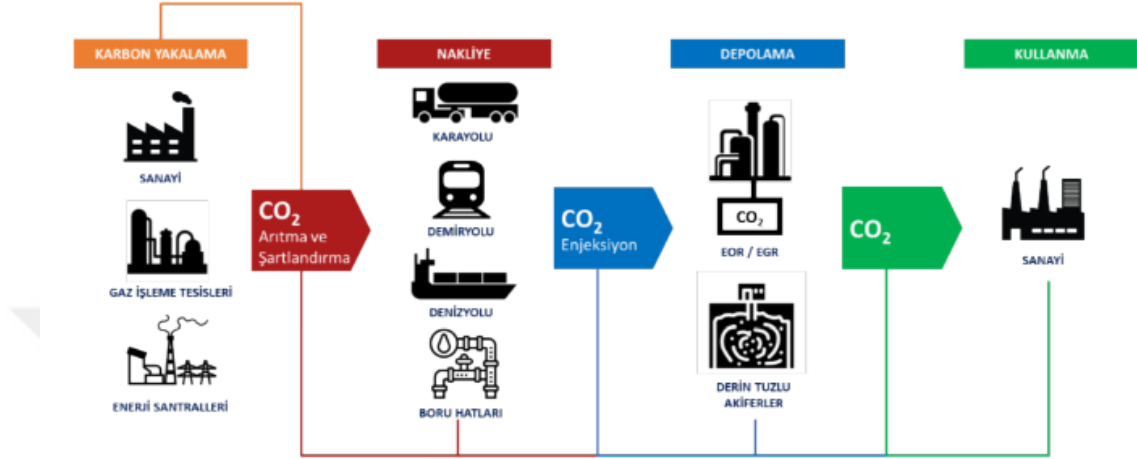
Yüksek Verimlilik: Bu da yine yüksek ısı transferi ve reaksiyon oranlarına ve dolayısıyla DAY sistemlerinde enerji üretiminde yüksek verimliliğe olanak tanır. Verimlilik, özellikle düşük kaliteli yakıtların kullanımında büyük bir avantaj teşkil etmektedir (Basu 2015).

DAY teknolojisi ile ilgili son akademik çalışmalarda, sistemlerin verimliliğinin artırılması, emisyonların azaltılması ve çeşitli yakıtların kullanımının optimize edilmesine büyük önem verilmektedir. Bu teknolojinin Türkiye’deki elektrik enerjisi üretimindeki en önemli örneği Çan Termik Santrali’dir. Bu santral 2004 yılında hizmete girmiştir ve linyite dayanmaktadır (ÇLİ 2024).

2.2. Karbondioksit tutma ve depolama teknolojileri

Fosil yakıtların santrallerde elektrik üretmek amacıyla yakılması sonucu oluşan CO_2 , en önemli sera gazıdır. KTD teknolojisi karbondioksiti tutmak, taşımak ve yer altı depolama alanlarına güvenli bir şekilde depolamak için kullanılan bir teknolojidir. KTD özellikle enerji üretiminden ve büyük endüstriyel tesislerden kaynaklanan CO_2 emisyonlarını azaltmak için kullanılmakta ve üç aşamadan oluşmaktadır. KTD sisteminin şematik gösterimi **Şekil 2.7**’de verilmektedir. Sanayinin en önemli enerji girdisi karbon

bazlı yakıtlardır. Karbon bazlı yakıtlar, bünyesinde karbon olan yakıtlardır. Bunların en önemlisi fosil yakıtlardır. Biyokütle de -her ne kadar “CO₂-nötr” olarak tanımlansa da- içerdiği karbon nedeniyle bu sınıfa dahildir. Sanayinin ihtiyaç duyduğu enerjinin çok büyük bir kısmı başta fosil yakıtlar olmak üzere karbon bazlı yakıtların yakılmasıyla elde edilmektedir. Yanma neticesinde yakıt bünyesindeki karbon, O₂ ile tepkimeye girerek CO₂ gazına yükseltgenmektedir.



Şekil 2.7. KTD sisteminin şematik gösterimi (Boran vd. 2022)

Karbon Tutma (Capture): Karbon tutma, yanma sonucu oluşan CO₂ gazının bacadan uzaklaştırılması işlemini ifade eder. Büyük endüstriyel tesislerde, bu genellikle gaz akışlarını temizlemek için kullanılan kimyasal ve fiziksel işlemleri içerir.

Karbon Taşıma (Transport): Tutulan CO₂, boru hatları, tankerler veya diğer taşıma yöntemleriyle taşınır. Bu şekilde CO₂, yeraltı depolama alanlarına veya başka bir kullanım alanına nakledilir.

Karbon Depolama (Storage): CO₂, yeraltı boşluklarına veya jeolojik oluşumlara enjekte edilir ve burada binlerce hatta milyonlarca yıl boyunca depolanır. Bu yeraltı formasyonları, genellikle derin su tabakaları veya petrol ve doğalgaz rezervuarları gibi yeraltı boşluklarıdır. Depolama yerleri, CO₂'nin sızmasını önlemek için dikkatlice seçilir ve izlenir.

KTD, sera gazı emisyonlarını azaltmada potansiyel olarak önemli bir rol oynayabilir, ancak teknik, ekonomik ve çevresel zorluklarla karşı karşıyadır. Bunlar arasında maliyetler, CO₂'nin güvenli bir şekilde depolanmasının sağlanması, taşıma altyapısının oluşturulması ve toplumun bu teknolojiye yönelik kabulünün artırılması bulunmaktadır. Bu teknoloji ile endüstriyel tesislerde üretilen büyük miktarlarda CO₂'nin -atmosfere salınmadan- bacada tutulması mümkündür (Kotowicz ve Dryjańska 2013).

Baca gazından uzaklaştırılan/baca gazında tutulan CO₂ depolanmadan önce farklı sektörlerde kullanılmak üzere değerlendirilebilir:

Endüstriyel Kullanım: Ayırıştırılan CO₂, endüstriyel süreçlerde veya ürünlerin üretiminde kullanılabilir. Örneğin, CO₂, içeceklerin gazlandırılması, sera yetiştiriciliği

için sera gazı olarak kullanılması veya endüstriyel kimyasalların üretiminde bir hammadde olarak kullanılabilir (Kaliyan vd. 2007).

Geliştirilmiş Petrol Geri Kazanımı (CO₂-EOR): Bazı durumlarda, ayrıştırılan CO₂, petrol üretiminde kullanılmak üzere petrol rezervuarlarına enjekte edilebilir. Bu, petrol çıkarma verimliliğini artırabilir ve aynı zamanda CO₂'nin yeraltında depolanmasını sağlar (Guluzade 2014).

Atmosfere karbon salımının azaltılmasında önemli bir rol oynayan CO₂ tutma ve depolama teknolojileri başlıca üç alt başlıkta değerlendirilmektedir. Bunlar:

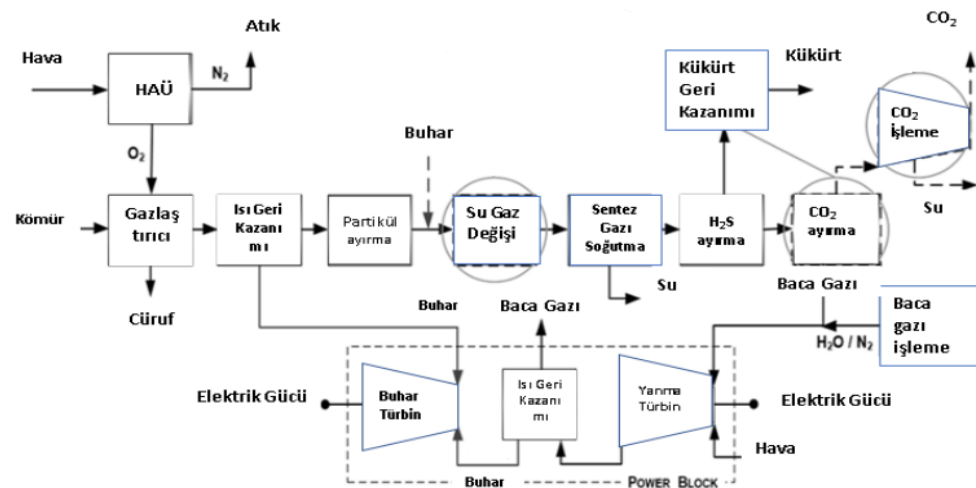
Yanma öncesi tutma (Pre-combustion Capture)

Oksi-yanma (Oxy-Fuel Combustion)

Yanma sonrası tutma (Post-combustion Capture)

2.2.1. Yanma öncesi tutma (Pre-combustion Capture)

Yanma öncesi tutma teknolojisi, karbon dioksitin yanma işlemi öncesinde ayrıştırılarak atmosfere salımının önlenmesini amaçlayan etkili bir yöntemdir. Bu teknoloji, özellikle gazlaştırma süreçlerini ve kimyasal reaksiyonları bir araya getirerek yüksek CO₂ tutma oranları sunmaktadır. Ancak, sistemin verimliliği üzerindeki enerji kayıpları ve tesis tasarımına entegre edilme zorunluluğu gibi faktörler, bu yöntemin hem avantajlarını hem de sınırlamalarını beraberinde getirmektedir. Aşağıda, bu yöntemin çalışma prensipleri ve teknik detayları ele alınmaktadır (**Şekil 2.8**).



Şekil 2.8. Yanma öncesi tutma yönteminin şematik yapısı (Coşkun 2020)

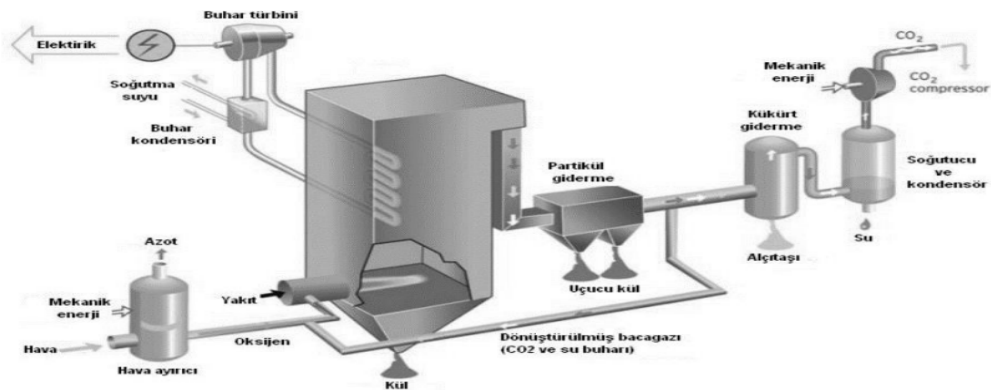
Uygulama sürecinde ilk olarak hava ayrıştırma ünitesine (HAÜ) hava girmekte ve burada oksijen havayı oluşturan diğer gazlardan ayrıştırılmaktadır. Daha sonra bu oksijen, yakıtın da eklendiği gazlaştırıcı tanka aktarılır ve burada çoğunluğu CO ve H₂ gazlarından oluşan sentez gazı elde edilir. Sentez gazı çevrim reaktörüne aktarılır ve burada sisteme buhar eklenerek CO, CO₂ gazına dönüştürülmektedir. Çevrim reaktöründen çıkan H₂ ve

CO₂ gaz karışımından CO₂ kimyasal tutma ile H₂ gazından ayrıştırılmakta ve depolanmaktadır. H₂ gazı ise gaz türbinlerinde elektrik üretimi veya saf hidrojen ihtiyacı duyan kimyasal süreçlerde kullanılmaktadır. Bu yöntem ile üretilen CO₂ gazının yaklaşık %90'ı tutulabilmektedir (Borgert 2015).

2.2.2. Oksi-yanma (oxy-fuel combustion)

Temiz kömür teknolojileri, kömürün üretimi, hazırlanması ve kullanımında çevresel kabul edilebilirliği ve verimliliği artıran yöntemler olarak tanımlanmaktadır. Bu teknolojiler, emisyon ve atıkları azaltarak birim ton başına elde edilecek enerji miktarını artırmayı amaçlamaktadır (Erbaş ve Arat 2021). Erbaş ve Arat (2021) çalışmasında, temiz kömür teknolojilerinin özellikle çevrenin korunması ve iklim değişikliğiyle mücadelede önem taşıdığını ve yasal düzenlemelerin bu teknolojilerin kullanımını zorunlu hale getirdiğini ifade etmektedir. Bu bağlamda, oksi-yanma, temiz kömür yakma teknolojileri arasında öne çıkan bir yöntemdir. Oksi-yanma, kömürün oksijenle reaksiyona girdiği bir süreç olup, emisyonları azaltmayı ve enerji verimliliğini artırmayı hedeflemektedir.

Şekil 2.9'da oksi-yanma yönteminin şematik yapısı verilmektedir. Bu yöntemde, hava yerine oksijen kullanılarak yanma gerçekleştirilir. Oksijenle zenginleştirilmiş hava, saf oksijen ve yanma gazının reaktöre geri dönmesiyle yanma meydana gelir. Şekilde görüldüğü üzere, oksi-yanma, hava ayrıştırma ünitesinden elde edilen saf oksijenin yakma sisteminde (yakıcıda) yakıtla reaksiyona girmesiyle başlar. Bu süreçte, azotun sisteme girmemesi baca gazının büyük oranda CO₂ ve bir miktar su buharından oluşmasını sağlar. Kazanda gerçekleşen yanma işlemi sonucunda açığa çıkan baca gazı, geri dönüş hattı aracılığıyla tekrar kazana yönlendirilerek reaksiyonun sürdürülebilirliği artırılır. Bu geri dönüş, sistemdeki CO₂ oranını daha da zenginleştirirken, yanma verimliliğini maksimize eder. Son aşamada, baca gazı temizleme ünitesinde CO₂ gazı ayrıştırılır ve sıkıştırılarak karbon depolama süreçlerine hazır hale getirilir. Bu süreç, CO₂ gazının endüstriyel olarak değerlendirilmesine veya doğrudan yeraltı depolama sahalarına yönlendirilmesine olanak tanır. Oksi-yanma yöntemi, bu döngüsel süreçleri sayesinde hem enerji verimliliği sağlar hem de çevresel etkilerin azaltılmasına katkıda bulunur.



Şekil 2.9. Oksi-yanma yönteminin şematik yapısı (Coşkun 2020)

2.2.3. Yanma sonrası tutma (post-combustion capture)

Yanma Sonrası Tutma (PCC), fosil yakıtların yanması sonucu oluşan baca gazlarından CO₂'yi ayıran teknolojidir. Bu yöntem, altyapıyı kökten değiştirmeden mevcut enerji santrallerine ve endüstriyel tesislere uygulanabilmesi açısından büyük bir avantaja sahiptir. İşlem, fosil yakıtların yanması gerçekleştikten sonra gerçekleştiği için “yanma sonrası” olarak adlandırılmaktadır. Teknoloji, genellikle fiziksel ve kimyasal yöntemlerle CO₂'nin ayrılmasını içerir (Bui vd. 2018).

Fiziksel Tutma (Adsorpsiyon):

Fiziksel tutma, baca gazındaki CO₂'yi fiziksel kuvvetlerle katı yüzeylerde tutan bir tekniktir. Bu bağlamda kullanılan malzemeler arasında zeolitler, aktif karbon, Metal Organic Frameworks (MOF'lar) ve karbon nanotüpler bulunmaktadır. Zeolitler yüksek gözeneklilik ve kimyasal stabilite sağlayabilirken, MOF'lar ayarlanabilir yapıları ile farklı gazların ayrılmasında etkin bir şekilde kullanılabilir. Baca gazında CO₂ derişiminin yüksek olduğu durumlarda fiziksel adsorpsiyon oldukça etkilidir (Songolzadeh vd. 2014).

Kimyasal Tutma (Absorpsiyon/Soğurma):

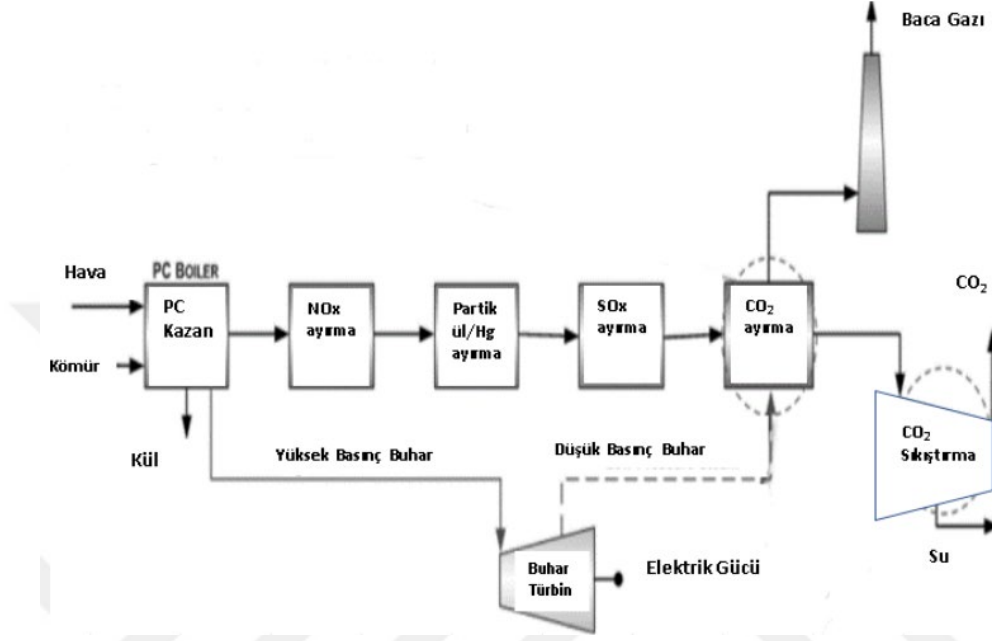
Kimyasal tutulum, CO₂'nin bir çözücü ile kimyasal reaksiyona girerek sıvı fazda tutulduğu bir süreçtir. Monoetanolamin (MEA), dietanolamin (DEA) ve metildietanolamin (MDEA) gibi amin bazlı çözücüler çoğu uygulamada yaygın olarak tercih edilmektedir. MEA, yüksek CO₂ tutma kapasitesi ve hızlı reaksiyon hızı nedeniyle sıkça tercih edilen bir çözücüdür. CO₂, çözücü içinde kimyasal bağlarla tutulduktan sonra, ısıtma yoluyla çözücünden ayrıştırılır ve saf CO₂ olarak geri kazanılır. Bu yöntem, düşük CO₂ konsantrasyonlarında bile etkili bir performans sergilemektedir (Bui vd. 2018).

Kullanılan Kimyasal Maddeler ve Malzemeler:

- **MEA (Monoetanolamin):** Kimyasal tutulumda en yaygın kullanılan çözücüdür. Yüksek reaksiyon hızı ve düşük maliyet avantajları sunar. Ancak, yüksek enerji tüketimi ve solventin bozunması gibi dezavantajları bulunmaktadır (Bui vd. 2018).
- **DEA (Dietanolamin):** MEA'ya kıyasla daha düşük enerji tüketimi avantajına sahiptir ve daha az bozunma gösterir. Bu özellikleri nedeniyle tercih edilen bir çözücüdür (Songolzadeh vd. 2014).
- **Piperazin:** Çözücü performansını artırmak amacıyla katkı maddesi olarak kullanılır. CO₂ tutma süreçlerinde çözücü karışımlarına eklenerek verimliliği artırır (Bui vd. 2018).

Yanma sonrası karbon tutma teknolojisi, mevcut enerji santralleri ve endüstriyel tesislere önemli yapısal değişiklikler yapılmadan geniş bir şekilde uygulanabilir. Bu nedenle, enerji üretim süreçlerine çok az kesintiyle entegre edilme potansiyeline sahiptir. Hem fiziksel hem de kimyasal yöntemlerin uygulanabilirliği, bu teknolojinin çeşitli süreçlere kolayca uyarlanabilmesini sağlar (Songolzadeh vd. 2014).

Şekil 2.10, fosil yakıtların yanması sonucu oluşan CO₂'nin atmosfere ulaşmadan önce ayrıştırılması ve depolanmasını sağlayan yanma sonrası karbon tutma yöntemini göstermektedir. Şematik yapıda gösterilen adımlar, enerji santralleri ve endüstriyel tesislerden çıkan baca gazlarındaki CO₂'yi etkili bir şekilde tutmayı hedeflemektedir. Hem fiziksel hem de kimyasal tutma süreçleri, çevresel sürdürülebilirlik hedeflerine ulaşılmasında önemli araçlar olarak kullanılmaktadır (Bui vd. 2018).



Şekil 2.10. Yanma sonrası tutma yönteminin şematik yapısı (Coşkun 2020)

Baca gazından CO₂ gazının ayrıştırılması için baca gazının sıcaklığının düşürülmesi gerekmektedir. Temel olarak baca gazının soğutulması, baca gazının arıtmaya uygun hale getirilmesi için yapılır. Soğutulduktan sonra, baca gazı yıkayıcıdan geçirilir. Bu aşamada, gazın içindeki partiküller ve diğer kirleticiler azalır. Temizlenen baca gazı daha sonra absorpsiyon ünitesine (Soğurucuya) doğru yönlendirilir. Bu ünite CO₂ gazı, bir çözücü (solvent) kullanılarak baca gazından ayrıştırılır. Çözücü CO₂'yi seçici olarak emer ve gaz karışımından ayırır.

Solvent yüklü gaz karışımı bir sıyırıcıya veya solvent ayırma ünitesine aktarılır. CO₂ bu ünite ısıtılarak çözücünden ayrılır. Böylece saf CO₂ elde edilir ve çözücü yeniden kullanım için hazırlanır. Saf CO₂, taşıma ve depolamaya uygun hale getirmek için bir kondansatör yardımıyla sıvılaştırılır veya sıkıştırılır. Sonunda gaz, diğer tüm gazları veya sıvı kalıntıları tamamen gidermek için bir "knock-out drum" (sıvı-gaz ayırıcı) içinden geçirilir. Bundan sonra, CO₂ depolama veya nakliye için hazır hale gelmiş olur.

Sistemin önemli bir özelliği solvent geri dönüşümüdür. Sıyırıcı ünitesinden geçtikten sonra, solvent bir geri kazanım ünitesinde işlenir ve kullanım için geri dönüştürülür. Bu, maliyetleri en aza indirerek ve çevre dostu bir seçenek sunarak solvent kullanımını daha da optimize etmektedir.

2.2.4. Ca-Döngüsü (Ca-Looping) teknolojisi

Karbon tutma ve depolama teknolojileri arasında önemli bir yer tutan Ca-döngüsü teknolojisi, kalsiyum oksit (CaO) ve kalsiyum karbonat (CaCO₃) arasındaki kimyasal dönüşümlerden yararlanır. Bu teknoloji, iki ana aşamadan oluşur: karbonasyon ve kalsinasyon.

CO₂ içeren baca gazı, içinde CaO parçacıkları olan ve 650°C'ye yakın sıcaklıklarda işletilen karbonatöre adı verilen reaktöre beslenir (Criado vd. 2017). Karbonasyon aşamasında, CaO ve CO₂ tepkimeye girerek CaCO₃ oluşturur. Bu ekzotermik tepkime, genellikle 600-700°C arasında gerçekleşir ve Eşitlik (2.1)'de gösterildiği şekilde ifade edilir:



Bu aşamada CaO, CO₂ gazını baca gazından etkili bir şekilde ayırır. böylece CO₂ emisyonlarının atmosfere salınması önlenir. Oluşan CaCO₃ kalsinatöre aktarılır. Kalsinatör, kalsinasyon tepkimesinin gerçekleştiği reaktördür. Kalsinasyon aşamasında, CaCO₃ yaklaşık 800-850°C sıcaklıklarda ısıtılarak CaO ve CO₂ gazına ayrıştırılır (Eşitlik (2.2)).



Bu tepkime endotermiktir ve yüksek sıcaklık gerektirir. Kalsinasyon sonucunda oluşan CO₂, daha sonra depolanmak veya başka işlemlerde kullanılmak üzere depolanır. CaO ise döngüsel olarak tekrar karbonatöre beslenir. Kalsinatörde CaCO₃'ün parçalanması için ısı gerekir; bu ısı genellikle kömür gibi ek bir yakıtın yanmasıyla sağlanır. Kalsinatördeki yanma işleminin azot içermemesi için saf oksijen kullanılması tercih edilebilir, bu da bir kriyojenik hava ayırma ünitesi (ASU: Air Separation Unit) ihtiyacı doğurabilir. CO₂ tutma oranı Ca-döngüsü ile %90 seviyesine ulaşabilir.

Ca-döngüsü teknolojisinin birçok avantajı bulunmaktadır. Yüksek CO₂ tutma verimliliği, ekonomik sorbent kullanımı ve geniş uygulama alanları, bu teknolojinin başlıca avantajlarıdır. Ca-döngüsü entegrasyonunun en önemli avantajı, kimyasal solvent (MEA gibi) kullanımına kıyasla daha düşük enerji gereksinimi ve sorbent maliyetidir – kullanılan kireçtaşı ucuzdur ve süreçteki ısı geri kazanımlarıyla net verim kaybı minimize edilebilir (Castilla vd. 2021). Ancak, enerji gereksinimleri ve malzeme dayanıklılığı gibi zorlukların üstesinden gelinmesi gerekmektedir. Ca-döngüsü teknolojisinin geliştirilmesi ve uygulanması, karbon emisyonlarının azaltılması ve sürdürülebilir enerji üretimi konularında önemli katkılar sağlayacaktır.

2.3. Oksi-dolaşımli akışkan yatak teknolojisi

Oksi-dolaşımli akışkan yatak teknolojisi, geleneksel DAY sistemlerinin oksijence zenginleştirilmiş bir atmosferde işletilmesi ile karakterize edilen, enerji üretimi ve endüstriyel süreçlerde verimliliği ve çevresel performansı artırmayı amaçlayan ileri bir teknolojidir. Bu teknoloji, fosil yakıtların veya biyokütlenin oksijen ile zenginleştirilmiş hava kullanılarak yakılmasını içerir ve bu süreçte CO₂ emisyonlarının azaltılması hedeflenir. Bu teknoloji, aşağıdaki temel bileşenleri içermektedir:

- Oksijen Üretimi: Yanma için gereken oksijen, genellikle kriyojenik distilasyon veya membran ayırma teknolojileri ile elde edilir.
- Yanma Reaktörü: DAY reaktöründe, yakıt ve oksijen karışımı süspansiyon haline getirilmiş katı partiküllerle temas ederek yanar. Bu reaktörlerdeki yüksek sıcaklık ve homojen karışım, yanma verimliliğini artırır.
- CO₂ Tutma: Yanma sonucu oluşan baca gazı, büyük oranda CO₂ ve su buharından oluşur. Su buharının yoğunlaştırılarak baca gazından uzaklaştırılmasıyla CO₂ bakımından oldukça zengin (hacimce %90'ın üzerinde) bir baca gazı elde edilir. CO₂ bakımından oldukça zengin olan baca gazı, depolama veya yeniden kullanım için kullanılır.

2.3.1. Oksi-DAY Teknolojisinin oksi-kömür (Oksi-PC) sistemlerine göre avantajları

Oksi-DAY teknolojisi, Oksi-PC sistemlerine kıyasla çeşitli avantajlar sunmaktadır. Bu avantajlar, verimlilik, çevresel performans, yakıt esnekliği ve işletme maliyetleri gibi faktörleri kapsamaktadır.

1. Verimlilik ve Isı Transferi: Oksi-DAY sistemleri, akışkan yatak içindeki yoğun türbülans ve yanma odasının katı parçacıklara dolu olması nedeniyle, ısıtma yüzeylerine olan ısı transferi, diğer yakma sistemlerine kıyasla belirgin şekilde daha yüksektir. Bundan dolayı yanma odasının ve ısıtma yüzeyinin boyutları azalır ve ilgili yatırım maliyetleri de düşer. (Erbaş 2007).

2. Düşük Emisyonlar: Oksi-DAY teknolojisi, yanmanın düşük sıcaklıkta ve oksijen zengin bir ortamda gerçekleşmesi nedeniyle daha düşük NO_x emisyonları üretir. Bunun aksine, Oksi-PC sistemlerinde yüksek sıcaklıklar ve yanma bölgelerindeki oksijen konsantrasyonları nedeniyle daha yüksek NO_x oluşumu gözlenir (Sher vd. 2018).

3. Yakıt Esnekliği: Oksi-DAY sistemleri, kömür, biyokütle ve atıklar gibi çeşitli yakıtları işleyebilir. Akışkan yatak teknolojisinin bu esnekliği, özellikle biyokütle ve düşük kaliteli kömürlerin yakılmasında avantaj sağlar. Oksi-PC sistemleri ise genellikle yüksek kaliteli kömürle daha verimli çalışır ve düşük kaliteli yakıtlarda performans kaybı yaşayabilir (Sher vd. 2018).

4. Karbon Tutma ve Depolama: Oksi-DAY teknolojisi, yanma sonrası oluşan baca gazının büyük oranda CO₂ içermesi nedeniyle karbon tutma ve depolama süreçlerinde avantajlıdır. Akışkan yatak teknolojisi, baca gazındaki CO₂ gazının daha etkin bir şekilde ayrıştırılmasını sağlar. Oksi-PC sistemlerinde, CO₂ gazının ayrıştırılması genellikle daha karmaşık ve maliyetlidir. Oksi-PC sistemlerinde CO₂ gazının ayrıştırılmasının daha karmaşık ve maliyetli olmasının temel nedeni, sürecin saf oksijen gerektirmesidir. Saf oksijen üretimi için kriyojenik hava ayrıştırma gibi enerji yoğun ve pahalı teknolojiler kullanılmaktadır. Ayrıca, yanma sonrası baca gazı büyük ölçüde CO₂ içerse de, az miktarda yan ürünlerin (NO_x, SO_x ve su buharı gibi) ayrıştırılması gerekmektedir, bu da süreci daha karmaşık hale getirir. Yüksek sıcaklık ve basınç koşullarıyla birlikte karbon tutma sistemlerinin mevcut yanma sistemine entegrasyonu hem teknik zorluklar yaratır hem de maliyetleri artırır (Boot-Handford vd. 2014).

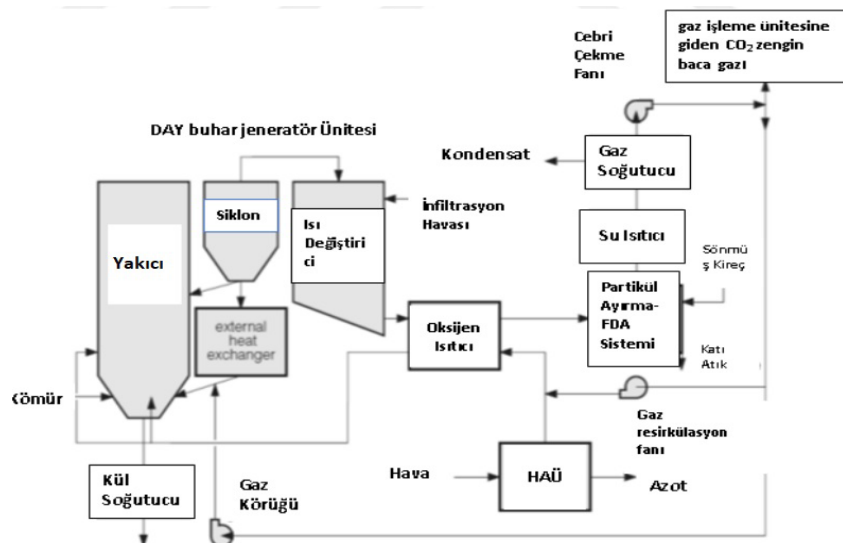
5. İşletme ve Bakım Kolaylığı: Oksi-DAY reaktörleri, partikül dolaşımı ve sıcaklık kontrolü açısından daha esnek ve yönetimi daha kolay sistemlerdir. Akışkan yatak teknolojisi, sıcaklık ve yanma sürecinin daha iyi kontrol edilmesine olanak tanır, bu da işletme ve bakım süreçlerinde avantaj sağlar. Oksi-PC sistemlerinde, yüksek sıcaklık ve basınç koşulları nedeniyle daha karmaşık ve maliyetli bakım gereksinimleri ortaya çıkabilir (Sher vd. 2018).

Oksi-DAY Teknolojisi, Oksi-PC sistemlerine göre sunduğu yüksek verimlilik, düşük emisyonlar, yakıt esnekliği ve daha kolay işletme ve bakım avantajları ile öne çıkmaktadır. Bu teknolojinin gelişimi ve yaygın kullanımı, sürdürülebilir enerji üretimi ve çevresel koruma hedeflerine ulaşmada önemli bir rol oynamaktadır. Verimliliğin artırılması, emisyonların azaltılması ve karbon tutma süreçlerinin optimize edilmesi üzerine yapılan araştırmalar, bu teknolojinin daha geniş çapta benimsenmesini teşvik etmektedir. Endüstride, özellikle çevresel regülasyonların sıkı olduğu bölgelerde, oksi-DAY teknolojisinin uygulanması giderek daha cazip hale gelmektedir.

Sonuç olarak, oksi-DAY teknolojisi, sunduğu çevresel faydalar ve operasyonel kolaylıklar sayesinde sürdürülebilir enerji üretimi için önemli bir potansiyele sahiptir. Bu avantajlar, gelecekteki enerji stratejilerinin oluşturulmasında dikkate alınmalıdır.

2.3.2. Oksi-DAY sistemi bileşenleri

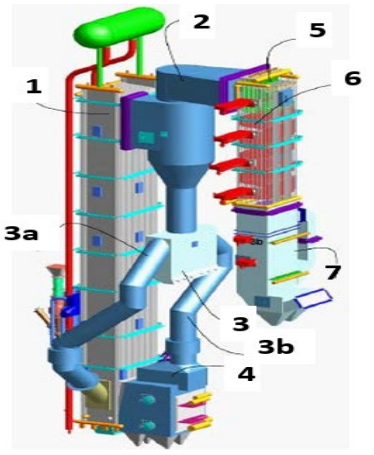
Oksi-DAY sistemleri, enerji üretiminde kullanılan ve CO₂ emisyonlarını azaltmak amacıyla tasarlanmış yenilikçi bir yakma sistemidir. Bu sistem, geleneksel akışkan yataklı sistemlere benzer şekilde çalışır ve DAY teknolojisinin tüm avantajlarına sahiptir. DAY teknolojisinden farkı, yanmanın saf oksijen veya oksijen bakımından zenginleştirilmiş hava ile yapılıyor olmasıdır. Yanma oksijenle gerçekleştirildiği için reaktör içinde yüksek sıcaklıklar oluşabilir. Bunu engellemek için reaktöre baca gazının bir kısmı geri döndürülür. Sisteme hava girişi olmadığından dolayı, baca gazından N₂ gazı da bulunmamaktadır. Bu nedenle, reaktöre verilen gaz karışımı başlıca O₂ ve CO₂ gazlarından oluşmaktadır. Bu durum, baca gazının yüksek oranda CO₂ içermesini sağlar. Şekil 2.11’de oksi-DAY sistemi gösterilmektedir.



Şekil 2.11. Oksi-DAY sistemi (Zhu 2013)

Oksi-DAY sistemleri, fosil yakıtların yanması sonucu oluşan karbon emisyonlarını önemli ölçüde azaltma potansiyeline sahip olup, enerji üretiminde sürdürülebilir ve çevre dostu bir alternatif sunmaktadır, net sıfır karbon emisyonu hedeflerine ulaşmak için etkili bir çözüm sağlar.

İspanya’da yer alan CIUDEN teknoloji merkezinde CO₂ tutma ve taşıma sistemleri üzerine yapılan çalışmalar, oksi-DAY teknolojisinin pratikteki uygulamalarını gözler önüne sermektedir (Hotta vd. 2012). Bu merkezde kurulmuş olan 30 MW_{th} kapasiteli tesisin ana özellikleri ve bileşenleri **Şekil 2.12**’de görülmektedir.



- (1) yanma odası/reaktör
- (2) siklon
- (3) kül sızdırmazlık elemanı
- (3a) yanma odasına giden kül kanalı
- (3b) soğutucuya giden kül kanalı
- (4) soğutucu
- (5) ısı geri kazanım bölgesi
- (6) buhar soğutmalı duvarlar
- (7) ekonomizer

Şekil 2.12. Oksi-DAY teknolojisinin ana özellikleri ve bileşenleri (Otero vd. 2015)

Sistem aşağıdaki bileşenlerden oluşmaktadır:

1. Yanma Odası/Reaktör:

Oksi-DAY reaktörü, yakıtın oksijenle zenginleştirilmiş hava ile karışarak yüksek verimlilikle yanmasını sağlar. Akışkan yatak teknolojisi sayesinde katı partiküller süspansiyon halinde tutulur ve homojen bir sıcaklık dağılımı sağlanır. Bu özellik, yüksek ısı transfer oranlarıyla birleşerek yanma verimliliğini artırır.

2. Siklon

Siklon, yanma sırasında oluşan kül ve partikülleri gaz akışından ayırır. Bu partiküller, sistemin verimliliğini artırmak için tekrar yanma odasına geri döner. Böylece hem tam yanma sağlanır hem de sistemdeki katıların kontrolsüz şekilde dışarıya kaçışı engellenir.

3. Kül Sızdırmazlık Elemanı (Loop-Seal)

Gaz ve katı akışını düzenleyen bu bileşen, kül ve katı partiküllerin kontrolünü sağlar. Aynı zamanda, sistemdeki basınç dengesini koruyarak yanma odasına geri

besleme yapar. Bu eleman, özellikle katı partiküllerin verimli şekilde dolaştırılmasını garanti eder.

3a-3b. Kül Kanalları

Yanma odasında oluşan ve siklonda tutulan uçucu küller yanma odasına giden kül kanalı vasıtasıyla yanma odasına tekrar geri beslenir. Külün güvenli bir şekilde işlenmesi için soğutucu kül kanalı kullanılır. Bu kanal, külün sıcaklığını düşürerek sonraki işlemlere uygun hale getirir ve sistemin güvenliğini artırır.

4. Soğutucu

Soğutucu, yanma sırasında oluşan sıcak gazların sıcaklığını kontrol altına almak için kullanılır. Bu bileşen, gazın sıcaklığını düşürerek hem sistemin diğer bileşenlerini aşırı ısınmaya karşı korur hem de sonraki süreçler için uygun koşullar yaratır. Soğutucu, enerji geri kazanımına katkı sağlar ve sistemin genel verimliliğini artırır. Özellikle oksidasyon sistemlerinde, sıcaklık kontrolü hem sistemin uzun ömürlülüğü hem de güvenliği açısından kritik bir öneme sahiptir.

5. Isı Geri Kazanım Bölgesi

Yanma sırasında üretilen atık ısıyı geri kazanarak enerji verimliliğini artırır. Geri kazanılan ısı, buhar üretimi veya enerji dönüşümü için kullanılabilir. Bu, sistemin toplam enerji tasarrufunu artıran önemli bir adımdır.

6. Buhar Soğutmalı Duvarlar

Buhar soğutmalı duvarlar, oksidasyon sisteminin yanma odasında oluşan yüksek sıcaklıklarla başa çıkmak için tasarlanmış kritik bir bileşendir. Bu duvarlar, reaktörün iç yüzeyinde yer alır ve içlerinden geçen buhar yardımıyla sıcaklığı kontrol altında tutar. Yüksek sıcaklıklara dayanıklı yapıları sayesinde yanma odasının aşırı ısınmasını engeller ve sistemin güvenli bir şekilde çalışmasını sağlar. Ayrıca bu duvarlar, yanma sırasında açığa çıkan ısıнын bir kısmını buharın ısıtılmasında kullanarak enerji geri kazanımına katkıda bulunur ve sistemin genel verimliliğini artırır.

7. Ekonomizer

Baca gazlarından kalan atık enerjiyi geri kazanarak suyun ön ısıtılmasını sağlar. Ekonomizer, kazanın enerji verimliliğini artırırken enerji kayıplarını minimize eder ve sistemin sürdürülebilirliğine katkıda bulunur.

Bu bileşenler, oksidasyon sistemlerinin etkin bir şekilde çalışmasını sağlar ve karbon emisyonlarını minimize ederek çevre dostu enerji üretimi hedeflerine katkıda bulunur. Sürecin verimliliği ve çevresel faydaları, enerji sektöründe sürdürülebilirlik açısından önemli bir adım olarak değerlendirilmektedir.

3. MATERYAL VE METOT

Bu çalışmada Çan Termik Santrali için üç farklı işletim/yatırım senaryosu ele alınmıştır. Çan Termik Santrali, yüksek kükürtlü Çan linyitini dolaşımli akışkan yataklı kazanlarda kullanan ve toplam kurulu gücü yaklaşık 2×160 MW olan bir tesistir (Arabacı 2019). Santral, Türkiye'nin Batı Marmara Bölgesi'nde, Çanakkale ilinde yer almaktadır (Şekil 3.1).



Şekil 3.1. Çan Termik Santrali (EÜAŞ 2025)

Her bir senaryo aşağıda tanımlanmıştır.

Baz Senaryo (Mevcut Durum – DAY): Santral geleneksel hava ile yanma koşullarında çalışmaktadır. Yakıt olarak kullanılan Çan linyitinin kimyasal özelliklerine bağlı olarak, DAY kazan teknolojisi kükürt tutma için kireçtaşı beslemesi ve düşük emisyonlu yanma imkânı sağlamaktadır. Bu senaryoda karbon tutma sistemi bulunmamaktadır; dolayısıyla çıkan baca gazı, SO_2 arıtımı sonrası atmosfere atılır. Çan termik santralinde reaktöre kireçtaşı 850°C sıcaklıklarda SO_2 tutmak için beslenir. Bu sıcaklık kalsinasyonun en iyi olduğu sıcaklık değeridir. Reaktöre kireçtaşı (CaCO_3) beslendiğinde kireçtaşı bünyesindeki CO_2 açığa çıkar ve geriye CaO kalır. CaO 'nun 850°C sıcaklıklarda SO_2 tutma verimi yüksektir fakat bu sıcaklıklarda CaO , CO_2 ile tepkime vermez. Bu nedenle SO_2 tutmak amacıyla reaktöre beslenen kireçtaşı eş zamanlı olarak CO_2 tutma fonksiyonu göstermemektedir. Baca gazındaki CO_2 'nin CaO ile tutulabilmesi (reaksiyona girebilmesi) için en uygun sıcaklık aralığı $650\text{--}700^\circ\text{C}$ 'dir. Baz senaryo referans durum olup diğer senaryolara kıyasla yakıt tüketimi ve işletme maliyetleri en düşük, ancak CO_2 emisyonları en yüksek durumdur. Mevcut santralin net elektrik veriminin yaklaşık %42 olduğu varsayılmaktadır (DAY teknolojisi ve linyit yakıt için tipik değer) (Kamacı vd. 2013). Bu durumda baz senaryoda CO_2 emisyon yoğunluğu yaklaşık $1,3\text{--}1,4$ ton CO_2/MWh olarak hesaplanabilir (linyitin alt ısı değerine ve karbon içeriğine bağlı olarak). Aşağıdaki Çizelge 3.1 Çan Termik Santrali'nde %42 verimle

çalışan sistemde 1 MWh elektrik üretimi başına oluşan CO₂ emisyon miktarını göstermektedir. Hesaplamalarda Çan linyitinin 10,9 MJ/kg (2600 kcal/kg) alt ısı değeri ve %39 karbon içeriği dikkate alınmıştır (İlgar 2018; Seçer ve Arslanoğlu 2019).

Çizelge 3.1. Hesaplama parametreleri

Hesaplama Adımı	Değer	Formül
Kömürün Alt Isıl Değeri (LHV)	9,1 MJ/kg	Sabit
Kömürdeki Karbon Oranı	%39	Sabit
1 kg Kömürden Çıkan CO ₂	1,43 kg CO ₂ (12+32)	=0,39 x (44/12)
1 MWh Elektrik İçin Gerekli Enerji	3600 MJ	1 MWh = 3600 MJ
Santral Verimi	%42	Sabit
1 MWh İçin Gerekli Kömür	943 kg	=3600 / (9,1 x 0,42)
Toplam CO ₂ Emisyonu	1.348 kg CO ₂	=943 x 1,43
Emisyon Yoğunluğu	1,348 ton CO ₂ /MWh	≈ 1.4 ton CO ₂

Hesaplama Formülizasyonu:

Aşama 1: 1 Mwh elektrik için gerekli enerji miktarı (Eşitlik (3.1)):

$$E_{\text{gerekli}} = \frac{3.6 \times 10^9}{\eta} = \frac{3.6 \times 10^9}{0.42} = 8.571 \times 10^9 \text{ J} \quad (3.1)$$

Aşama 2: Gerekli Kömür miktarı (Eşitlik (3.2)):

$$m_{\text{kömür}} = \frac{E_{\text{gerekli}}}{\text{LHV} \times 10^6} = \frac{8.571 \times 10^9}{9.1 \times 10^6} \cong 943 \text{ kg} \quad (3.2)$$

Aşama 3: Kömürdeki Karbon miktarı (Eşitlik (3.3)):

$$m_c = m_{\text{kömür}} \times 0.39 = 943 \times 0.39 = 346,8 \text{ kg} \quad (3.3)$$

Aşama 4: CO₂ emisyonu (Eşitlik (3.4)):

$$m_{\text{CO}_2} = m_c \times \frac{44}{12} \cong 1400 \text{ kg CO}_2/\text{Mwh} \quad (3.4)$$

Alternatif Senaryo-1 (Oksi-Yanma): Bu senaryoda santral, hava yerine saf oksijen kullanarak yakıt yakacak şekilde yeniden tasarlanmaktadır. Oksi-yanma sisteminde bir ASU aracılığıyla yüksek saflıkta O₂ üretilir ve kazana beslenir; yanma sonucu oluşan CO₂ ve su buharından oluşan gaz karışımı içinden CO₂ yoğunlaştırma ve arıtma adımlarıyla ayrıştırılır. Kazanda/yanma odasında sıcaklığı kontrol etmek ve kütle debisini sağlamak için CO₂ bakımından zengin olan baca gazının bir kısmı yeniden yanma odasına verilir. Bu sayede, çıkan baca gazı neredeyse saf CO₂ içerecek şekilde elde edilip sıkıştırılarak depolanabilir.

Oksi-yanma senaryosunda teorik olarak CO₂ tutma oranı %90–100 düzeyine ulaşabilir. Ancak, kriyojenik O₂ üretimi ve CO₂ sıkıştırma üniteleri ciddi bir enerji tüketimi ve verim kaybı yaratmaktadır. Bu senaryoda santral net veriminde yaklaşık %7–10'luk bir düşüş öngörülmektedir (örneğin %33'ten ~%25'e). Oksi-yanma sistemi entegrasyonu ayrıca yüksek bir sermaye maliyeti gerektirir; literatürde oksijenle yakma için yatırımların referans santrale kıyasla %40–50 daha yüksek olabileceği belirtilmiştir (Yuan vd. 2024).

Bu sebeple Oksi-yanma senaryosunun ekonomik performansı, ancak CO₂ emisyonlarına bir maliyet getirilmesi veya karbon kredisi sağlanması durumunda değerlendirilebilir.

Alternatif Senaryo-2 (Ca-Döngüsü): Bu senaryoda mevcut DAY kazanına entegre bir Ca-döngüsü prosesi uygulanmaktadır. Ca-döngüsü teknolojisi, yüksek sıcaklıkta Ca bazlı katı bir sorbent (örn. kireçtaşı, CaO) kullanarak CO₂'nin tutulmasına dayanır.

Literatürde Ca-döngüsü entegrasyonunun termik santral verimini yaklaşık %5–8 düşürdüğü bildirilmektedir, bu değer amin çözücülerle tutmada görülen %7–13 kayıptan düşüktür (Castilla vd. 2021). Bu senaryoda Çan santralinin net veriminin ~%25–28 aralığında olacağı öngörülmektedir. Ca-döngüsü sistemi ayrıca önemli ölçüde ek ekipman (karbonatör ve kalsinatör reaktörleri, katı madde geri dolaşım sistemleri, vb.) gerektirdiğinden sermaye maliyeti yüksektir; ancak bu teknolojinin karbon tutma maliyetlerini düşürme de potansiyel avantajlar sağladığı pek çok çalışma tarafından ortaya konmuştur (Castilla vd. 2021).

3.1. Varsayımlar ve hesaplama yöntemleri

Her bir senaryo için teknik ve ekonomik analiz, güvenilir literatür verilerine ve gerektiğinde Çan Termik Santrali'ne ait açık kaynaklı bilgilere dayandırılmıştır. Analizde kullanılan başlıca varsayım ve parametreler şunlardır:

3.1.1. Santral ve yakıt verileri

Çan Termik Santrali'nin kurulu gücü 2×160 MWe olarak alınmıştır (Arabacı 2019). Mevcut DAY kazan-türbin sisteminin tasarım net verimi ~%42 olarak alınmıştır (Kamacı vd. 2013). Yakıt olarak kullanılan Çan linyitinin alt ısı değeri 2500-3000 kcal/kg, karbon içeriği ve yanma verimi göz önüne alındığında baz senaryo için CO₂ emisyon faktörü ~1,4 ton CO₂/MWh olarak hesaplanmıştır (Arceivala 2014). Linyit yakıt maliyeti, yerli kömür için devlet teşvikleri de göz önüne alınarak 1,5 \$/GJ (yaklaşık 15–20 \$/ton) seviyesinde varsayılmıştır (OECD 2020). Bu düşük yakıt maliyeti, linyit santrallerinin işletme maliyetlerinin görece düşük olmasını sağlamaktadır.

3.1.2. Sermaye maliyetleri

Yeni bir 160 MW'lık DAY ünitesinin özgül yatırım maliyeti ~1800 \$/kWe olarak tahmin edilmiştir (Portillo vd. 2022). Oksi-yanma sistemine geçiş için gerekli ek yatırımlar (ASU, CO₂ arıtma/sıkıştırma, devreye alma modifikasyonları) bu maliyeti önemli ölçüde artırmaktadır – literatürde oksi-yanma entegrasyonunun yatırım maliyetini

yaklaşık %40–50 yükselttiği belirtilmiştir (Portillo vd. 2022). Dolayısıyla oksijen-yanma senaryosu için özgül yatırım maliyeti ~2500–3000 \$/kW olarak alınmıştır. Ca-döngüsü entegrasyonu için sermaye maliyeti hesabında, reaktörler ve katı madde işleme ekipmanları eklenmiştir. Ca-döngüsü teknolojisi henüz ticari olmasa da yapılan çalışmalar, toplam yatırım maliyetinin solventli tutmaya göre daha düşük olabileceğini belirtmektedir (Castilla vd. 2021). Bu analizde Ca-döngüsü senaryosu için özgül yatırım maliyeti ~2500 \$/kW seviyesinde varsayılmıştır (Obi vd. 2025).

3.1.3. İşletme (O&M) maliyetleri

Baz senaryoda yıllık işletme-bakım maliyeti, yatırımın %4'ü olarak (~15 \$/kW-yıl) alınmıştır (Anonymous 1). Yakıt maliyeti, yukarıda belirtilen birim yakıt fiyatı ve yıllık tam yük eşdeğeri çalışma saati (~7000 saat/yıl) üzerinden hesaplanmıştır. Yakıt ısı değeri ve verim kullanılarak baz senaryo için yakıt tüketimi ~1,4 ton/MWh olarak bulunmuştur; buna göre 1 ton yakıt maliyeti yaklaşık 20 \$/MWh civarındadır (Germeshausen ve Wölfig 2020). Oksijen-yanma senaryosunda, ASU ve CO₂ kompresörü gibi yardımcı güç ihtiyaçları nedeniyle net çıkış azalacağından, aynı elektrik üretimi için daha fazla yakıt yakılacaktır (yaklaşık %20–25 fazla). Bu nedenle oksijen-yanma senaryosunda yakıt maliyetinin ~25 \$/MWh seviyesine çıktığı öngörülmüştür. Ayrıca saf oksijen üretimi için önemli elektrik tüketimi vardır (ASU gücü, santral çıkışının 15–20%'si) (Maddahi ve Hossainpour 2019). Ca-döngüsü senaryosunda da kalsinatörde ek yakıt tüketimi olacağından yakıt maliyeti bir miktar artar (%10–15). Ca-döngüsü için yakıt maliyeti ~22 \$/MWh olarak tahmin edilmiştir (Mantripragada ve Rubin 2014). İşletme maliyetleri oksijen-yanma ve Ca-döngüsü senaryolarında ek sistemlerin bakım ihtiyaçları nedeniyle yükselmiştir.

3.1.4. Finansal parametreler

Seçilen ekonomik analiz süresi 20 yıl olup (mevcut santralin kalan ömrüne dayalı), gerçek iskonto oranı %8 olarak kullanılmıştır. Net Bugünkü Değer (NBD) (NPV: Net Present Value) hesaplarında tüm nakit akışları 2025 yılı başlangıç değeri cinsinden indirgenmiştir. Elektrik satış fiyatı sabit tutulmuş ve her üç senaryoda üretilen elektriğin 60 \$/MWh düzeyinde gelir getirdiği varsayılmıştır (piyasa fiyatı varsayımı). Karbon fiyatı/kredisi önemli bir parametredir: Karbon tutma yatırımlarının ekonomik getirisini değerlendirmek için ton başına 30 \$'lık bir karbon ücreti değeri kullanılmıştır (Tilak 2017). Bu, tutulan veya salınmayan her bir ton CO₂ için 30 \$ kazanç (veya vergi kaçınımı) olduğunu temsil etmektedir, günümüz küresel karbon piyasaları için makul bir varsayımdır (örneğin Avrupa ETS karbon fiyatları 2020'lerin ortasında 30–50 \$/ton aralığında seyretilmiştir). Analizde CO₂'nin taşınması ve depolanması ile ilgili maliyetler kapsam dışı bırakılmış, sadece tutumatesisinin tekno-ekonomik performansı değerlendirilmiştir.

3.1.5. Performans göstergeleri

Oksijen-yanma ve Ca-döngüsü senaryolarında CO₂ tutma oranı %90 olarak alınmış; yani baz senaryoya kıyasla emisyonların %90'ının tutulduğu kabul edilmiştir (Fennel ve Anthony 2015). Tutulan CO₂ miktarı, baz senaryonun emisyon faktörüne göre hesaplanmıştır. Oksijen-yanma senaryosunda, yanma kaynaklı neredeyse tüm CO₂ saf akımda elde edilse de enerji cezası nedeniyle net üretim düştüğü için “sakınılan CO₂”

hesabında küçük bir fark oluşabilir. Ca-döngüsü senaryosunda kalsinatördeki ek yakıtın yanması sonucu az bir miktar ekstra CO₂ emisyonu olabilir; ancak bu analizde basitlik adına Ca-döngüsü tutmaoranı da %90 net kabul edilmiştir (Romano ve Spinelli 2011).

Yukarıdaki varsayımlar kullanılarak her bir senaryo için belirlenen tekno-ekonomik performans göstergeleri şunlardır:

3.1.5.1. Elektrik üretim maliyeti (USD/MWh)

Santralin ürettiği elektriğin birim maliyetidir. Bu değer, yıllık işletme giderlerinin (yakıt + O&M, gerektiğinde yıllık olarak sermaye geri ödemesi dahil) net üretim miktarına bölünmesiyle elde edilir. Her bir senaryo için ayrı hesaplanmıştır. Bu çalışma bağlamında elektrik üretim maliyeti, indirgenmiş nakit akışlarına göre değil, doğrudan yıllık maliyetlere göre hesaplanan bir ortalama değer olarak sunulmaktadır (indirgenmiş değeri için LCOE metriğine bakınız).

3.1.5.2. İndirgenmiş elektrik maliyeti (Levelized Cost of Electricity, LCOE, USD/MWh)

Bir enerji santralinin yaşam döngüsü maliyetlerinin (yatırım, işletme, yakıt vs.) bugünkü değer toplamının, üretilen elektriğin bugünkü değer toplamına oranı olarak tanımlanır. LCOE hesaplamasında %8 iskonto oranı ve 20 yıl ömür dikkate alınmıştır. Basitçe, tüm maliyetleri ömür boyu sabit bir birim enerji maliyetine eşitleyen değerdir. Her senaryo için LCOE değeri hesaplanarak karşılaştırma yapılmıştır.

3.1.5.3. CO₂ tutma maliyeti (USD/ton CO₂)

CO₂ tutma sistemine özgü bir performans göstergesidir. Tutma ünitesinin yıllık ek maliyetlerinin (örneğin baz senaryoya kıyasla oluşan ilave sermaye ve işletme giderleri) tutulan CO₂ miktarına bölünmesi ile elde edilir. Formül olarak Eşitlik (3.5)'de gösterildiği gibi ifade edilebilir.

$$\text{CO}_2 \text{ tutma maliyeti} = \frac{\text{Tutmalı senaryo yıllık toplam maliyeti} - \text{Baz senaryo yıllık maliyeti}}{\text{Yıllık tutulan CO}_2 \text{ tutma maliyeti}} \quad (3.5)$$

Bu değer, tutulan bir ton CO₂ başına ne kadar harcama yapıldığını gösterir (Rubin vd. 2015).

3.1.5.4. CO₂ sakınma maliyeti (USD/ton CO₂):

Bu gösterge ise tutma teknolojisinin baz senaryoya kıyasla önlediği/azalttığı CO₂ emisyonu başına maliyetini ifade eder. Formül olarak Eşitlik (3.6)'da gösterildiği gibi ifade edilebilir.

$$\text{CO}_2 \text{ sakınma maliyeti} = \frac{\text{Tutmalı senaryo yıllık toplam maliyeti} - \text{Baz senaryo yıllık maliyeti}}{\text{Baz senaryo CO}_2 \text{ emisyonu} - \text{tutmalı senaryo CO}_2 \text{ emisyonu}} \quad (3.6)$$

Sakınılan CO₂, tutulan CO₂'nin enerji verim düşüşü nedeniyle net azaltıma denk gelen kısımdır. Genellikle sakınma maliyeti, tutma maliyetinden biraz daha yüksek çıkar. Çünkü tutma sırasında santral verimi düşer ve baz senaryoya göre üretilen her MWh için hala bir miktar CO₂ emisyonu olabilir. Bu çalışma kapsamında her iki değer de

hesaplanması, literatürdeki değerlerle karşılaştırma yapmaya imkan tanımıştır (Rubin vd. 2015).

3.1.6. Geri ödeme süresi (yıl):

Yatırımın kendini amorti etme süresidir. Tutma sistemi gerektiren senaryolarda, ilave yatırımların ne kadar sürede geri kazanılacağını göstermek için kullanılmıştır. Bu amaçla, karbon tutma yatırımının nakit akışları analiz edilmiştir. Elektrik satış geliri ve varsa karbon kredisi geliri ile, yatırım ve işletme maliyetleri karşılaştırılarak net nakit akışı oluşturulmuştur. Geri ödeme süresi, net nakit akışının pozitif olduğu ilk yıl olarak belirlenmiştir. Genellikle 5–10 yıl altındaki geri ödeme süreleri kabul edilebilir görülmektedir (Tilak 2017). Analizde \$30/ton CO₂ karbon fiyatı varsayımına göre geri ödeme süreleri hesaplanmıştır (Tilak 2017).

3.1.7. Net Bugünkü Değer (NBD, USD):

Belirlenen 20 yıllık süre zarfında, her bir senaryonun net nakit akışlarının bugüne indirgenmiş toplamıdır (Eşitlik (3.7)). NBD, yatırımın kârlılığını gösteren bir metriktir; pozitif olması, projenin getirilerinin maliyetlerini aştığını gösterir (Short vd. 1995). Baz senaryo için karbon maliyeti olmadan NBD hesaplanabilirken, tutma içeren senaryolarda karbon kredisi/geliri hesaba dahil edilmiştir. Karşılaştırma yapabilmek için baz senaryoda da olası bir karbon maliyeti etkisi değerlendirilmiştir (World Bank 2024) (örneğin karbon fiyatı uygulaması durumunda baz senaryonun NBD'sindeki azalma).

$$NPV = -I_0 + \sum_{t=1}^N \frac{CF_t}{(1+r)^t} \quad (3.7)$$

Burada I_0 başlangıç yatırım tutarı, CF_t yıldaki net nakit akımı, N proje ömrü (yıl) ve r iskonto oranıdır. $NPV > 0$ ise projenin ekonomik olarak kazançlı olduğu kabul edilir.

3.2. Emisyon Vergileri ve Çevresel Uyum Maliyetleri

Termik santraller, özellikle karbon salınımı ve hava kirliliği açısından sıkı yasal düzenlemelere tabidir. Avrupa Birliği Emisyon Ticaret Sistemi (EU ETS) gibi mekanizmalar, CO₂ emisyonları için ton başına fiyatlandırma uygulamakta ve karbon vergileri yoluyla santralleri çevresel uyum politikalarına yönlendirmektedir (IEA 2020).

Türkiye'de şu an için karbon fiyatlandırma mekanizması tam olarak uygulanmıyor olsa da Paris İklim Anlaşması'na uyum süreci kapsamında gelecekte bu tür düzenlemelerin devreye girmesi beklenmektedir (ETKB 2024). Bu nedenle, santrallerin uzun vadeli çevresel stratejilerini karbon tutma sistemleriyle desteklemeleri önemli hale gelmektedir.

Özellikle Ca-döngüsü teknolojisi, SO₂ ve CO₂ emisyonlarının aynı anda azaltılmasını sağlayarak santralin çevresel uyum maliyetlerini düşürebilir (Coppola ve Scala 2020).

3.3. Ekonomik Performans

Çan Termik Santrali'nin ekonomik performansı, santralin maliyet yapısı, gelir projeksiyonları ve uzun vadeli kârlılık hedefleri açısından detaylı bir değerlendirme gerektirir. Bu bölümde, santralin ekonomik performansı, maliyet etkinliği, yatırım geri dönüş süresi ve finansal sürdürülebilirlik gibi faktörler üzerinden analiz edilecektir.

Bir santral yatırımı için ekonomik performansın belirlenmesi, yatırım geri dönüş süresi (PBP - Payback Period), iç kârlılık oranı (IRR) ve NBD gibi kriterler üzerinden yapılmaktadır (Binay 2009).

Yapılan analizler, Çan Termik Santrali'nin mevcut operasyonları ile yatırım geri dönüş süresinin yaklaşık 12-15 yıl olduğunu göstermektedir. Ancak, karbon tutma teknolojilerinin entegrasyonu halinde bu sürenin uzayabileceği öngörülmektedir (Coppola ve Scala 2020).

Santralin ekonomik performansını artırmak için önerilen stratejiler:

- Birim enerji başına maliyetin azaltılması (verimlilik iyileştirmeleri).
- CO₂ tutma maliyetlerinin optimize edilmesi (Ca-döngüsü gibi daha ekonomik teknolojiler kullanımı).
- Yenilenebilir enerji ile hibrit işletme modellerinin değerlendirilmesi.

Bu yaklaşımlar, santralin ekonomik sürdürülebilirliğini güçlendirmektedir (IEA 2022).

4. BULGULAR VE TARTIŞMA

Bu bölümde, baz (referans) senaryo ile iki farklı karbon tutma senaryosunun (Oxy-fuel ve Ca-döngüsü) analiz sonuçları adım adım sunulmakta ve literatürle karşılaştırmalı olarak tartışılmaktadır. Her bir senaryo için CO₂ emisyonları ve maliyet analizleri, MATERYAL VE METOT bölümünde belirtilen yöntem ve formüller kullanılarak hesaplanmıştır. Elde edilen bulgular, çizelgeler ve şekiller yardımıyla gösterilmiştir.

4.1. Baz Senaryo

Baz senaryoda, mevcut Çan Termik Santrali'nin dolaşımli akışkan yataklı (DAY) kazanları hava ile yanma koşullarında işletilmektedir. Bu referans durumda karbon tutma sistemi bulunmamaktadır; oluşan baca gazı gerekli kirlilik arıtmılarından (örneğin SO₂) sonra atmosfere verilir. Baz senaryo, diğer alternatiflerle kıyaslama yapabilmek için temel referans olarak alınmıştır. Bu senaryoda yakıt tüketimi ve işletme maliyetleri en düşük iken, CO₂ emisyonları en yüksek seviyededir.

CO₂ Emisyon Hesapları: Baz santral için CO₂ emisyonları, yakıt tüketimi ve yakıtın karbon içeriğine dayanarak hesaplanmıştır. Bölüm 3'te verilen denklem kullanılarak öncelikle 1 MWh net elektrik üretimi başına oluşan CO₂ miktarı belirlenmiştir. Çan linyitinin alt ısı değeri (~2500–3000 kcal/kg) ve karbon oranı dikkate alındığında, baz sanaryo için emisyon faktörü yaklaşık 1,4 ton CO₂/MWh olarak hesaplanmıştır. Bu değer, ilgili yakıtın yanması sonucu açığa çıkan karbondioksit miktarını göstermektedir. Örneğin, %42 tasarım net verime sahip 1 MW'lık bir ünitenin 1 saatlik tam yük çalışması (~1 MWh üretim) sırasında yaklaşık 1,4 ton CO₂ salındığı hesaplanmıştır.

Bu sonuç, linyit kömürlerinin düşük ısı değerine karşın yüksek karbon/hidrojene sahip oluşu ile tutarlıdır. Elde edilen birim emisyon değeri kullanılarak santralin yıllık toplam CO₂ emisyonu hesaplanabilir. Varsayılan ~7000 saat/yıl tam yük çalışma süresi için 320 MW net kapasiteli baz santral yılda yaklaşık 3,1 milyon ton CO₂ salmaktadır.

Bu değerın literatürde benzer linyit yakıtlı santraller için bildirilen emisyonlarla uyumlu olduğu görülmüştür (İlgar 2018; Seçer ve Arslanoğlu 2019).

Maliyet Hesapları: Baz senaryo için öncelikle santralin sermaye ve işletme maliyetleri hesaplanmıştır. Yeni bir 160 MW'lık DAY ünitesinin spesifik yatırım maliyeti ~1800 \$/kW olarak alınmış; mevcut 2×160 MW (320 MW) santral için toplam yatırım tutarı bu birim maliyetle ~576 milyon \$ olarak tahmin edilmiştir (Arabacı 2019; Portillo vd. 2022). Yatırımın yıllık sermaye geri ödemesi, %8 iskonto oranı ve 20 yıllık ömür varsayımıyla indirgenmiş nakit akışı yöntemine göre hesaplanmıştır (Bu, LCOE yaklaşımına denktir). İşletme ve bakım (O&M) giderleri, literatür değerleri temelinde yıllık yatırımın %1–2'si seviyesinde (~15 \$/kW-yıl) alınmıştır (Kamacı vd 2013; Anonymous 1). Yakıt maliyeti, linyit için devlet teşvikli ~1,5 \$/GJ (15–20 \$/ton) olarak varsayıp hesaplamalara dahil edilmiştir (Arabacı 2019).

Bu değere göre, baz santral yakıt maliyeti yaklaşık 20–28 \$/MWh aralığında gerçekleşmektedir (örneğin 15 \$/ton yakıt ile ~21 \$/MWh). Tüm bu bileşenler bir araya

getirilerek baz senaryo için seviyelendirilmiş elektrik maliyeti (LCOE) elde edilmiştir. Hesaplamalar sonucunda baz santralin LCOE değeri yaklaşık 50 \$/MWh bulunmuştur. Başka bir deyişle, referans santralde 1 MWh elektrik üretiminin toplam maliyeti ~50 \$ civarındadır. Bu maliyetin yaklaşık yarısı yakıt giderlerinden, kalanı sermaye ve işletme giderlerinden oluşmaktadır. Aşağıdaki adımlarda ve **Çizelge 4.1**'de baz senaryoda hesaplanan başlıca performans ve maliyet göstergeleri özetlenmiştir.

Adım 1 Yakıt Tüketim hesabı: Net elektrik üretimi ve santral veriminden hareketle yakıt tüketimi belirlenmiştir. %42 net verim varsayımıyla 1 MWh elektrik için gereken enerji girişi ~8,6 GJ olarak hesaplanmıştır. Çan linyitinin ısı değeri göz önüne alındığında bu, yaklaşık 0,78 ton yakıt tüketimine denk gelmektedir. Yıllık ~7000 saat tam yük işletmede bu santral ~1,75 milyon ton linyit tüketmektedir.

Adım 2 CO₂ Emisyon hesabı: Yakıtın karbon içeriği ve yanma reaksiyonu stokiyometrisi kullanılarak açığa çıkar CO₂ miktarı hesaplanmıştır. 1 ton linyitin yanmasıyla yaklaşık 1,8 ton CO₂ oluştuğu varsayımıyla (yaklaşık %50 karbon içeriği), baz santralde 0,78 ton yakıt tüketimi başına ~1,4 ton CO₂ oluştuğu bulunmuştur. Bu değer, önceki formüle göre hesaplanan 1,4 ton CO₂/MWh emisyon faktörü ile uyumludur.

Adım 3 Yıllık emisyon ve yoğunluk: Birim enerji başına emisyon değeri, yıllık üretim ile çarpılarak toplam yıllık CO₂ salımı elde edilmiştir (~3,1 Mt/yıl). Ayrıca santralin emisyon yoğunluğu (CO₂/yıllık üretimi) ~1,4 kg/kWh olarak belirlenmiştir. Bu yoğunluk, benzer kömür santrallerinin literatürde rapor edilen değerleri ile (1,0–1,5 kg/kWh) aynı mertebededir (IPCC 2006).

Adım 4 Maliyet bileşenleri: Sermaye maliyeti yıllık bazda ~58 milyon \$ (576 M\$ yatırım için 20 yıl ömürle), yıllık işletme-bakım gideri ~4,8 milyon \$, yıllık yakıt maliyeti ~50–70 milyon \$ (yakıt fiyatına bağlı) olarak hesaplanmıştır. Toplam yıllık maliyetin yıllık üretime oranından LCOE ≈ 50 \$/MWh elde edilmiştir. Bu maliyetin dağılımında yakıt payı ~%45, sermaye payı ~%50, O&M payı ~%5 düzeyindedir.

Adım 5 Doğrulama: Elde edilen baz senaryo maliyet ve performans sonuçları, literatürdeki referans değerlerle karşılaştırılmıştır. Örneğin, Dünya Enerji Konseyi verilerine göre (WEC 2016) yeni kurulacak kömür yakıtlı bir termik santralin elektrik üretim maliyeti 40–60 \$/MWh aralığındadır; bu çalışmada hesaplanan değer bu aralığa denk gelmektedir. Ayrıca emisyon yoğunluğu açısından da baz santral, uluslararası ortalama linyit santrali emisyon faktörü (~1,2 t/MWh) ile tutarlı düzeydedir. Dolayısıyla baz senaryo sonuçları teknik olarak makul görülmektedir.

Çizelge 4.1. Baz senaryonun temel sonuçları (verim, emisyon ve maliyet karşılaştırması)

Senaryo	Net Verim	CO ₂ Emisyon Yoğunluğu	Yıllık CO ₂ Emisyonu	Elektrik Maliyeti (LCOE)	CO ₂ Önleme Maliyeti
Baz (Hava Yakıt)	~%42	~1,4 ton CO ₂ /MWh	~3,1 Mt/yıl (tutma yok)	~50 \$/MWh (referans)	Tutma yok

4.2. Alternatif Senaryo-1 (Oksi-yanma)

Bu senaryoda santral, hava yerine yüksek saflıkta oksijen kullanarak yakıt yakacak şekilde yeniden tasarlanmıştır. Oksi-yanma teknolojisinin en büyük avantajı, baca gazındaki CO₂ yoğunluğunu artırarak sonrasında CO₂ tutma işlemini kolaylaştırmasıdır (Coşkun 2020). Bu senaryoda teorik olarak CO₂ tutma oranı %90-100 seviyelerine ulaşabilir (Yuan vd. 2024). Oksi-yanma modunda CO₂ tutma oranlarının %85'in üzerinde gerçekleştirildiği ve yüksek saflıkta (yaklaşık %99,9) CO₂ ürününün depolamaya uygun şekilde üretildiği rapor etmiştir (Spero vd. 2018). Benzer şekilde literatürde de %90 karbondioksit yakalama oranı hedeflenmekte ve oksi-yanma sonucunda emisyon yoğunluğunun ~1/10 seviyesine indiği bildirilmektedir (Coşkun vd. 2021). Oksi-yanma senaryosunun tasarım ve analizinde, Materyal ve Metot bölümünde anlatılan hesaplama adımları izlenmiştir. Öncelikle, oksijenle yakma sisteminin termodinamik etkileri değerlendirilmiştir. Saf O₂ kullanımı sonucunda baca gazında N₂ bulunmadığı için baca gazı büyük oranda CO₂ ve H₂O içermektedir. Bu durum CO₂ ayrıştırma ve tutma işlemini önemli ölçüde basitleştirir. Ancak, ASU ünitesinin enerji tüketimi ile CO₂ sıkıştırma işlemi, santralin net verimini düşüren başlıca faktörlerdir.

Literatürde oksi-yanma entegrasyonunun net verimde ~%7–10 bir düşüşe yol açtığı belirtilmektedir (Yuan vd. 2024). Nitekim, yapılan hesaplamalarda baz durumda ~%42 olan net verimin, oksi-yanma modunda %32–34 aralığına gerilediği öngörülmüştür. Bu çalışmada yapılan analizde aşağıdaki **Çizelge 4.2**'de görüleceği üzere net verimde yaklaşık %9-10 azalma meydana gelmiştir.

Çizelge 4.2. Alternatif senaryo 1'in temel sonuçları (verim, emisyon ve maliyet karşılaştırması)

Senaryo	Net Verim	CO ₂ Emisyon Yoğunluğu	Yıllık CO ₂ Emisyonu	Elektrik Maliyeti (LCOE)	CO ₂ Önleme Maliyeti
Oksi-yanma	%32–34 (~9)	~0,14 ton CO ₂ /Mwh (Tutma sonrası)	~0,3 Mt/yıl (%90 CO ₂ tutma ile)	~75–80 \$/MWh (+~50% vs. baz)	~25–30 \$/ton CO ₂ (önlenen)

Hesaplamalar, 1 MWh başına salınan CO₂ miktarının oksi-yanma sistemiyle ~0,14 ton'a düştüğünü göstermiştir. Yıllık üretim baz alındığında bu, yaklaşık 0,3 milyon ton/yıl CO₂ emisyonu demektir. Oxy-yanma senaryosunun CO₂ azaltım etkinliği literatürde de benzer oranlarda bildirilmiştir. Örneğin T. Coşkun (2020) tarafından 550 MW'lık bir oxy-DAY santral için yapılan çalışmada, %90 tutma ile CO₂ emisyonlarında baz duruma kıyasla ~%87 azalma elde edilmiştir. Bu çalışmada elde edilen sonuçlar da yaklaşık %90'lık bir azaltıma işaret etmekte olup literatürle uyumludur (Coşkun 2020).

Oksi-yanma senaryosuna geçişin en belirgin etkisi, santralin net verimindeki düşüştür. Verimdeki düşüş, aynı elektrik çıkışını sürdürmek için daha fazla yakıt yakılması gerektiği anlamına gelir. Nitekim, baz senaryoda ~1,4 ton olan MWh başına

yakıt tüketimi, oksii-yanma modunda ~2,3 ton/MWh'ye yükselmiştir. Bunun sonucunda yakıt tüketimi ve buna bağıli operasyonel giderler artar.

Oksii-yanma senaryosunun ekonomik değeriendirmesi, baz senaryoya göre farklılık gösteren iki ana unsuru içerir: (1) Yatırım maliyetleri (sermaye giderleri) ve (2) İşletme giderleri (yakıt ve O&M). Literatürde oxy-fuel entegrasyonunun, tesisin toplam yatırım maliyetini %40–50 artırabileceğı ifade edilmektedir (Yuan vd. 2024).

Bu çalışmada yapılan analizde baz santral için 1800 \$/kW olan yatırım maliyeti oksii-yanma entegrasyonu için ~2700–3000 \$/kW olarak alınmıştır. Bu varsayım ile toplam sermaye maliyeti ~880 milyon \$ olmaktadır (bazın ~1,5 katı). Yatırımın yıllık sermaye geri ödeme tutarı bu değere göre yükseltilmiştir.

İşletme tarafında, net verimin düşmesi nedeniyle aynı üretimi sağlamak için yaklaşık %65–70 daha fazla linyit yakıt tüketilmektedir. Yakıt birim fiyatı sabit varsayılırsa, yakıt maliyeti de aynı oranda artacaktır. Nitekim baz senaryoda ~20 \$/MWh olan yakıt maliyeti oksii-yanma senaryosunda ~35 \$/MWh mertebesine çıkmaktadır. Tüm bu bileşenler toplandığında oksii-yanma senaryosu için hesaplanan LCOE değeri ~75–80 \$/MWh aralığında gerçekleşmiştir. Bu, baz senaryoya kıyasla yaklaşık %50–60 daha yüksek elektrik üretim maliyeti demektir. Örneğın baz durumunda 50 \$/MWh olan maliyet, oksii-fuel ile ~78 \$/MWh hesaplanmıştır. Coşkun (2020) çalışmasında da oksii-yanma sisteminin elektrik maliyetinde baz santrale göre %52 artış rapor edilmiştir. Benzer şekilde, yakın tarihli bir çalışmada oksijenle yakma entegre bir santralde LCOE'nin 46,45 \$/MWh'den 80,18 \$/MWh'ye çıktığı belirtilmekte, yani yaklaşık %73'lük bir artış sözü konusu olmaktadır (Yuan vd. 2024). Bu çalışmada elde edilen bulgular, literatürde rapor edilen aralığın içerisinde ve makul bir noktadadır.

CO₂ tutma maliyeti, oksii-yanma sisteminin sağladığı emisyon azaltımının birim maliyeti, baz ve oksii-yanma senaryolarının LCOE farkının, azaltılan CO₂ miktarına oranlanmasıyla bulunmuştur. Hesaplamaya göre, oksii-yanma senaryosunda ton başına ~25–30 \$ ilave harcama ile CO₂ emisyonunu önlemek mümkündür (**Çizelge 4.2**).

Bu değeri, literatürde verilen CO₂ olası maliyet değeriileriyle uyumludur. Örneğın Yuan vd. (2024) bir süperkritik PC santraline oksii-yanma entegrasyonu için ~30 \$/ton mertebesinde bir değeri belirtmektedir. Benzer şekilde, aynı çalışmada oksijenle yakma için CO₂ önleme maliyeti ~43 \$/ton olarak bildirilmiştir. Bu çalışmada hesaplanan değeriilerin nispeten düşük olmasında, yakıt maliyetinin çok düşük (teşvikli yerli linyit) olmasının etkisi vardır.

Oksii-yanma senaryosu, teknik olarak baz santralin CO₂ emisyonlarını ~%90 oranında azaltarak büyük bir çevresel fayda sağlamaktadır. Bu fayda, tutulan yıllık ~2,8 milyon ton CO₂ ile ölçülebilir düzeydedir. Diğer yandan, bu teknoloji ciddi bir verim kaybı ve maliyet artışı getirmektedir. Oksii-yanma entegrasyonu sonrasında santral verimi ~%32'ye düşmüş, elektrik üretim maliyeti ~1,5 kata yakın artmıştır.

4.3. Alternatif Senaryo-2 (Ca-Döngüsü)

Bu senaryoda, mevcut DAY kazanına entegre bir Ca-döngüsü prosesi uygulanmıştır. Ca-döngüsü teknolojisi, yüksek sıcaklıklı katı bir sorbent kullanarak (genellikle kireçtaşı kaynaklı CaO) baca gazındaki CO₂'nin tutulmasına dayanmaktadır.

Ca-döngüsü teknolojinin önemli bir avantajı, mevcut santrale sonradan entegre edilebilir olması ve aminli kimyasal tutma gibi solvent bazlı yöntemlere kıyasla daha düşük enerjiye ihtiyaç duyuyor olmasıdır. Literatürde, Ca-döngüsü entegrasyonunun termik santral net verimini yaklaşık %5–8 düşürdüğü bildirilmektedir. Bu değer, amin bazlı çözeltiliyle (MEA) tutma için verilen %7–13 kayıptan daha düşüktür (Castilla vd. 2021).

Bu çalışmada baz senaryoya göre net verimde ~%5–8 azalma öngörülmüştür. Baz %42 net verime karşılık, Ca-döngüsü entegre durumunda %34–37 net verim aralığı tahmin edilmiştir (Romeo vd. 2008). Baz senaryoda %42 olan net verim, Ca-döngüsü ile yaklaşık %35–37 aralığına gerilemiştir. Bu ~5–7 lik düşüş, oksijen yakma senaryosundaki kayıptan daha düşük olup literatürde bildirilen %5–8 seviyesindeki kalsiyum döngüsü (CaL) cezasıyla uyumludur (Hanak vd. 2015).

Nitekim literatürde Ca-döngüsü için toplam verim cezasının ~%6–8 olduğu, oksijen yakmada ise %9,5–12,5 olabildiği belirtilmiştir (Blamey vd. 2010). Elde ettiğimiz sonuçlar bu literatür değerleriyle uyumludur.

Ca-döngüsü senaryosunda da CO₂ tutma oranı yaklaşık %90 olarak hedeflenmiştir. Karbonatör ünitesinde baca gazının büyük kısmındaki CO₂, CaO ile tutulmakta; kalan ~%10'luk kısım baca gazıyla atmosfere atılmaktadır. Tutulan CO₂ kalsinatörde serbest kalıp saflaşarak sıkıştırılmakta ve depolanmaktadır. Hesaplamalar Çizelge 4.3'te verilmiştir. Bu verilere göre yılda yaklaşık 0,3 milyon ton CO₂ emisyonu anlamına gelir.

Çizelge 4.3. Alternatif Senaryo 2'nin temel sonuçları(verim, emisyon ve maliyet karşılaştırması)

Senaryo	Net Verim	CO ₂ Emisyon Yoğunluğu	Yıllık CO ₂ Emisyonu	Elektrik Maliyeti (LCOE)	CO ₂ Önleme Maliyeti
Ca-Döngüsü	%34–37 (~5–8)	~0,14 ton CO ₂ /MWh (<i>tutma sonrası</i>)	~0,3 Mt/yıl (%90 CO ₂ tutma ile)	~70–75 \$/MWh (+~40% vs. baz)	~20–25 \$/ton CO ₂ (<i>önlenen</i>)

Literatürde de Ca-döngüsü sistemlerinin %90 ve üzeri CO₂ tutma verimliliğine ulaşabildiği ifade edilmektedir. Ca- döngüsü teknolojisi, kimyasal çözücülü tutmaya göre kükürt ve azot oksitlere karşı daha toleranslı olduğundan ilave gaz temizleme ünitelerine ihtiyaç duymayabilir; bu da süreçte bir avantaj sağlayabilir (Hanak 2024). Bu çalışmada, mevcut SO₂ arıtma sistemi korunarak Ca-döngüsü entegrasyonu yapılmıştır; dolayısıyla SO₂'nin sorbent (CaO) tüketimi üzerindeki etkisi ihmal edilmiştir.

İspanya'nın Asturias bölgesindeki Hunosa'ya ait 50 MWe'lik bir akışkan yataklı kömür santralinin baca gazının bir kısmı üzerinde çalışan 1.7 MW_{th}'lik Ca-döngü pilot tesisi, dünyanın ilk büyük ölçekli Ca-döngüsü denemelerinden biridir. Bu pilot tesis, 2014–2016 yılları arasında yüzlerce saatlik sürekli işletim boyunca CO₂ tutma verimliliğinde %90'ın üzerine çıkabildiğini deneysel olarak göstermiştir. Duan ve Lu (2023) raporunda belirtildiği üzere, La Pereda pilot tesisinde gerçek bir enerji santraline yakın koşullarda %90'dan yüksek CO₂ yakalama başarıyla sağlanmıştır (Arias vd. 2017). CaO sorbentinin aktif kalabilmesi için Ca/CO₂ (Sorbent/CO₂) oranının yaklaşık 3–4 civarında tutulması gerekir; yani tutulacak CO₂ miktarının 3-4 katı taze kireçtaşı sisteme beslenmelidir (Greco-Coppi vd. 2024). Tez çalışmasında da bu husus göz önüne alınmış, yıllık CO₂ tutma miktarının ~4 katı kadar kireçtaşı tüketileceği varsayılmıştır. Bir yılda açığa çıkması hesaplanan 0,3 Mt CO₂ için yılda yaklaşık olarak 1,2 Mt ham kireçtaşı tüketimi öngörülmüştür. Bu değer oldukça yüksek görünse de, kireçtaşının birim maliyeti çok düşüktür (~10 \$/ton) ve ayrıca çıkan atık CaO/CaCO₃ karışımı çimento endüstrisinde hammadde olarak değerlendirilebilir. Nitekim literatürde, büyük çaplı Ca-döngüsü tesislerinin yan ürünü olan kalsiyum içeriğinin, çimento üretiminde kullanılarak ekonomik geri kazanım sağlanabileceği belirtilmiştir (MacKenzie vd. 2007). Bu çalışmada, tahliye edilen katı atığın ekonomik değeri göz önüne alınmamış; yalnızca bertaraf maliyeti ihmal edilmiştir (yani ne kazanç ne maliyet getirdiği varsayılmıştır).

Ca-döngüsü entegre senaryonun mali yapısı, oksijen-yanma senaryosuna birçok açıdan benzerlik göstermektedir. Her iki durumda da ek sermaye yatırımı ve ek yakıt tüketimi söz konusudur. Analizde Ca- döngüsü sistemi için spesifik yatırım maliyeti ~2500 \$/kW olarak alınmıştır (Portillo vd. 2022). Bu değer, oksijen-yanma senaryosu ile benzer düzeydedir; zira kalsinatörde de oksijen kullanımı gerekeceği ve ekstra katı madde işleme ekipmanları ekleneceği öngörülmüştür. Sonuç olarak Ca-döngülü santralin toplam yatırım tutarı ~800 milyon \$ mertebesindedir. Yıllık sermaye maliyeti, baz senaryoya kıyasla ~1,4 katına çıkmıştır. Yakıt maliyeti tarafında ise net verimdeki düşüş nedeniyle ~%50 artış (1,4'ten 2,1 ton/MWh'ye yakıt tüketimi) söz konusudur. Bu, yakıt giderini ~30–32 \$/MWh seviyesine yükseltir. Ayrıca, kalsiyum sorbenti için sürekli bir tüketim olduğundan, kireçtaşı maliyeti de hesaba katılmıştır. Kireçtaşının birim fiyatı düşük olduğundan (10–20 \$/ton), bunun LCOE'ye etkisi sınırlı kalmıştır (~2 \$/MWh).

Tüm maliyet kalemleri birleştirildiğinde, Ca-döngüsü senaryosu için LCOE ~70–75 \$/MWh bulunmuştur. Bu değer, oksijen-yanma senaryosuna göre daha düşük olup baz senaryodan ~%40–50 yüksektir. Elde edilen sonucun literatürdeki öngörülerle uyumlu olduğu görülmektedir. Örneğin, Castilla vd. (2021) Ca-döngüsü teknolojisinin solvent (MEA) bazlı tutmaya göre sermaye maliyetini düşürme potansiyeli olduğunu belirtmiş; tez çalışmasında da amine kıyasla daha düşük bir LCOE artışı elde edilmiştir. Aynı çalışmada Ca-döngüsü için spesifik CO₂ tutma maliyetinin solventli sisteme göre daha düşük olduğu ortaya konmuştur.

Bu çalışmada hesaplanan CO₂ önleme maliyeti ~20–25 \$/ton, oksijen-yanma'ya göre daha avantajlı olup amin tutma teknolojisine kıyasla çok daha düşüktür. Nitekim literatürde amin bazlı tutma için ton başına 35–96 \$ gibi yüksek maliyetler bildirilirken, Ca-döngüsü için ~23,7 \$/ton seviyeleri rapor edilmiştir (MacKenzie vd. 2007). Hatta bazı kaynaklar, Ca- döngüsü ile CO₂ tutma maliyetinin oksijen-yanma sürecine kıyasla daha düşük olduğunu (yaklaşık ~23,8 \$/ton ile biraz daha avantajlı) belirtmektedir (Blamey vd.

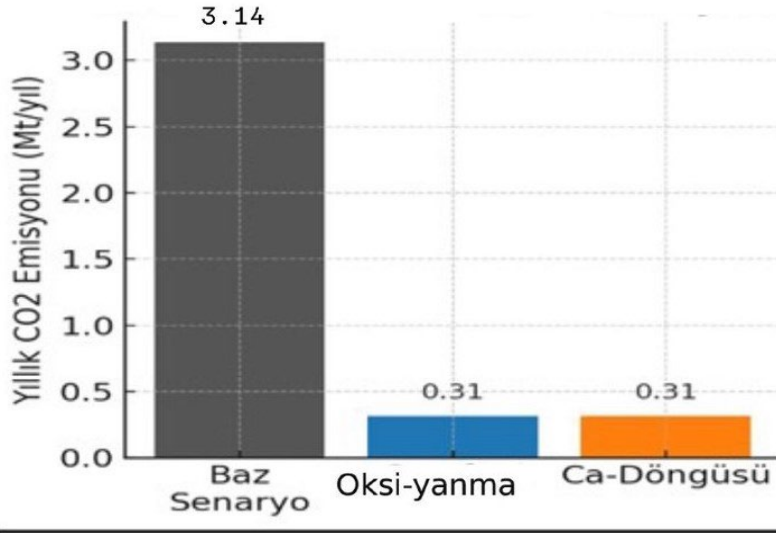
2010). Bu tez çalışmasında elde edilen sonuçlar da Ca-döngüsü senaryosunun oksiyandıma'ya göre %15–20 daha düşük bir birim CO₂ maliyeti sağladığını göstermektedir.

4.4. Senaryoların Karşılaştırmalı Değerlendirmesi

Üç farklı senaryonun (Baz, Oksi-yandıma ve Ca-döngüsü) analiz bulguları bir arada değerlendirildiğinde, her birinin belirgin avantaj ve dezavantajları olduğu görülmüştür. Bulgular aşağıda maddeler halinde özetlenmekte ve literatür ile karşılaştırılmaktadır:

4.4.1. CO₂ Emisyon Azaltımı

Baz senaryoda 850 °C sıcaklıkta kalsinasyon işleminde CO₂ tutma gerçekleşmezken Ca-döngüsünde karbonatörde 650 °C sıcaklıkta CO₂ tutmayı gerçekleştirmektedir. Hem oksiyandıma hem de Ca-döngüsü senaryoları, baz santralin CO₂ emisyonlarını ~%85–90 oranında azaltmada son derece etkilidir. Her iki teknoloji de yıllık emisyonu ~3 milyon tondan ~0,3 milyon ton seviyesine çekmiştir (Şekil 4.1).



Şekil 4.1. Senaryolara göre CO₂ emisyonları

Bu sonuç, literatürde belirtilen %90 tutma hedefinin pratik olarak yakalanabileceğini göstermektedir. Hem oksiyandıma hem de Ca-döngüsü senaryoları, baz santralin CO₂ emisyonlarını ~%85-90 oranında azaltarak yıllık emisyonu ~3 milyon tondan ~0,3 milyon ton seviyesine düşürmüştür. Bu oranlar literatürde hedeflenen %90 CO₂ tutma seviyesine ulaşıldığını göstermektedir. Nitekim Obi vd. (2025) çalışmalarında, doğal gaz santrallerine entegre oksiyandıma sisteminin karbon emisyon yoğunluğunu ~0,03 tCO₂/MWh seviyesine indirerek yaklaşık %90'lık bir azaltım sağladığını bildirmişlerdir.

4.4.2. Atık ve Yan Ürünler

Oksiyandıma sisteminde süreç sonunda saf CO₂ dışında önemli bir atık oluşmaz; sadece arıtma ünitelerinden çıkan az miktarda atık (ör. kükürt yan ürünleri, yoğunlaşan su

vb.) olabilir. Ca-döngüsünde ise sürekli devir daim eden kireçtaşı bir süre sonra aktivitesini yitirip sistemden uzaklaştırılır. Bu malzeme CaCO_3/CaO karışımıdır ve tehlikeli bir atık değildir aksine çimento endüstrisinde klinker üretimine hammadde olabilir (Hanak vd. 2015). Bu yeniden kullanım imkânı, Ca-döngüsünün çevresel sürdürülebilirliğini artıran bir avantajdır (döngüsel ekonomi perspektifinde). Çevresel açıdan Oksi-yanma NO_x ve uçucu emisyonlarını ciddi oranda azaltarak hava kalitesine olumlu katkı yapar. Ca-döngüsü ise kükürt gideriminde ve atık değerlendirmede avantaj sağlar. Her ikisi de CO_2 'yi yaklaşık %90 oranında azaltarak iklim dostu üretime olanak sağlar (Spero vd. 2018).

4.4.3. Santral Verimi ve Ek Yakıt Tüketimi

Karbon tutma teknolojilerinin ortak bir etkisi, santralin veriminde düşüşe yol açmalarıdır. Baz senaryoda %42 olan tasarım net verim, oksi-yanma ile %32'ye, Ca-döngüsü ile %34–37 aralığına düşmüştür. Literatürde de oksi-yanmanın ek enerji gereksinimleri (özellikle ASU için) nedeniyle yaklaşık 9-12 verim cezası getirdiği, Ca-döngüsünde ise ısı entegrasyonu sayesinde bu cezanın ~6-8 ile sınırlı kaldığı belirtilmektedir (Blamey vd 2010). Oksi-yanma senaryosunda oksijen üretimi için ciddi enerji harcanması verimi en çok düşüren etmendir. Ca-döngüsünde ise kalsinatörde oksijenle yakılan ek yakıt, toplam ısı girdisinin yaklaşık %35-50'si düzeyinde tutulabilmektedir (Rodriguez vd 2008). Ca-döngüsü, baz santrale göre ek yakıt gerektirse de oksi-yanma senaryosundan daha az yakıt girdisine ihtiyaç duymuştur. Nitekim bir çalışmada Ca-döngüsü entegre bir sistemin 1 ton CO_2 'yi tutmak için ~2,5-3,0 GJ ek yakıt tükettiği gösterilmiş, bunun oksi-yanma durumundan daha düşük olduğu vurgulanmıştır (Ozcan 2014). Oksi-yanma, özellikle oksijen üretiminin yüksek enerji gereksinimi nedeniyle en büyük verim cezasını getirmiştir (%10). Ca-döngüsü ise entegre ısı geri kazanımları sayesinde daha mütevazı bir ceza ile yetinmiştir (%5-8). Bu verim kayıpları, mevcut santralin aynı net gücü koruması için daha fazla yakıt yakılması anlamına gelir.

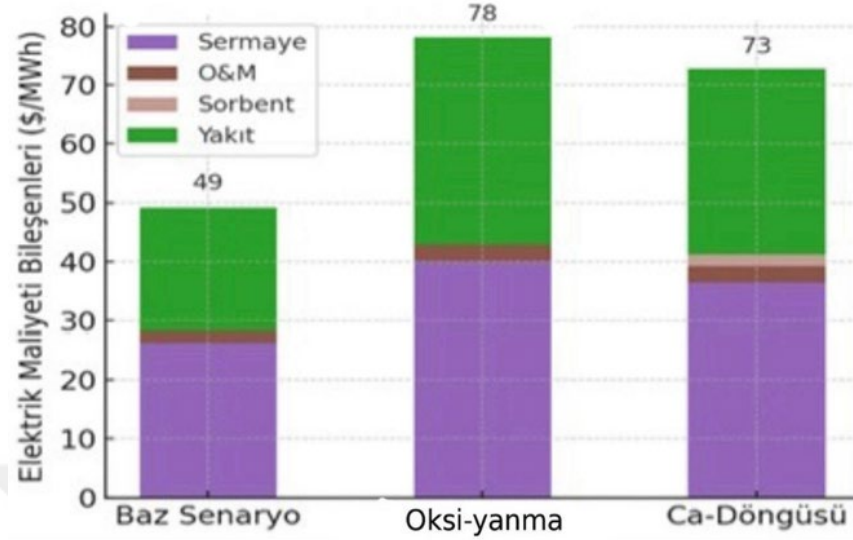
Ek yakıt tüketimi, proseslerin tasarımına dahil edilmiş ve yakıt maliyetlerine yansıtılmıştır. Ca-döngüsünün, oksi-yanmaya kıyasla daha az ek yakıt gerektirmesi, onun ekonomik performansını bir nebze iyileştirmektedir (Hanak 2024; Dieter vd 2014) Örneğin Castilla vd. (2021) çalışmalarında, Ca- döngüsü entegre bir santralin 1 ton CO_2 tutmak için oksi-yanmaya kıyasla daha az yakıt girdisine ihtiyaç duyduğunu göstermiştir.

4.4.4. Yatırım ve İşletme Maliyetleri

Oksi-yanma ve Ca-döngüsü senaryoları, baz santrale kıyasla ciddi sermaye yatırımı gerektirmiştir. Her iki teknolojiye de ek tesislerin kurulumu (ASU, CPU, karbonatör/kalsinatör vb.) toplam yatırım tutarını ~%40-70 oranında artırmıştır. Literatürde de karbon tutma ünitesinin entegrasyonu ile toplam yatırım maliyetinin yaklaşık yarı yarıya artabileceği belirtilmektedir (Obi 2025). Bu durum, kWh başına sermaye geri ödeme maliyetini yükseltmiştir (Şekil 4.2'de mor kısımlar).

Yakıt Türkiye'de düşük maliyetli olduğundan, toplam işletme giderlerindeki artışın büyük kısmı yakıt tüketiminden gelmektedir (Çizelge 4.2'de yeşil kısımlar). Diğer iki senaryoya göre Ca-döngüsünde sorbent maliyeti vardır. Ca-döngüsü için sorbent maliyeti toplam maliyetin ~%2,73'lük kısmını yansıtmaktadır. Her iki senaryoda da

O&M giderlerinin toplam içindeki payı sınırlı kalmıştır; ancak mutlak olarak bakıldığında oksijenleme ve Ca-döngüsü sistemlerinin bakım ihtiyacı baz senaryodan daha fazladır.



Şekil 4.2. Senaryolara göre maliyet dağılımı

4.4.5. Elektrik Üretim Maliyeti (LCOE)

Tutma senaryolarının tüm bu etkileri birleştiğinde, üretilen elektriğin birim maliyetinde belirgin artışlar ortaya çıkmıştır. Baz senaryoda ~50 \$/MWh olan LCOE, oksijenleme senaryosunda ~78 \$/MWh, Ca-döngüsü senaryosunda ~73 \$/MWh seviyesinde bulunmuştur. Bu sonuç, karbon tutma uygulamalarının ekonomik bedelini ortaya koymaktadır. Ancak, Ca-döngüsü senaryosunun biraz daha düşük maliyetli olması dikkat çekicidir. Bu fark, yukarıda ayrıntılandırıldığı gibi daha düşük enerji cezası ve sorbent maliyetinin görece düşük olmasından kaynaklanmaktadır. Literatürde Ca-döngüsü teknolojisinin tutma maliyeti açısından oksijenlemenin avantajlı olabileceği ifade edilmektedir; örneğin Ca-döngüsü ile CO₂ önlemenin oksijenlemeye kıyasla ton başına birkaç dolar daha ucuz olabileceği belirtilmektedir (Blamey 2010). Bu tez çalışmasında elde edilen bulgular da benzer biçimde Ca-döngüsünün LCOE ve ton başı maliyet açısından bir miktar üstün olduğunu göstermiştir.

4.4.6. CO₂ Tutma Maliyeti ve Ekonomik Fizibilite

Her iki tutma senaryosu da baz senaryoya kıyasla ilave maliyet getirdiğinden, emisyon azaltımının birim maliyeti önemli bir performans kriteridir. Hesaplanan CO₂ tutma maliyetleri, oksijenleme için ~27 \$/ton, Ca-döngüsü için ~22 \$/ton olarak bulunmuştur (yakıt fiyatına duyarlı olmakla birlikte). Ca-döngüsü teknolojisi, ton başına ~22 \$ gibi bir maliyetle CO₂ tutmakta olup literatürde belirtilen amin (MEA) yönteminin maliyetinin (80 \$/ton civarı) çok altındadır (Blamey 2010). Bu durum, Ca-döngüsünü ilerleyen yıllarda ekonomik açıdan öne çıkarabilir. Oksijenleme için bulunan ~27 \$/ton ise literatürde rapor edilen 30-45 \$ bandından daha düşük olduğu görülmüştür (Yuan vd 2024). Buna karşın, şu anki piyasa koşullarında herhangi bir karbon fiyat mekanizması olmaksızın her iki teknoloji de ek mali yük getirmektedir. Dolayısıyla ekonomik fizibilite,

büyük ölçüde iklim politikalarındaki gelişmelere ve karbon kredisi/taahhüdü gibi mekanizmalara bağılı olacaktır. Nitekim Uluslararası Enerji Ajansı da uzun vadede karbon tutmanın yaygınlaşabilmesi için karbon fiyatlarının ton başına 50-100 \$ seviyelerine çıkmasının gerekebileceğini vurgulamaktadır (IEA, 2021).

Obi vd. (2025) tarafından yapılan bir ekonomik değerlendirmede de oksijen-yanma entegre bir santralin iç kârlılık oranının yalnızca ~%8 olduğu rapor edilmiştir. Bu sonuçlar, karbon tutma projelerinin mevcut koşullarda yatırım geri dönüşünün zayıf kaldığına işaret etmekte ve güçlü ekonomik teşvikler olmadıkça uygulanabilirliğin düşük olacağını ortaya koymaktadır. Dolayısıyla ekonomik fizibilite, büyük ölçüde iklim politikaları ve karbon kredilerine bağılı olacaktır. Bu da tartışmamızın önemli bir sonucudur: Karbon tutma teknolojilerinin yaygınlaşması, teknik performans kadar ekonomik teşviklere de bağılıdır.



5. SONUÇLAR

Bu tez çalışmasında, dolaşımli akışkan yatak teknolojisinin Türk linyiti kullanılarak enerji üretiminde uygulanabilirliği ve karbon tutma teknolojileriyle entegrasyonu teknik ve ekonomik açıdan değerlendirilmiştir. Çalışmada üç senaryo dikkate alınmıştır: hava ile yanma (baz senaryo), oksii-yanma ve Ca-döngüsü yöntemiyle yanma sonrası karbon tutma. Bu senaryolar üzerinden CO₂ emisyon miktarları, enerji verimi, maliyet yapısı ve karbon tutma verimliliği gibi parametreler karşılaştırılmıştır. Analiz sonuçlarına göre, baz senaryoda karbon tutma uygulanmadığı için CO₂ emisyonu 3,1 Mt/yıl ve enerji verimi %42 ile en yüksektir. Oksii-yanma senaryosunda, emisyon 0,3 Mt/yıl'a kadar önemli ölçüde azaltılsa da oksijen üretim süreçleri nedeniyle enerji verimi yaklaşık %34-35 aralığına düşmüş ve maliyet artmıştır. Ca-döngüsü senaryosunda enerji verimi yaklaşık %35-37 aralığına düşmüş emisyon 0,3 Mt/yıl'a seviyesindedir. Hem yüksek karbon tutma oranı hem de göreceli düşük yatırım ve işletme maliyeti ile Ca-döngüsü senaryosu en dengeli çözüm olarak öne çıkmıştır.

Yapılan tekno-ekonomik analizde:

- Çan Termik Santrali gibi dolaşımli akışkan yataklı sistemlerde, karbon tutma teknolojilerinin entegrasyonu özellikle Ca-döngüsüne oksii-yanma gibi yöntemlerle teknik açıdan mümkündür.
- Oksii-yanma, mevcut kazan sistemine modifikasyonlarla uygulanabilirken, Ca-döngüsü sistemi için ek reaktörlerin kurulması gereklidir.
- Her iki teknoloji de yerli kömürün karakteristiğine uygun şekilde optimize edilebilir.
- Ca-döngüsü sisteminin, CO₂ önleme maliyeti açısından en avantajlı sistem olduğu görülmüştür.
- Oksii yanma sistemi, daha yüksek maliyetli olsa da yüksek saflıkta CO₂ üretimi sağlaması açısından avantaj taşımaktadır.
- Çevresel etki açısından, her iki karbon yakalama senaryosu da CO₂ emisyonlarını yaklaşık %90 oranında azaltarak önemli bir iyileşme sağlamaktadır.
- Baz senaryo, karbon yakalama teknolojisi içermediğinden çevresel sürdürülebilirlik açısından yetersiz kalmaktadır.

Türkiye'de karbon tutma teknolojilerinin uygulanabilirliği, büyük ölçüde mevzuat ve politika desteğine bağlıdır. 2025 yılında yayımlanan İklim Kanunu ve Ulusal Enerji ve İklim Planı (NECP) çerçevesinde, karbon emisyonlarının azaltımı stratejik hedef haline gelmiştir. Ayrıca Türkiye'nin 2053 Net Sıfır Emisyon hedefi doğrultusunda Karbon Fiyatlandırma Mekanizması kurulumuna yönelik düzenlemeler gündemdedir. Bu bağlamda, karbon tutma sistemlerinin entegre edilmesi, hem mevzuatla uyumlu hem de teşvik edici mekanizmalarla desteklenebilecek bir geçiş modeli olarak değerlendirilebilir.

Sonuç olarak, dolaşımli akışkan yataklı sistemlerin, uygun karbon tutma teknolojileriyle entegre edilmesi durumunda hem çevresel etkiler azaltılabilir hem de yerli linyitin ekonomik olarak değerlendirilmesi mümkün hale gelir. Bu kapsamda Ca-döngüsü teknolojisinin, Türkiye gibi yerli kömür kaynaklarını sürdürülebilir biçimde kullanmak isteyen ülkeler için dikkat çekici bir alternatif olarak değerlendirilebilir olduğu düşünülmektedir.

6. KAYNAKLAR

- Akbaş, F., Ürün, E. 2016. Enerji güvenliği: Bölgesel enerji merkezi Türkiye. *Dumlupınar Üniversitesi Sosyal Bilimler Dergisi*, 103-113.
- Arceivala, S.J. 2014. Emission factors and examples to show how they are used. Chap. 1 In: *Green Technologies: For a Better Future*. 1st ed. McGraw Hill Education Private Limited. India. 1-11 s. <https://www.accessengineeringlibrary.com/content/book/9781259063732/back-matter/appendix1> [Son Erişim Tarihi: 12.04.2025]
- Anonymous 1: Orthoptera species file online. <https://www.powertechnology.com/features/featurepower-plant-om-how-does-the-industry-stack-up-on-cost-4417756/> [Son Erişim Tarihi: 14.04.2025].
- Arabacı, İ. 2019. Dolaşımli akışkan yataklı termik santrallerde kömür özelliklerinin santral verimine etkileri. Yüksek lisans tezi, Çanakkale Onsekiz Mart Üniversitesi, Çanakkale, 90 s.
- Arias, B., Pevida, C., Rubiera, F., Pis, J.J. 2008. Effect of biomass blending on coal ignition and burnout during oxy-fuel combustion. *Fuel*, 87 (12), 2753–2759.
- Arias, B., Diego, M.E., Mendez, A., Abanades, J.C., Diaz, S.T., Lorenzo, M., Biezma, S.A. 2017. Operating experience in la Pereda 1.7 MWth calcium looping pilot. *Energy Procedia*, 114:159, 157.
- Basu, P. 2015. *Circulating fluidized bed boilers: design, operation and maintenance*. Springer. DOI: 10.1007/978-3-319-06173-3.
- Binay, E. 2009. Mevcut bir termik santralin kombine çevrim santraline dönüştürülmesi analizi. Yüksek lisans tezi, Yıldız Teknik Üniversitesi, İstanbul, 91 s.
- Blamey J., Anthony, E.J., Wang, J., Fennell, P.S. 2010. The calcium looping cycle for large-scale CO₂ capture. *Progress in Energy and Combustion Science*. 36 (2): 260–279.
- Boot-Handford, M.E., Abanades, J.C., Anthony, E.J., Blunt, M.J., Brandani, S., Mac Dowell, N., Fernández, J.R., Ferrari, M.C., Gross, R., Hallett, J.P., Haszeldine, R.S., Heptonstall, P., Lyngfelt, A., Makuch, Z., Mangano, E., Porter, R.T.J., Pourkashanian, M., Rochelle, G.T., Shah, N., Yao, J.G., Fennell, P.S. 2014. Carbon capture and storage update. *Energy Environ. Sci.*, 7: 130-189.
- Boran, E., Ayaz, G.B., Türk, S., Engin, Y. 2022. Karbon yakalama, kullanma ve depolama. *TürkÇimento*. <https://www.ecka.com.tr/ekler/karbon-yakalama-ve-depolama-1654758940.pdf> [Son Erişim Tarihi: 18.02.2025].
- Borgert, K.J. 2015. Oxyfuel carbon capture for pulverized coal: techno-economic model creations and evulation amongst alternatives. Doktora tezi, Carnegie Mellon University, Pittsburgh-Pensilvanya, 322 s.
- Bui, M., Adjiman, C.S., Bardow, A., Anthony, E.J., Boston, A., Brown, S., Fennell, P.S., Fuss, S., Galindo, A., Hackett, L.A., vd. 2018. Carbon capture and storage (CCS): the way forward. *Energy & Environmental Science*, 11: 1062-1176.
- Cai, R., He, G., Zheng, L. 2004. Comparison of CFBC and PC boilers. *Applied Thermal Engineering*, 24 (2-3): 131-140.

- Coppola, A., Scala, F. 2020. A preliminary techno-economic analysis on the calcium looping process with simultaneous capture of CO₂ and SO₂ from a coal-based combustion power plant. *Energies*, 13: 2176.
- Coşkun, T. 2020. Dolaşımli akışkan yatak sisteminde Türk linyitlerinin oksijence zengin ortamda yakılması ve CO₂ tutulumunun tekno-ekonomik analizi. Doktora tezi, Karabük Üniversitesi, Karabük, 215 s.
- Coşkun T., Özkaymak M., Okutan H. 2021. Techno-economic feasibility study of the commercial-scale oxy-cfb carbon capture system in Turkey, *Politeknik Dergisi*, 24(1): 45-56.
- Criado, Y.A., Arias, B., Abanades, J.C. 2017. Calcium looping CO₂ capture system for back-up power plants. *Energy Environ. Sci.*, 10: 1994-2004.
- ÇLİ 2024. Kuruluş ve Tarihçe. Türkiye Kömür İşletmeleri (TKİ) Kurumu, Çan Linyitleri İşletme (ÇLİ) Müdürlüğü. <https://cli.tki.gov.tr/hakkimizda> [Son Erişim Tarihi: 07.09.2024].
- Dieter, H. Beirrow, M. Schweitzer, D. Hawthorne, C., Scheffknecht, G. 2014. Efficiency and flexibility potential of calcium looping CO₂ capture. *Energy Procedia* 63 (15): 2129-2137.
- EIA 2024. Electric Power Annual 2023. U.S. Energy Information Administration (EIA). <https://www.eia.gov/electricity/annual/pdf/epa.pdf> [Son Erişim: 20.11.2024].
- Elert, G. 2003. Energy Density of Coal. <https://web.archive.org/web/20061107152122/http://hypertextbook.com/facts/2003/JuliyaFisher.shtml> [Son Erişim Tarihi: 18.01.2025].
- Enerdata 2024. World Energy & Climate Statistics - Yearbook 2024. Coal and Lignite Production Data. <https://yearbook.enerdata.net/coal-lignite/coal-production-data.html> [Son Erişim Tarihi: 20.09.2024].
- Energy Institute 2024. *Statistical Review of World Energy 2024*. <https://www.energyinst.org/statistical-review> [Son Erişim Tarihi: 15.05.2024].
- Erbaş, O. 2007. Dolaşımli akışkan yatakta ısı transferi mekanizması ve bu mekanizmanın kuramsal ve deneysel analizi. Doktora tezi, Gazi Üniversitesi, Ankara, 180 s.
- Erbaş, O., Arat, H. 2021. The oxy-fuel combustion power plant model with desulphurization process and the effect of different types of coal on operating parameters. *Avrupa Bilim ve Teknoloji Dergisi*, 25: 636-643.
- ETKB 2023a. Kömür. T.C. Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı (ETKB). <https://enerji.gov.tr/haber-detay?id=21208> [Son Erişim Tarihi: 15.05.2025].
- ETKB 2023b. Kömür. T.C. Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı (ETKB). <https://enerji.gov.tr/bilgimerkezi-tabii-kaynaklar-komur> [Son Erişim Tarihi: 15.05.2025].
- ETKB 2024. Türkiye’de Karbon Fiyatlandırma Mekanizması ve Geleceğe Dönük Senaryolar. 2030 Stratejisi ve II. Ulusal Enerji Verimliliği Eylem Planı. T.C. Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı (ETKB) [Son Erişim Tarihi: 20.01.2025].

- EÜAŞ 2025. Thermal power plants, 18 Mart Çan. Elektrik Üretim A.Ş. (EÜAŞ). <https://www.euas.gov.tr/en-US/power-plants/18-mart-can-2v2k> [Son Erişim Tarihi: 05.03.2025].
- Fennell, P.S., Anthony, E.J. 2015. Calcium looping technologies for CO₂ capture. *Chemical Engineering Journal*, 264: 697–707.
- Germeshausen, R., Wölfig, N. 2020. How marginal is lignite? Two simple approaches to determine price-setting technologies in power markets. *Energy Policy*, 138: 111230.
- Greco-Coppi, M., Seufert, P., Hofmann, C., Rolfe, A., Huang, Y., Rezvani, S., Ströhle, J., Epple, B. 2024. Efficient CO₂ capture from lime plants: techno-economic assessment of integrated concepts using indirectly heated carbonate looping technology. *Carbon Capture Science & Technology*, 11: 100187.
- Guluzade, F. 2014. Effects of CO₂ saturation on the recovery of the heavy oil using steam injection EOR technique, Yüksek lisans tezi, Orta Doğu Teknik Üniversitesi, Ankara, 102 s.
- Gürel, B. 2018. Düşük kaliteli linyitlerin yakılabilmesi için dolaşımli akışkan yataklı kazan (DAYK/CFBB) sisteminde toz ve su dolaşım sisteminin tasarımı ve yanma karakteristiklerinin incelenmesi, Doktora tezi, Süleyman Demirel Üniversitesi, Isparta, 222 s.
- Hanak, D.P., Anthony E.J., Manovic V. 2015. A review of developments in pilot-plant testing and modelling of calcium looping process for CO₂ capture from power generation systems. *Energy & Environmental Science*, 8, 2199.
- Hanak, D.P. 2024. Transforming carbon-intensive coal-fired power plants into negative emission technologies via biomass-fired calcium looping retrofit. *Clean Energy*, 8 (6): 263-282.
- Hotta, A. Kuivalainen, R., Eriksson, T., Lupion, M., Cortes, V., Sacristán, A.S.B., Jubitero, J.M., Ballesteros, J.C. 2012. Development and demonstration of oxy-fuel CFB technology. *Journal of the Southern African Institute of Mining and Metallurgy*, 112 (6): 431-436.
- IEA/OECD 2016. *Energy policies of IEA countries: Turkey 2016 review*. Paris. https://www.oecd.org/content/dam/oecd/en/publications/reports/2016/10/energy-policies-of-iea-countries-turkey-2016_g1g73045/9789264266698-en.pdf [Son Erişim: 02.04.2025].
- IEA 2020. Global Energy Review 2020. International Energy Agency (IEA), Paris. <https://www.iea.org/reports/global-energy-review-2020>, Licence: CC BY 4.0 [Son Erişim: 02.04.2025].
- IEA 2021. Coal 2021. IEA, Paris. <https://www.iea.org/reports/coal-2021>, Licence: CC BY 4.0 [Son Erişim Tarihi: 18.01.2025]
- IEA 2022. *World Energy Outlook 2022*. International Energy Agency (IEA). <https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2022> [Son Erişim Tarihi: 14.05.2025]
- Ilgar, R. 2008. Çan termik santral projesi. *Marmara Coğrafya Dergisi*, 17: 154-171.

- Kaliyan, N., Gayathri, P., Alagusundaram, K., Morey, R.V., Wilcke, W.F. 2007. Applications of Carbon Dioxide in Food and Processing Industries: Current Status and Future Thrusts. American Society of Agricultural and Biological Engineers (ASABE) Annual International Meeting, 17-20 Haziran, Minneapolis-Minnesota.
- Kamacı, C., Karaca, Z., Köksal, E., Deliormanlı, A. H., Elver, İ. 2013. Termik santrallerdeki atık enerjinin kullanılabilirliği: Çan Onsekiz Mart Termik Santrali. *Nevşehir Hacı Bektaş Veli Üniversitesi Sosyal Bilimler Enstitüsü Dergisi*, 3(1): 111-118.
- Kotowicz, J. and Dryjańska, A. 2013. Supercritical power plant 600 MW with cryogenic oxygen plant and CCS installation. *Thermodynamics*, 34 (3): 123-136.
- Kömürder 2024. Enerjideki Kömürün Yeri ve Yerli Kömüre Dayalı Termik Santral Kurulması Projesi Süreç ve Model Önerisi. Türkiye Kömür Üreticileri Derneği (Kömürder) https://www.komurder.org/uploads/Haber-Galerisi/2024/euas-ve-komurder-isbirligi/euas_ve_komurder_isbirligi.pdf [Son Erişim Tarihi: 17.02.2025].
- MacKenzie, A. Granatstein, D.L. Anthony, E.J., Abanades, J.C. 2007. Economics of CO₂ capture using the calcium cycle with a pressurized fluidized bed combustor. *Energy & Fuels*, 21 (2): 920–6.
- Maddahi, L. and Hossainpour, S. 2019. Thermo-economic evaluation of 300 MW coal based oxy-fuel power plant integrated with organic Rankine cycle. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 88: 383-392.
- Mantripragada, H.C., Rubin, E.S. 2014. Calcium looping cycle for CO₂ capture: performance, cost and feasibility analysis. *Energy Procedia*, 63: 2196–2206.
- Marcu, A., Coker, E., Bourcier, F., Caneill, J-Y., Schleicher, S., Hernández, J.F.L., Chang, H., Romeo, G., Chawah, P. 2024. 2024 state of the EU ETS report. <https://ercst.org/2024-state-of-the-eu-ets-report/>. [Son Erişim Tarihi: 10.08.2024]
- Castilla, G.M., Guío-Pérez, D.C., Papadokonstantakis, S., Pallarès, D., Johnsson, F. 2021. Techno-economic assessment of calcium looping for thermochemical energy storage with CO₂ capture. *Energies*, 14 (11): 3211.
- Obi, D., Onyekuru, S.O., Orga, A.C. 2025. Minimizing Carbon Capture Costs in Power Plants: A Novel Dimensional Analysis Framework for Techno-Economic Evaluation of Oxyfuel Combustion, Pre-combustion, and Post-combustion Capture Systems. *Energy Science & Engineering*. 13(4): 1749-1770
- OECD 2020. Projected costs of generating electricity – 2020 edition. Nuclear Energy Agency (NEA), International Energy Agency (IEA), Organisation for Economic Co-operation and Development (OECD). OECD Publishing. https://www.oecd-neo.org/upload/docs/application/pdf/2020-12/egc-2020_2020-12-09_18-26-46_781.pdf [Son Erişim Tarihi: 12.04.2025].
- Otero, P., Alvarez, L., Gutierrez, J.A. 2015. CIUDEN experiences in CO₂ capture by oxycombustion. *Boletín del Grupo Español del Carbon*, 35: 12-16. https://www.gecarbon.org/boletines/articulos/BoletinGEC_035_art3.pdf [Son Erişim Tarihi: 19.02.2025].

- Ozcan, D.O. 2014. Techno-economic study of the calcium looping process for CO₂ capture from cement and biomass power plants. Doktora tezi, The University of Edinburgh, Edinburgh. 238 s.
- Portillo, E., Gallego-Fernández, L. M., Cano, M., Alonso-Fariñas, B., Navarrete, B. 2022. Techno-economic comparison of integration options for an oxygen transport membrane unit into a coal oxy-fired circulating fluidized bed power plant. *Membranes*, 12 (12): 1224.
- Rodriguez N., Alonso, M., Grasa, G., Abanades, J.C. 2008. Heat requirements in a calciner of CaCO₃ integrated in a CO₂ capture system using CaO. *Chemical Engineering Journal*. 138(1–3): 148–154.
- Romano, M.C., Spinelli, M. 2011. A parametric study of Ca-looping CO₂ capture system. *Energy Procedia*, 4: 819–826.
- Romeo, L.M., Abanades, J.C., Escosa, J.M., Paño, J., Giménez, A., Biezma, A.S. and Ballesteros, J.C 2008. Oxyfuel carbonation/calcination cycle for low cost CO₂ capture in existing power plants, *Energy Conversion and Management*, 49 (10): 2809-2814.
- Rubin, E. S., Davison, J. E. and Herzog, H. J. 2015. The cost of CO₂ capture and storage. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 40: 378–400.
- Seçer, A. ve Arslanoğlu, A. 2019. Çan linyitinin katalitik gazlaştırma ile hidrojen eldesi. *Iğdır Üniversitesi Fen Bilimleri Enstitüsü Dergisi*, 9 (1): 223-232.
- Sher, F., Pans, M.A., Sun, C., Snape, C. and Liu, H. 2018. Oxy-Fuel combustion study of biomass fuel in a 20 kW_{th} fluidized bed combustor. *Fuel*, 215 (1): 778-786.
- Short, W., Packey, D.J., Holt, T. 1995. A manual for the economic evaluation of energy efficiency and renewable energy technologies (NREL/TP-462-5173).
- Singh, B.R., Singh, O. 2012. Global trends of fossil fuel reserves and climate change in the 21st century. In: Khan, S. (Ed.), Fossil Fuel and the Environment. InTech. doi: 10.5772/38655.
- Songolzadeh, M., Soleimani, M., Ravanchi, M.T., Songolzadeh, R. 2014. Carbon dioxide separation from flue gases: A technological review emphasizing reduction in greenhouse gas emissions. *The Scientific World Journal*, 1: 828131.
- Spero, C., Yamada T. 2015. Global CCS Institute, Callide Oxyfuel Project – Lessons Learned (Public Report). Callide Oxyfuel Services Pty Ltd, Queensland, Australia.
- Tang, Y., Liu, C., Kuang, S., Liu, Q., Chen, Z., Song, H., Su, B., Yu, J., Zhang, L., Dai, B. 2024. CFD modeling investigation of oxy-fuel combustion application in an industrial-scale FCC regenerator. *Journal of the Energy Institute*, 117: 101796.
- TEİAŞ 2023. *Türkiye Elektrik Üretim-İletim İstatistikleri*. Türkiye Elektrik İletim A.Ş. (TEİAŞ) <https://www.teias.gov.tr/turkiye-elektrik-uretim-iletim-istatistikleri> [Son Erişim Tarihi: 10.08.2024].
- Tilak, P. 2017. Process integration of calcium looping technology, Yüksek lisans tezi, Texas A&M University, Texas, 92 s.

- TKİ 2022. Termik Santraller. Türkiye Kömür İşletmeleri (TKİ) Kurumu, <https://www.tki.gov.tr/termik> [Son Erişim Tarihi: 20.09.2024].
- WEC 2016. World Energy Resources 2016. World Energy Council (WEC). <https://www.worldenergy.org/assets/images/imported/2016/10/World-Energy-Resources-Full-report-2016.10.03.pdf> [Son Erişim Tarihi: 29.04.2025].
- World Bank 2024. *Guidance Note on Shadow Price of Carbon in Economic Analysis*. Washington, DC: World Bank (2024 Guidance Note, carbon pricing and project NPV analysis).
- Yuan, Y., Wang, L., Zhuang, Y., Wu, Y., Bi, X. 2024. Energy and Economic Assessment of Oxy-Fuel Combustion CO₂ Capture in Coal-Fired Power Plants. *Energies*, 17 (18): 4626.
- Zhu, Q. 2013. *Developments in circulating fluidised bed combustion*. IEA Clean Coal Center, CCC/219, ISBN 978-92-9029-539-6.

ÖZGEÇMİŞ

Ömercan CEYLAN

ÖĞRENİM BİLGİLERİ

Yüksek Lisans 2022-2025	Akdeniz Üniversitesi Fen Bilimleri Enstitüsü, İklim Değişikliği ve Politikaları Anabilim Dalı, Antalya
Lisans 2005-2009	Çukurova Üniversitesi Mühendislik ve Mimarlık Fakültesi, Maden Mühendisliği Bölümü, Adana

MESLEKİ VE İDARİ GÖREVLER

Mühendis 2015-Devam Ediyor	Elektrik Üretim Anonim Şirketi Maden Sahaları Daire Başkanlığı, Maden Etüt-Proje Şube Müdürlüğü, Ankara
Mühendis 2012-2015	Afşin-Elbistan Linyitleri İşletme Müdürlüğü İstihsal Şube Müdürlüğü, Elbistan