

İSTANBUL TEKNİK ÜNİVERSİTESİ ★ LİSANSÜSTÜ EĞİTİM ENSTİTÜSÜ

**TÜRKİYE’DE OLASI KARBON FİYATLANDIRMASININ
YENİLENEBİLİR ENERJİ YATIRIMLARI VE EMİSYON AZALTICI
UYGULAMALARA OLAN ETKİSİ**

YÜKSEK LİSANS TEZİ

Cafer ŞUTAŞDEMİR

Enerji Bilim ve Teknoloji Anabilim Dalı

Enerji Bilim ve Teknoloji Programı

HAZİRAN 2023

İSTANBUL TEKNİK ÜNİVERSİTESİ ★ LİSANSÜSTÜ EĞİTİM ENSTİTÜSÜ

**TÜRKİYE'DE OLASI KARBON FİYATLANDIRMASININ
YENİLENEBİLİR ENERJİ YATIRIMLARI VE EMİSYON AZALTICI
UYGULAMALARA OLAN ETKİSİ**

YÜKSEK LİSANS TEZİ

**Cafer ŞUTAŞDEMİR
(301201012)**

Enerji Bilim ve Teknoloji Anabilim Dalı

Enerji Bilim ve Teknoloji Programı

Tez Danışmanı: Prof. Dr. Mehmet Özgür KAYALICA

HAZİRAN 2023

ISTANBUL TECHNICAL UNIVERSITY ★ GRADUATE SCHOOL

**THE EFFECT OF POSSIBLE CARBON PRICING ON RENEWABLE
ENERGY INVESTMENTS AND EMISSION REDUCTION PRACTICES IN
TÜRKİYE**

M.Sc.THESIS

**Cafer ŞUTAŞDEMİR
(301201012)**

Energy Science and Technology Division

Energy Science and Technology Programme

Thesis Advisor: Prof. Dr. Mehmet Özgür KAYALICA

JUNE 2023

İTÜ, Lisansüstü Eğitim Enstitüsü'nün 301201012 numaralı Yüksek Lisans Öğrencisi Cafer ŞUTAŞDEMİR, ilgili yönetmeliklerin belirlediği gerekli tüm şartları yerine getirdikten sonra hazırladığı “TÜRKİYE’DE OLASI KARBON FİYATLANDIRMASININ YENİLENEBİLİR ENERJİ YATIRIMLARI VE EMİSYON AZALTICI UYGULAMALARA OLAN ETKİSİ” başlıklı tezini aşağıda imzaları olan jüri önünde başarı ile sunmuştur.

Tez Danışmanı : **Prof. Dr. Mehmet Özgür KAYALICA**
İstanbul Teknik Üniversitesi

Jüri Üyeleri : **Dr. Öğr. Üyesi Ebru ACUNER TÜRET**
İstanbul Teknik Üniversitesi

Dr. Öğr. Üyesi Zeynep BEKTAŞ
Kadir Has Üniversitesi

Teslim Tarihi : 26 Mayıs 2023
Savunma Tarihi : 13 Haziran 2023





Aileme ve dostlarıma,



ÖNSÖZ

Yüksek Lisans tezimi hazırlama sürecinde her zaman yanımda olan ve bana yol gösteren, bilgisini ve desteğini hiç esirgemeyen değerli danışman hocam Sayın Prof. Dr. Mehmet Özgür KAYALICA'ya, engin bilgi ve tecrübelerini benimle paylaşan sevgili hocalarım Sayın Prof. Dr. Gülgün KAYAKUTLU'ya ve Sayın Prof. Dr. Üner ÇOLAK'a sonsuz teşekkürlerimi sunarım.

Değerli zamanlarını ayırıp çalışma kapsamında hazırladığım anketime cevap vererek tez çalışmama katkıda bulunan sektör uzmanlarına, her zaman desteklerini yanımda hissettiğim çalışma arkadaşlarıma teşekkürü bir borç bilirim.

Yüksek Lisans eğitimim boyunca her daim beni destekleyen sevgili eşime, hayatımın her aşamasında yanımda duran, desteklerini, fedakârlıklarını hiçbir zaman eksik etmeyen kıymetli anneme, babama ve kız kardeşlerime en içten teşekkürlerimi sunarım.

Mayıs 2023

Cafer ŞUTAŞDEMİR
(Elektrik Elektronik Mühendisi)



İÇİNDEKİLER

Sayfa

ÖNSÖZ.....	ix
İÇİNDEKİLER	xi
KISALTMALAR	xv
ÇİZELGE LİSTESİ.....	xvii
ŞEKİL LİSTESİ.....	xix
ÖZET.....	xxiii
SUMMARY	xxvii
1. GİRİŞ	1
1.1 Tezin Amacı	2
1.2 Çalışmanın Aşamaları	2
2. DÜNYADA YENİLENEBİLİR ENERJİ DESTEKLEME	
MEKANİZMALARI.....	5
2.1 Garantili Tarifeler (Feed-in Tariffs-FiTs)	6
2.2 Prim Garantisi/Piyasa Primleri (Feed-in Premiums- FiPs)	6
2.3 Kota Yükümlülükleri/ Yenilenebilir Enerji Portföy Standartları	7
2.4 Net Ölçüm- Net Metering.....	7
2.5 Vergi Düzenlemesi-Tax Regulation Mechanisms.....	9
2.6 Ticareti Yapılabilir Yenilenebilir Enerji Sertifikaları- Tradable Renewable Energy Certificates	9
2.7 İhale ve Müzayede Programları-Tendering and Auctions Schemes	10
2.8 Kamu Yatırım, Kredi, Hibe, Sübvansiyon-Public Investment, Loans, Grants Capital Subsidies or Rebates	10
2.8.1 Hibe ve sübvansiyonlar	10
2.8.2 Krediler	11
2.8.3 Doğrudan kamu yatırımları	11
2.9 Ülke Bazlı Teşvik Tiplerinin İncelenmesi	13
2.9.1 Meksika	13
2.9.2 Güney Kore	17
2.9.3 Danimarka	22
2.9.4 Amerika Birleşik Devletleri	26
2.9.5 Türkiye	27
2.9.6 Almanya	36
2.9.7 Avrupa Birliği	43
2.9.8 Çin.....	46
3. YENİLENEBİLİR ENERJİ SERTİFİKALARI.....	55
3.1 Menşe Garantisi (Guarantee of Origin -GO).....	56
3.2 Yenilenebilir Enerji Sertifika Sistemi (RECs)	57
3.3 I-REC	58
3.4 YEK-G	62
4. KARBON PİYASALARI	69
4.1 Birleşmiş Milletler İklim Değişikliği Çerçeve Sözleşmesi (BMİDÇS)	69

4.2 Kyoto Protokolü	70
4.3 Paris İklim Anlaşması.....	72
4.4 Türkiye'nin Durumu.....	73
4.5 Avrupa Birliği Yeşil Mutabakatı	74
4.6 Karbon Ticareti ve Piyasası.....	75
4.6.1 Ortak uygulama (JI)	78
4.6.2 Temiz kalkınma mekanizması (Clean Development Mechanism-CDM)	78
4.7 Piyasa Temelli Mekanizmalar	79
4.7.1 Emisyon ticaret sistemi (ETS).....	79
4.7.2 Karbon vergisi	85
4.8 Sınırdaki Karbon Düzenleme Mekanizması (SKDM).....	89
4.9 Ülke Bazlı Emisyon Ticaret Sistemleri	94
4.9.1 Avrupa birliği emisyon ticaret sistemi (AB ETS).....	94
4.9.2 İsviçre emisyon ticaret sistemi	97
4.9.3 Kaliforniya karbon üst sınır ve ticaret programı	98
4.9.4 Çin emisyon ticaret sistemi	100
4.9.5 Bölgesel sera gazı girişimi (Regional Greenhouse Gas Initiative – RGGI)	101
4.10 Birbiriyle İlişkilendirilmiş Emisyon Ticaret Sistemleri	103
4.11 Gönüllü Karbon Piyasaları	110
4.12 Gönüllü Karbon Projeleri Standartları.....	111
4.12.1 Gold standart (GS)	112
4.12.2 Onaylanmış karbon standardı (Verified Carbon Standard-VCS).....	112
4.12.3 Küresel karbon konseyi (Global Carbon Council-GCC)	113
4.13 İklim Değişikliğinin Ekonomik Yönden İncelenmesi	114
4.14 Sera Gazı Protokolü (Greenhouse Gas Protokol).....	124
4.14.1 Kapsam 1 (doğrudan GHG emisyonları)	125
4.14.2 Kapsam 2 (elektrik/ısı/buhar kaynaklı dolaylı GHG emisyonları)	126
4.14.2.1 Lokasyon temelli yöntem (location-based method)	128
4.14.2.2 Piyasa temelli yöntem (market-based method)	129
4.14.3 Kapsam 3 (diğer dolaylı GHG emisyonları)	129
4.14.4 Elektrik üretim/dağıtım yöntemine göre ayırt edici kapsam raporlamaları	131
4.14.5 Emisyon faktörlerini her bir elektrik tüketimi birimiyle eşleştirme.....	137
4.14.6 Artakalan bileşimli (residual mix) karbon muhasebesi örneği.....	137
5. NET SIFIR HEDEFİ ve KARBON YAKALAMA UYGULAMALARI	151
5.1 Net Sıfır Hedefi	151
5.2 Emisyon Azaltma-Önleme-Uzaklaştırma Faaliyetleri	156
5.3 Ulusal Katkı Beyanları (National Determined Contributions-NDCs).....	159
5.3.1 Amerika Birleşik Devletleri ulusal katkı beyanı	160
5.3.2 Avustralya ulusal katkı beyanı	164
5.3.3 Şili ulusal katkı beyanı	166
5.3.4 İsviçre ulusal katkı beyanı.....	168
5.3.5 Avrupa Birliği ulusal katkı beyanı	171
5.4 Karbon Yakalama, Kullanma ve Depolama (Carbon Capture and Utilisation Storage-CCUS) Teknolojileri	172
5.4.1 Karbon yakalama projeleri	175
5.4.2 Karbon yakalama teknolojilerinin önemi	180
6. NEDENSEL HARİTALAR, BAYES AĞLARI VE NETİCA PROGRAMI	185
6.1 Nedensel Harita (Causal Map)	191

6.2 Bayes Ağları	191
6.2.1 Bayes ağlarında bağlantı tipleri.....	194
6.2.2 Bayes teoremi.....	195
6.3 NETICA Programı	196
6.4 Anket Uygulaması.....	205
6.5 Durum 1 ve Senaryolar	219
6.6 Durum 2 ve Senaryolar	222
6.7 Durum 3 ve Senaryolar	225
6.8 Durum 4 ve Senaryo.....	229
6.9 Durum 5 ve Senaryo.....	231
6.10 Senaryo-6	233
7. SONUÇ.....	235
KAYNAKLAR	239
EKLER.....	249
ÖZGEÇMİŞ.....	259





KISALTMALAR

AB	: Avrupa Birliği
BMİDÇS	: Birleşmiş Milletler İklim Değişikliği Çerçeve Sözleşmesi
CCS	: Carbon Capture and Storage
CCUS	: Carbon Capture, Utilisation and Storage
CDM	: Clean Development Mechanism
COP	: Conference of the Parties
EPİAŞ	: Enerji Piyasaları İşletme Anonim Şirketi
ETS	: Emisyon Ticaret Sistemi
GHGP	: Greenhouse Gas Protocol
GO	: Guarantees of Origin
GSYİH	: Gayri Safı Yurt İçi Hasıla
IEA	: International Energy Agency
IMF	: International Monetary Fund
I-REC	: International Renewable Energy Certificate
JI	: Joint Implementation
NDCs	: Nationally Determined Contributions
OECD	: Organisation for Economic Co-operation and Development
REC	: Renewable Energy Certificate
RPS	: Renewable Portfolio Standard
SKDM	: Sınırdı Karbon Düzenleme Mekanizması
TEİAŞ	: Türkiye Elektrik İletim Anonim Şirketi
YEKA	: Yenilenebilir Enerji Kaynak Alanı
YEKDEM	: Yenilenebilir Enerji Kaynakları Destekleme Mekanizması
YEK-G	: Yenilenebilir Enerji Kaynak Garanti
YETA	: Yeşil Tarife



ÇİZELGE LİSTESİ

Sayfa

Çizelge 2.1 : Teşvik tipleri karşılaştırılması .	11
Çizelge 2.2 : Ülke bazlı teşvik tipleri.	12
Çizelge 2.3 : Yek kanunu Ek-1 sayılı cetvel.	29
Çizelge 2.4 : Yek kanunu Ek-2 sayılı cetvel.	29
Çizelge 2.5 : Uygulanan ilk fiyatlar	30
Çizelge 2.6 : Azami fiyat bilgileri .	31
Çizelge 2.7 : 2022 Yılı son çeyreği için hesaplanan teşvik fiyatları.	31
Çizelge 2.8 : YEKA ihaleleri.	34
Çizelge 2.9 : Bazı ülkelerde uygulanan teşvik mekanizmaları ve teşvik süreleri .	46
Çizelge 2.10 : Enerji üretimi ve tüketimi devrimi stratejisi (2016-2030) için belirlenen hedeflerden bazıları.	48
Çizelge 3.1 : GO, REC ve I-REC karşılaştırması .	59
Çizelge 3.2 : Menşe garanti sistemi'nin (GOs) ülke bazlı karşılaştırılması .	60
Çizelge 3.3 : Organize YEK-G piyasası eşleşme miktarları	65
Çizelge 4.1 : ETS işleyiş örneği.	83
Çizelge 4.2 : ETS karşılaştırma çizelgesi.	106
Çizelge 4.3 : Emisyon kaynakları.	130
Çizelge 4.4 : Lokasyon temelli yöntemi emisyon faktörü hiyerarşisi.	135
Çizelge 4.5 : Piyasa temelli kapsam 2 veri hiyerarşisi.	136
Çizelge 4.6 : Lokasyon temelli yöntem için örnek hesaplama .	139
Çizelge 4.7 : Piyasa temelli yöntem için örnek hesaplama .	140
Çizelge 4.8 : Elektrik üretimi emisyon faktörü .	145
Çizelge 4.9 : Elektrik santralleri için yakıtlara göre elektrik üretim emisyon faktörleri	146
Çizelge 4.10 : Elektrik tüketim noktası emisyon faktörleri	146
Çizelge 4.11 : Birleşik marj emisyon faktörleri	147
Çizelge 4.12 : 2020 Yılı için hesaplanan toplam sera gazı emisyonu ve sertifika sayıları.	149
Çizelge 5.1 : Ülkelerde kullanılan net sıfır terminolojisi.	151
Çizelge 5.2 : “Net sıfır” hedefleri için yönetim mekanizmaları .	155
Çizelge 5.3 : Emisyon azaltma/önleme/uzaklaştırma karşılaştırması.	158
Çizelge 5.4 : Ülkelerin net sıfır hedef yılları .	159
Çizelge 5.5 : Şili'nin enerji sektörü için dikkate aldığı bazı önlemler.	167
Çizelge 5.6 : AB ülkeleri 2030 yılı sera gazı azaltım hedefleri.	171
Çizelge 5.7 : Kanada ve ABD karbon yakalama projeleri karşılaştırması.	174
Çizelge 6.1 : Karbon fiyatlandırması üzerine yapılan çalışmalar.	186
Çizelge 6.2 : Örnek bilişsel çizelge.	206
Çizelge 6.3 : İkili karşılaştırma matrisi.	207
Çizelge 6.4 : NETICA olasılık tablosu.	214
Çizelge 6.5 : DURUM ve senaryolar	216
Çizelge 6.6 : Durum ve senaryoların olasılık değerleri.	218

Çizelge 6.7 : Durum 1, senaryo 1-1 ve senaryo 1-2 sonuçları.....	222
Çizelge 6.8 : Durum 2, senaryo 2-1 ve senaryo 2-2 sonuçları.....	225
Çizelge 6.9 : Durum 3, senaryo 3-1 ve senaryo 3-2 sonuçları.....	228
Çizelge 6.10 : Durum 4 ve senaryo 4-1 sonuçları.....	230
Çizelge 6.11 : Durum 5 ve senaryo 5-1 sonuçları.....	232
Çizelge 6.12 : Mevcut durum ve senaryo 6 sonuçları.....	234
Çizelge A.1 : 1. Anket faktör değerlendirme tablosu.	251
Çizelge A.2 : Örnek değerlendirme tablosu.....	252
Çizelge B.1 : 2. Anket olasılık değerlendirme tablosu.	256
Çizelge C.1 : İkinci anket sonuçları.....	257



ŞEKİL LİSTESİ

Sayfa

Şekil 2.1 : Meksika'nın 2010 ve 2021 yılları arasındaki yenilenebilir enerji kaynaklı kurulu güç değişim grafiği .	13
Şekil 2.2 : Almanya'da yenilenebilir enerji payının gelişimi .	43
Şekil 2.3 : Çin'in 2005-2019 yılları arası rüzgâr santralleri kurulu güç grafiği .	53
Şekil 2.4 : Çin'in 2005-2019 yılları arası güneş santralleri kurulu güç grafiği .	54
Şekil 3.1 : Menşe garanti (Guarantee of Origin-GO) ihraç miktarı .	57
Şekil 3.2 : YEK-G piyasası genel işleyişi.	63
Şekil 3.3 : Türkiye'nin 03.04.2022 tarihli üretim profili .	64
Şekil 3.4 : Organize YEK-G piyasası eşleşme miktarları .	66
Şekil 3.5 : Piyasa işletmecisi tarafından oluşturulan sertifika miktarı (ihraç miktarı) .	66
Şekil 3.6 : Kullanılan sertifika miktarı (itfa miktarları) .	67
Şekil 4.1 : BMİDÇS Ülke sınıfları. .	70
Şekil 4.2 : Karbon piyasalarının temel yapısı. .	76
Şekil 4.3 : ETS işleyişi .	83
Şekil 4.4 : Bazı ülkelerde uygulanmakta olan ve uygulanması planlanan karbon fiyatları .	88
Şekil 4.5 : Bazı ülkelerde uygulanmakta olan ve uygulanması planlanan karbon fiyatları .	88
Şekil 4.6 : 16.03.2005-27.09.2022 Tarihleri arasındaki ets bazlı karbon fiyatları .	103
Şekil 4.7 : Mekanizma kategorisine göre 2021 yılında verilen kredi miktarı ve proje sayısı .	114
Şekil 4.8 : Karbon fiyatlandırmasının GSMH'ye etkisi .	121
Şekil 4.9 : Alternatif karbon fiyatları altında 2030 yılındaki emisyon azalmaları .	122
Şekil 4.10 : 2030 yılına kadar ton başına 50 ABD doları karbon vergisinin enerji fiyatlarına etkisi .	122
Şekil 4.11 : Sera gazı protokolü kapsamı .	130
Şekil 4.12 : Seçilmiş bazı ülkelerin yıllık toplam emisyon miktarları .	131
Şekil 4.13 : . Kapsam 1 emisyonları.	131
Şekil 4.14 : Kapsam 1 ve kapsam 2 emisyonları. .	132
Şekil 4.15 : Elektrik şebekesi kullanıcı emisyonları. .	133
Şekil 4.16 : Elektrik şebekesi kullanıcı emisyonları-2. .	134
Şekil 4.17 : Kapsam 2 için hangi muhasebe yöntemlerinin kullanılacağına belirlenmesi .	135
Şekil 4.18 : Sera gazı emisyonlarını belirleme ve hesaplama adımları. .	141
Şekil 4.19 : Örnek emisyon hesaplama. .	144
Şekil 5.1 : Ülkelerin net sıfır hedef yılları .	153
Şekil 5.2 : ABD net sıfır hedefi .	161

Şekil 5.3 : İsviçre'nin nüfusuna kıyasla sera gazı (GHG) ve CO ₂ emisyonlarındaki değişim grafiği .	169
Şekil 5.4 : İsviçre'nin GSYİH'ye kıyasla sera gazı (GHG) ve CO ₂ emisyonlarındaki değişim grafiği .	169
Şekil 5.5 : Örnek bir CCUS çalışma prensibi.	173
Şekil 5.6 : 2020-2030 yılları arası mevcut ve planlanan büyük ölçekli CO ₂ yakalama projelerinin kapasitesi (MtCO ₂ /yıl) , Net Sıfır Senaryosu .	174
Şekil 5.7 : Ülkelere göre 2022 yılında CO ₂ yakalamalı devrede olan tesisler ve 2030 yılı planlanan tesisler (%) .	176
Şekil 5.8 : Sektörlere göre 2022 yılında CO ₂ yakalamalı devrede olan tesisler ve 2030 yılı planlanan tesisler (%) .	176
Şekil 5.9 : IEA sürdürülebilir kalkınma senaryosunda ccus donanımlı santrallerden elektrik üretimi .	182
Şekil 5.10 : Sürdürülebilir kalkınma senaryosunda kömürle çalışan elektrik üretiminin evrimi .	183
Şekil 6.1 : Basit bayes ağı yapısı.	194
Şekil 6.2 : Seri bağlantı.	194
Şekil 6.3 : Yakınsayan bağlantı.	194
Şekil 6.4 : Iraksayan bağlantı.	195
Şekil 6.5 : Netica açılış ekranı.	196
Şekil 6.6 : Netica dosya yükleme/açma ekranı-1.	196
Şekil 6.7 : Netica dosya yükleme/açma ekranı-2.	197
Şekil 6.8 : Düğüm oluşturma sekmeleri.	197
Şekil 6.9 : Karar düğümü.	198
Şekil 6.10 : Düğüm oluşturma.	199
Şekil 6.11 : Düğüm özellik tanımlama-1.	199
Şekil 6.12 : Düğüm özellik tanımlama-2.	199
Şekil 6.13 : Düğüm özellik tanımlama-3.	200
Şekil 6.14 : Netica bayes ağı.	200
Şekil 6.15 : Düğüm ilişkileri.	201
Şekil 6.16 : "Table" menüsü.	201
Şekil 6.17 : Olasılık değer girişi.	201
Şekil 6.18 : Olasılık değer girişi-2.	202
Şekil 6.19 : Örnek olasılık çizelgesi.	202
Şekil 6.20 : Örnek olasılık çizelgesi-2.	203
Şekil 6.21 : Bayes çalıştırma.	203
Şekil 6.22 : Örnek senaryo-1.	204
Şekil 6.23 : Örnek senaryo-2.	204
Şekil 6.24 : Bilişsel harita.	208
Şekil 6.25 : Bayes haritası.	209
Şekil 6.26 : Olasılık değeri girilmemiş NETICA ekran görüntüsü.	213
Şekil 6.27 : Olasılık değeri girilmiş NETICA ekran görüntüsü.	213
Şekil 6.28 : NETICA örnek olasılık çizelgesi-1.	214
Şekil 6.29 : NETICA doldurulmuş olasılık çizelgesi.	215
Şekil 6.30 : Durum 1 NETICA ekran görüntüsü.	219
Şekil 6.31 : Senaryo 1-1 NETICA ekran görüntüsü.	220
Şekil 6.32 : Senaryo 1-2 NETICA ekran görüntüsü.	221
Şekil 6.33 : Durum 2 NETICA ekran görüntüsü.	223
Şekil 6.34 : Senaryo 2-1 NETICA ekran görüntüsü.	224
Şekil 6.35 : Senaryo 2-2 NETICA ekran görüntüsü.	224

Şekil 6.36 : Durum 3 NETICA ekran görüntüsü.	226
Şekil 6.37 : Senaryo 3-1 NETICA ekran görüntüsü.	227
Şekil 6.38 : Senaryo 3-2 NETICA ekran görüntüsü.	228
Şekil 6.39 : Durum 4 NETICA ekran görüntüsü.	229
Şekil 6.40 : Senaryo 4-1 NETICA ekran görüntüsü.	230
Şekil 6.41 : Durum 5 NETICA ekran görüntüsü.	231
Şekil 6.42 : Senaryo 5-1 NETICA ekran görüntüsü.	232
Şekil 6.43 : Senaryo 6 NETICA ekran görüntüsü.	233





TÜRKİYE’DE OLASI KARBON FİYATLANDIRMASININ YENİLENEBİLİR ENERJİ YATIRIMLARI VE EMİSYON AZALTICI UYGULAMALARA OLAN ETKİSİ

ÖZET

İklim değişikliği ile mücadele tüm ülkelerin ortak sorunudur. Türkiye de bu mücadeleye Paris İklim Anlaşması uyarınca ortak olmuş ve 2053 yılını Net Sıfır yılı olarak beyan etmiştir. Türkiye’nin belirlemiş olduğu bu hedefe ulaşması için atması gereken önemli adımlar olacaktır. Öncelikle ulusal düzeyde uygulanacak bir karbon fiyatlandırma atılacak en önemli adımlardan biridir. Avrupa Birliği’nin Sınırda Karbon Düzenleme Mekanizması (SKDM) kapsamında karbon fiyatlandırması olmayan ülkelere ithal edeceği ürünlere Avrupa Birliği içerisinde oluşan karbon fiyatlarına eşdeğer bir vergi uygulaması, herhangi bir karbon fiyatlandırması olmaması durumunda Türkiye’ye ekonomik bir yük olarak etki edecektir.

Tez kapsamında ilk olarak dünya genelinde uygulanmakta olan yenilenebilir enerji teşvik mekanizmaları üzerinde detaylı bir bilgilendirme yapılmıştır. Ülke bazlı olarak incelenen teşvik mekanizmalarının uygulama yöntemleri açıklanmıştır. Özellikle Türkiye’de uygulanan mekanizmaların güncel durumları incelenmiştir. Bu aşamada tez çalışmasının daha iyi kavranabilmesi için bazı konuların da iyi bilinmesi gerekir.

Bu konulardan biri Yenilenebilir Enerji Sertifikalarıdır. Yenilenebilir Enerji Sertifikalarının özünde üretilen enerjinin kaynağının yenilenebilir kaynaklardan (rüzgâr, güneş, hidrolik... vb.) sağlandığını belgelendirmek ve tüketiciye bunu ispatlamak yatmaktadır. Bilindiği üzere elektrik enerjisi üretildiği kaynaktan bağımsız olarak üretim noktasından tüketim noktasına ulaştırılırken aynı fiziki yolu kullanmaktadır. Daha açık bir ifade ile herhangi bir rüzgâr santralinde üretilen elektrik enerjisi ile kömür santralinde üretilen elektrik enerjisi aynı iletim ya da dağıtım hattı üzerinden son kullanıcıya ulaşmaktadır. Dolayısıyla elektriğin kendine özgü yapısı itibari ile son tüketim noktasında üretim kaynağını belirlemek neredeyse imkânsızdır. Bu amaçla tüketilen elektriğin yenilenebilir kaynaklardan olduğunu ispatlamak için bir takım sertifikalar geliştirilmiştir. Dünya genelinde uygulanan sertifika sistemlerine bakıldığında genel olarak aynı özelliklere sahip oldukları görülür. Bu sertifikaların ortak özelliği üretilen her 1 MWh yenilenebilir elektrik enerjisi için oluşturulmalarıdır. Bir diğer ifade ile rüzgâr, güneş gibi yenilenebilir kaynaklardan üretilen her 1 (bir) MWh elektrik enerjisi için bir sertifika oluşturulmaktadır. Satın alınan/satılan bu sertifikalar sayesinde tüketilen/üretilen elektrik enerjisinin yenilenebilir kaynaklardan üretildiği ispat edilmektedir. Enerji Takip Sertifikaları (Energy Attribute Certificates-EAC) olarak adlandırılan bu sertifikalar Guarantee of Origin (GOs) adı ile Avrupa’da, Renewable Energy Certificates (RECs) adı ile Kuzey Amerika’da ve Kanada’da, International REC Standard (I-RECs) adı ile de Asya, Afrika, Orta Doğu ve Latin Amerika ülkelerinde işlem görmektedirler. GOs sertifikaları Avrupa’da en çok işlem gören ve en popüler sertifika sistemi olarak öne çıkmaktadır. Türkiye’de işlem göre sertifikaların ismi ise YEK-G olarak adlandırılmaktadır. Her ne kadar isim farklılığı olsa bile genel amaç üretilen/tüketilen elektrik enerjisinin kaynağını ispat etmektir.

GOs, RECs ve I-RECs haricinde bölgesel olarak da kullanılan sertifika sistemleri mevcuttur. Meksika’da kullanılan Clean Energy Certificates (CECs) ve Avustralya’da kullanılan Large Scale Generation Certificates (LGCs) bu sertifikalara örnek gösterilebilir.

Bir diğer konu ise sera gazı emisyonlarının kapsamı ve emisyon azaltıcı uygulamalardır. Öncelikle sera gazı tanımına bakacak olursak sera gazları; gerek doğal süreçler gerekse de insani faaliyetler sonucu doğaya salınan ve atmosferde kızıl ötesi ışınları absorbe ederek atmosferin ısınmasına neden olan gazlar veya bileşiklerdir. Esasında bu gazlar yeryüzüne ulaşan ışınların dünya üzerinden atmosfer dışına çıkmasını engelleyerek dünyanın ısınmasına sebep oldukları için, kısacası bir sera etkisi yarattıkları için sera gazları olarak anılmaktadırlar. Sera gazları içerisinde en bilinen gaz, hepimizin çok yakından tanıdığı karbondioksit (CO₂) gazıdır. GHG Protokolüne göre üç farklı kapsam tanımlanmıştır. Bu kapsamlar literatürde Kapsam 1, Kapsam 2 ve Kapsam 3 olarak adlandırılmaktadırlar. Kapsam 1 emisyonları, bir şirketin ya da tesisin sahip olduğu veya kontrol ettiği kaynaklardan kaynaklanan doğrudan sera gazı emisyonlarını kapsamaktadır. Kapsam 2 emisyonları dolaylı olarak tüketilen elektrik, ısı ve buhar kaynaklı dolaylı emisyonları kapsamaktadır. Kapsam 3 emisyonları ise Kapsam 1 ve Kapsam 2 emisyonlar haricindeki emisyonları içermektedir.

Emisyon azaltım noktasında uygulanan yöntemlerden biri Emiston Ticaret Sistemi’dir. Emisyon Ticaret Sistemi emisyon miktarını azaltmak ya da kontrol altına almak için düzenleyici otoriteler tarafından kullanılır. Emisyon ticaretinin işleyişinde temel esas düzenleyici bir kurulun belirli bir zaman dilimi içinde sera gazı yayımcılarına salmalarına müsaade edecekleri maksimum emisyon miktarını hedef olarak belirlemesidir. Emisyon Ticareti Sistemi’nde düzenleyici kurum, emisyonun miktarını belirler ve fiyatın piyasa içerisinde belirlenmesine izin verir. Emisyon Ticareti Sistemi’nde sera gazı emisyonunun belirli miktarı, belirli bir zaman aralığı için tanımlanır. Tanımlanan bu miktar daha doğrusu sınırlandırılan bu miktar “üst sınır” olarak adlandırılırken, zaman aralığı ise “taahhüt ya da uyum periyodu” olarak adlandırılır. Üst sınır her yıl azaltılır iken, ilgili taahhüt döneminde belirlenen üst sınırı aşan tesisler, aşım miktarı kadar sertifika temin etmek zorundadırlar.

Emisyon azaltım noktasında bir diğer önemli uygulama ise Karbon Vergisi’dir. Karbon Vergisi kapsamında düzenleyici kurumlar, emisyonu sebep olan üreticiler için yaydıkları her bir ton sera gazı emisyonu için ödemesi gereken bir fiyat belirlerler. Üreticilerin vergi ödememek için emisyon miktarlarını azaltmaları gerekir. Gerek Karbon Vergisi gerekse de Emisyon Ticaret Sistemi’nin ortak noktası emisyon azaltmaya teşvik olsa da aralarında bir takım farklılıklar bulunmaktadır. Temel farklardan biri Karbon Vergisi emisyon azaltım konusunda herhangi bir taahhüt sunmaz ve fiyat konusunda kesinlik sağlar. Dolayısıyla bu bakımından Emisyon Ticareti Sistemi uygulamasından farklıdır. Diğer farklardan biri de Emisyon Ticaret Sistemi’nin maksimum emisyon seviyesini belirlemesidir. Böylece çevresel sonucun bilinir fakat sonuçta ortaya çıkan fiyatın bilinmemesi durumu söz konusudur. Karbon Vergisi ise uygulanacak fiyatı belirler ve piyasanın çevresel sonucu belirlemesine izin verir. Kısacası her iki uygulama da temel olarak aynı amaca hizmet etseler de Karbon Vergisi altında karbonun maliyeti önceden belirlenip yapılacak olan karbon azaltım miktarı piyasaya bırakılır, emisyon ticaretinde ise yapılacak olan karbon azaltım miktarı belirlenir ve karbon fiyatı buna göre piyasada oluşur.

Avrupa Birliği'nin (AB) iklimle mücadele kapsamında 2030 yılına kadar karbon emisyonlarını 1990 yılı seviyesine göre %55 azaltma hedefi bulunmaktadır. Bu hedefin yanı sıra nihai hedef 2050 yılında tamamen karbon nötr bir kıta olmaktır. Bu amaçla 2021 yılı Temmuz ayında AB'nin küresel bir iklim lideri olarak itibarını daha da güçlendirecek "55'e Uyum (Fit for 55)" adlı altında bir paket yayınlamıştır. Bu pakette önemli bir mekanizma yer almaktadır. Sınırdaki Karbon Düzenleme Mekanizması olarak adlandırılan bu mekanizmaya göre herhangi bir karbon fiyatlandırılması olmayan ülkelere Avrupa'ya ihraç edilecek ürünler için Avrupa Birliği tarafından karbon vergisi uygulanacaktır. Uygulanacak karbon vergisinin fiyatı ise yine AB ETS içerisinde oluşan fiyatlara göre belirlenecektir. Dolayısıyla bu noktada SKDM'nin etki edeceği ekonomik yükün hafifletilmesi için karbon fiyatlandırmasının uygulanması önemlidir.

AB gibi Türkiye'nin de Paris İklim Anlaşması uyarınca Net Sıfır hedefi bulunmaktadır. 2053 yılını Net Sıfır hedef yılı olarak seçen Türkiye, 2022 yılında Mısır'da gerçekleştirilen COP 27 toplantısında 2015 yılında yüzde 21 olarak açıklanan "Niyet Edilen Ulusal Katkı" (INDC) beyanını hedef 2030 yılı için yüzde 41 oranında azaltıma yükseltmiştir. Türkiye en geç 2038 yılında emisyonları tepe noktasına ulaştırma ve akabinde Net Sıfır hedefine güçlü politikalarla ilerlemeye devam etme kararı almıştır.

Karbon azaltım noktasında uygulanan bir diğer uygulama ise karbon yakalama teknolojileridir. Bu uygulamaya göre enerji üretiminden veya çelik, çimento yapımı gibi endüstriyel faaliyetler tarafından üretilen karbondioksit yakalanır, taşınır ve yer altında depolanır. Karbondioksit ayrıca doğrudan atmosferden de yakalanabilir. Yerinde kullanılmazsa, yakalanan CO₂ sıkıştırılır ve çeşitli uygulamalarda kullanılmak üzere boru hattı, gemi, demiryolu veya kamyonla taşınır veya kalıcı depolama için CO₂'yi tutabilen derin jeolojik oluşumlara (tükenmiş petrol ve gaz rezervuarları veya tuzlu akiferler dâhil) enjekte edilir.

Bu tez kapsamında Türkiye'de olası bir karbon fiyatlandırmasının etkileri Bayes Ağları metodu ile analiz edilmiştir. Çünkü bu yöntem, verilerin mevcut olmadığı veya yetersiz olduğu durumlarda kullanılan etkili bir yaklaşımdır. Yukarıda bahsedildiği üzere özellikle emisyon azaltıcı uygulamalar olan yenilenebilir enerji kaynaklarına yönelik teşvikler, Yeşil Sertifika Ticareti, Karbon Yakalama Teknolojileri hakkında bilgilendirme yapılmış, karbon piyasalarının küresel durumu incelenmiş ve Sera Gazı Protokolü uyarınca karbon ayak izini hesaplama yöntemleri üzerinde durulmuştur. Karbon fiyatlandırma uygulamalarının etkilerini analiz edebilmek adına değişkenler (faktörler) belirlenmiş ve bu faktörlerin birbirleri ile olan ilişkileri ve birbirlerine olan olasılıksal etkileri anket uygulamaları ile uzman görüşüne dayalı olarak elde edilmiştir. Uzman görüşlerine dayalı olarak elde edilen bu veriler Bayes Ağı Modelleme Programı olan NETICA üzerinde derlenmiştir. NETICA programı üzerinde yapılan senaryo çalışmaları ile faktörlerin birbirleri üzerindeki etkileri incelenmiştir.

Sonuç olarak yapılan tüm senaryolarda Türkiye'de Emisyon Ticaret Sistemi'nin özellikle emisyon azaltımı ve Sınırdaki Karbon Düzenleme Mekanizması kapsamında Türkiye'nin karşılaştacağı ekonomik yükü azaltma noktasında Karbon Vergisine göre daha fazla etkiye sahip olduğu görülmüştür.



THE EFFECT OF POSSIBLE CARBON PRICING ON RENEWABLE ENERGY INVESTMENTS AND EMISSION REDUCTION PRACTICES IN TÜRKİYE

SUMMARY

As it is known, the fight against climate change is a common issue of all countries. In accordance with the Paris Climate Agreement, Türkiye has become a partner in this struggle and declared the year of 2053 as the year of Net Zero. There are some important steps to be taken by Türkiye in order to reach this target it has determined. First of all, a carbon pricing to be implemented at the national level is one of the most important steps to be taken. In absence of any carbon pricing in Türkiye, the implementation of a carbon tax equivalent to the carbon prices within the scope of the Carbon Border Adjustment Mechanism (CBAM) in the European Union on the products that the European Union will import from countries that do not have carbon pricing will affect Türkiye as an economic burden.

Within the scope of the study, first of all, a detailed information was given on the renewable energy incentive mechanisms that are being implemented over the world. Particularly, the current situation of the mechanisms applied in Türkiye has been examined. At this point, some topics should be well known in order to better understand the study.

One of these topics is Renewable Energy Certificates. The aim of Renewable Energy Certificates is to certify that the source of the energy produced is provided by renewable sources (wind, solar, hydraulic... etc.) and to prove this to the consumer. As it is known, electrical energy uses the same physical way while being transported from the point of production to the point of consumption, regardless of the source from which it is produced. In other words, the electrical energy produced in any wind power plant and the electrical energy produced in the coal power plant are transmitted to the end user through the same transmission or distribution line. Therefore, due to the unique structure of electricity, it is almost impossible to determine its source of production at the end consumption point. For this purpose, a number of certificates have been developed to prove that the electricity consumed is from renewable sources. When we look at the certificate systems applied over the world, it is seen that they generally have the same features. The common feature of these certificates is that they are created for every 1 (one) MWh of renewable electricity produced. In other words, a certificate is created for every 1 MWh of electricity produced from renewable sources such as wind and solar. Thanks to these purchased/sold certificates, it is proved that the electricity consumed/produced is coming from renewable resources. These certificates, called Energy Attribute Certificates- EAC, are issued in Europe as Guarantee of Origin (GOs), in North America and Canada as Renewable Energy Certificates (RECs) and in Asian, African, Middle Eastern and Latin American countries as International REC Standard (I-RECs). GOs certificates stand out as the most traded and most popular certificate system in Europe. In Türkiye, the name of the certificates is called YEK-G. Although the name is different, the general purpose

is to prove the source of the electrical energy produced/consumed. Apart from GOs, RECs and I-RECs, there are also regionally used certification systems. Examples of these certificates are Clean Energy Certificates (CELs) used in Mexico and Large Scale Generation Certificates (LGCs) used in Australia.

Another topic is the scope of greenhouse gas emissions and emission reduction practices. First of all, if we look at the definition of greenhouse gases, greenhouse gases are gases or compounds that are released into nature as a result of both natural processes and human activities and that absorb infrared rays in the atmosphere and cause the atmosphere to warm up. In fact, these gases are called greenhouse gases because they prevent the rays reaching the earth from escaping out of the atmosphere and cause the world to warm up, in short, they create a greenhouse effect. Among the greenhouse gases, the most well-known gas is carbon dioxide (CO₂), which we all know very well. Three different scopes are defined according to the GHG Protocol. These scopes are called Scope 1, Scope 2 and Scope 3 in the literature. Scope 1 emissions cover direct greenhouse gas emissions from sources owned or controlled by a company or facility. Scope 2 emissions cover indirect emissions from electricity, heat and steam consumed indirectly. Scope 3 emissions include emissions except for Scope 1 and Scope 2 emissions.

One of the practises applied at the point of emission reduction is the Emission Trading System. The Emissions Trading System is used by regulatory authorities to reduce or control emissions. The basic principle in the operation of emissions trading is that a regulatory board determines the maximum amount of emissions that they will allow to emit to greenhouse gas emitters within a certain period of time. In the Emissions Trading System, the authority determines the amount of the emission and allows the price to be determined within the market. In the Emissions Trading System, a certain amount of greenhouse gas emission is defined for a certain time period. While this defined amount, or rather, this limited amount, is called the "cap", the time period is called the "commitment or compliance period". While the cap is reduced every year, facilities that exceed the cap determined in the certain period are obliged to provide certificates equal to the excess amount.

Another important practise at the point of emission reduction is the Carbon Tax. Within the scope of the Carbon Tax, the regulatory authorities set a price for the producers that cause the emission, which they must pay for each ton of greenhouse gas emissions they emit. Producers need to reduce their emissions to avoid paying taxes. Although the common feature of both the Carbon Tax and the Emissions Trading System is the incentive to reduce emissions, there are some differences between them. One of these difference is that the Carbon Tax does not make any commitment to emissions reductions and provides price certainty. Therefore, in this respect, it differs from the Emissions Trading System. Another difference is that the Emission Trading System determines the cap of emission. In this way, the environmental effect is known, but the resulting price is not known. A Carbon Tax sets the price to be paid and allows the market to determine the environmental effect. In short, although both practises basically serve the same purpose, under the Carbon Tax, the cost of carbon is determined in advance and the amount of carbon reduction is released to the market. In Emission Trading System, the amount of carbon reduction to be avoided is determined and the carbon price is determined in the market.

The European Union (EU) has a target to reduce carbon emissions by 55% by 2030, compared to 1990 levels, within the scope of fighting climate change. In addition to

this aim, the ultimate aim is to be a completely carbon neutral continent by 2050. For this purpose, in July 2021, it has published a package called “Fit for 55”, which will further strengthen the EU's reputation as a global climate leader. This package includes an important mechanism. According to this mechanism, called the Carbon Border Adjustment Mechanism (CBAM), a carbon tax will be applied by the European Union for products that will be exported to Europe from countries that do not have any carbon pricing mechanism. The price of the carbon tax to be applied will be determined according to the prices formed in the EU ETS. Therefore, at this point, it is important to apply carbon pricing in order to alleviate the economic burden of CBAM.

Türkiye has a Net Zero target in accordance with the Paris Climate Agreement like EU. Türkiye, which chose the year of 2053 as the Net Zero target year, increased the "Intended National Contribution" (INDC), which was announced in 2015 as 21 percent of reduction for the target year 2030, to a reduction of 41 percent at COP 27 held in 2022 in Egypt. Türkiye has decided to reach the peak of emissions by 2038 and then to continue to progress towards Net Zero target with strong policies.

Another practice applied at the point of carbon reduction is carbon capture technologies. According to this practice, carbon dioxide produced from energy production or industrial activities such as steel and cement producing is captured, transported and stored underground. Carbon dioxide can also be captured directly from the atmosphere. If not used in place, the captured CO₂ is compressed and transported by pipeline, ship, rail or truck for using in a variety of applications or injected into deep geological formations (including depleted oil and gas reservoirs or salty aquifers) that can hold CO₂ for permanent storage

Within the scope of this thesis, the effects of a possible carbon pricing in Türkiye were analyzed by Bayesian Networks method. Because this method is an effective method used when data is not available or insufficient. As mentioned above, particularly, the emission reduction practices such as renewable energy incentives, Green Certificate Trade, Carbon Capture Technologies were informed, the global situation of carbon markets was examined and in scope of the Greenhouse Gas Protocol carbon footprint calculation methods were emphasized. In order to analyze the effects of carbon pricing practices, variables (factors) were determined and the relationships of these variables with each other and their probabilistic effects on each other were obtained based on expert opinion with the help of surveys. These data obtained based on expert opinions, were compiled on NETICA, the Bayesian Network Modeling Program. The effects of the factors on each other were examined by making scenario studies on the NETICA program.

As a result, in all scenarios, it has been observed that the Emissions Trading System has more effect than the Carbon Tax in terms of reducing the economic burden that Türkiye will face within the scope of Carbon Border Adjustment Mechanism (CBAM) and emissions reduction.



1. GİRİŞ

İklim değışikliği ile mücadele, bu değışikliğe sebep olan faktörlerin bilinmesi ve bu faktörlere karşı önlem alınması ile başarılı olabilir. Dolayısıyla iklim değışikliğinden bahsediyor isek öncelikle bu değışikliğe sebep olan sera gazlarının tanımına bakmak gerekir, çünkü iklim değışikliğinin ya da daha yaygın tabiri ile küresel ısınmanın asıl sebebi bu gazlardır. Sera gazları; gerek doğal süreçler gerekse de insani faaliyetler sonucu doğaya salınan ve atmosferde kızıl ötesi ışınları absorbe ederek atmosferin ısınmasına neden olan gazlar veya bileşiklerdir. Esasında bu gazlar yeryüzüne ulaşan ışınların dünya üzerinden atmosfer dışına çıkmasını engelleyerek dünyanın ısınmasına sebep oldukları için, kısacası bir sera etkisi yarattıkları için sera gazları olarak anılmaktadırlar. Sera gazları içerisinde en bilinen gaz, hepimizin çok yakından tanıdığı karbondioksit (CO_2) gazıdır. Çoğu zaman karbon olarak ifade ettiğimiz karbondioksit gazı diğer sera gazlarına göre atmosferdeki yoğunluğu en fazla olan gazdır. Karbondioksitin atmosferdeki yoğunluğu ise “Milyonda Parçacık Sayısı-ppm” olarak adlandırılmaktadır.

Atmosferdeki karbondioksit yoğunluğu ABD’de bulunan Mauna Loa gözlem evi sonuçlarına göre 2023 yılında 418,60 ppm seviyesine ulaşmıştır ki [164], bu seviye güvenli sınır olarak kabul edilen 350 ppm’in çok üzerindedir. Dolayısıyla bu seviyedeki yoğunluğun azaltılması için atılan adımlardan çok daha fazlasına ihtiyaç olduğu aşikârdır. Dünya üzerinde uygulamakta olan bir takım uygulamalar (ETS, karbon vergisi... gibi) sera gazı emisyon azaltımına katkı sağlayan önemli araçlardan birkaçıdır. Her ülkenin kendi iç piyasa yapısında devreye alacağı uygulamalar ile iklim değışikliğine karşı olan mücadelede ortak bir davranış sergilemesi gerekir. Örneğin Bhutan, Panama, Suriname gibi ülkeler bu mücadeleyi başarıyla yürütmektedirler. Öyle ki bu ülkeler doğaya saldıkları emisyonlardan daha fazlasını absorbe ederek karbon negatif ülke konumuna gelmişlerdir. 2053 yılı Net Sıfır hedefi olan ülkemizin de karbon negatif bir ülke konumuna gelmesi adına atacağı adımlar çok önemlidir. Karbon emisyonunun ana kaynağının enerji üretimi olduğu düşünüldüğünde ve yüksek bir yenilenebilir enerji üretme potansiyeline sahip olan ülkemizde olası bir karbon

fiyatlandırma uygulamasının hayata geçirilmesi ve yenilenebilir kaynaklara olan yatırımlarımızın artması 2053 yılı Net Sıfır hedefimize ulaşmada yardımcı olacaktır. Önce çevresel daha sonra da ekonomik boyutu ile ele alınması gereken bu mücadele hepimizin ortak görevidir. Ekolojik olmayan bir şeyin ekonomik de olamayacağı unutulmamalıdır.

1.1 Tezin Amacı

Bu tez çalışması, Türkiye’de uygulanması olası karbon fiyatlandırmasının hâlihazırda uygulanmakta olan Yeşil Sertifika Ticareti ile birlikte, birbirlerine ve yenilenebilir enerji yatırımları başta olmak üzere emisyon azaltıcı uygulamalara olan etkilerini uzman görüşlerine dayalı olarak ortaya koyabilmek adına hazırlanmıştır.

1.2 Çalışmanın Aşamaları

Tezin birinci bölümü olan giriş bölümünde genel bilgiler verildikten sonra ikinci bölümde dünyada uygulanmakta olan yenilenebilir enerji teşvik mekanizmaları hakkında bilgilendirme yapılmıştır.

Üçüncü bölümde Yeşil Sertifika Piyasaları’nın (GO, RECs, I-RECs, YEK-G) küresel durumu, kullanım amaçları anlatılmış, ülke bazlı karşılaştırmaları yapılarak detaylandırılmıştır.

Dördüncü bölümde Birleşmiş Milletler İklim Değişikliği Çerçeve Sözleşmesi’nden Paris Anlaşması’na uzanan yolda iklim değişikliği ile ilgili tarihsel süreçlerden bahsedilmiş, Sera Gazı Protokolü kapsamı detaylandırılarak örnek hesaplamalar üzerinden emisyon hesaplamaları gösterilmiştir. Özellikle Sınırdaki Karbon Vergisi Düzenlemesine ve olası bir karbon fiyatlandırmasının ekonomik etkilerine değinilmiştir.

Sonraki bölüm olan beşinci bölümde özellikle OECD ülkelerinin Net Sıfır hedefleri üzerinde durulmuş, bu hedeflere ulaşmak için ülkelerin stratejileri ile birlikte karbon yakalama teknolojilerinin önemi ve küresel düzeydeki yeri detaylandırılmıştır.

Altıncı bölümde olası bir karbon fiyatlandırmasının hâlihazırda uygulanmakta olan Yeşil Sertifika ticareti ile birlikte, birbirlerine ve yenilenebilir enerji yatırımları başta olmak üzere emisyon azaltıcı uygulamalara olan etkilerini ortaya koyabilmek amacıyla

uzman görüşlerinin alındığı anket çalışması anlatılmış ve bu görüşlere dayalı sonuçlar NETICA programı yardımıyla ortaya konmuştur.

Yedinci ve son bölümde çalışmanın sonuçlarına dair bilgiler verilmiş ve öneriler sunulmuştur.





2. DÜNYADA YENİLENEBİLİR ENERJİ DESTEKLEME MEKANİZMALARI

Tezin bu bölümünde yenilenebilir enerji kaynaklarına yönelik dünya genelinde uygulanan teşvik mekanizmalarına değinilmiştir. Öncelikle genel olarak uygulanan teşvik modelleri anlatılmış daha sonra ülke bazlı olarak bu modeller ele alınmıştır.

Yenilenebilir enerjiyi desteklemek amacıyla tasarlanan politika mekanizmaları, proje geliştiricisinin maliyetlerini makul bir yatırım getirisi ile geri almak için yeterli desteği almasını sağlamak ile fonların destek için en uygun maliyetli şekilde kullanılabilir olduğunu doğrulamak arasında dikkatli bir denge gerektirmektedir. Riskler, farklı yenilenebilir enerji teknolojisi türleri arasında önemli ölçüde farklılık gösterdiğinden, belirli durumlarda her yatırımcı türü için dengeyi bulmak genellikle zordur. Ülkeler arasında aktif olarak deneyimlerin ve bilgilerin paylaşımı sonucu, yıllar içerisinde çok çeşitli destek mekanizmaları ve özel tasarım seçenekleri kullanılmıştır [94].

Dünya genelinde yenilenebilir enerji politikalarına sahip ülke sayısına bakıldığında 2020 yılına göre teşvik mekanizmasına sahip ülke sayısında artış olduğu ve 2021 yılında bu sayının 156'ya yükseldiği görülür. Yenilenebilir enerji kaynaklarından elektrik üretimi için uygulanan teşvik mekanizmaları ise genel olarak şu şekilde sınıflandırılabilir [12];

- ❖ Garantili Tarifeler (Feed-in Tariffs-FITs)
- ❖ Prim Garantisi/Piyasa Primleri (Feed-in Premiums- FIPs)
- ❖ Kota Yükümlülükleri /Yenilenebilir Portföy Standartları (Renewable Portfolio Standarts),
- ❖ Net Ölçüm (Net Metering)
- ❖ Vergi Düzenlemesi- Tax Regulation Mechanisms
- ❖ Yenilenebilir Enerji Sertifikaları (Renewable Energy Certificates)
- ❖ İhale ve Müzayede Programları-Tendering and Auctions Schemes

- ❖ Kamu Yatırım, Kredi, Hibe, Sübvansiyon-Public Investment, Loans, Grants
Capital Subsidies or Rebates

2.1 Garantili Tarifeler (Feed-in Tariffs-FiTs)

Belirli bir süre için, yenilenebilir enerji kaynaklarından üretilen elektrik enerjisinin belirlenmiş sabit bir perakende fiyatı üzerinden satın alınmasını garanti eden destek mekanizmasıdır. Elektrik üreten yenilenebilir enerji kaynaklı santrallere şebekeye verdikleri elektrik için genellikle sabit bir fiyat üzerinden ve sabit bir süre boyunca (15-25 yıllık) uzun vadeli sözleşmelerle birim başına ödeme belirleyen bir politikadır. Sabit fiyat garantisi (Feed-in Tariff), yenilenebilir enerji üreticilerine kWh başına sabit bir fiyattan, ürettikleri elektriğin satın alma garantisinin verildiği bir teşvik mekanizmasıdır [13].

Tarife garantisi (FIT) politikasının üç bileşeni vardır: yatırımın geri dönüşü için yeterli sabit fiyat, şebeke bağlantısı garantisi ve yatırımın istikrarını sağlamak için uzun vadeli bir sözleşme. Bu politikayı kullanarak yatırımcılar, Amerika'da uygulanan çeşitli teşvikler ve vergi muafiyetleri gibi hantal bir süreçle uğraşmak zorunda kalmazlar. Garanti fiyatı yıllık olarak gözden geçirilir ve çok fazla yatırımcıyı cezbederse veya beklenmedik kârlar yaratırsa düşürülebilir veya bunun tersi de geçerlidir [93].

İleriki bölümlerde açıklanacak olan ve Türkiye'de uygulanmakta olan YEKDEM bu mekanizmaya güzel bir örnek teşkil etmektedir.

2.2 Prim Garantisi/Piyasa Primleri (Feed-in Premiums- FiPs)

Prim Garantisi, yenilenebilir kaynaklardan üretilen enerjinin piyasa fiyatları üzerinde ek bir ödeme ile teşvik edilmesidir. Elektrik enerjisi doğrudan piyasaya satılır [14]. Piyasa primi; tarife garanti fiyatı ile toptan elektrik piyasası fiyatı arasındaki farka eşittir [15]. Dolayısıyla FiPs piyasa dinamiklerine bağlı olduğundan piyasa ile daha iç içedir [167].

Bu politikada tam olarak doğru seçilememiş ya da gerektiği gibi ayarlanamamış bir tarife ya da prim seviyesi, üreticiler açısından aşırı kârlara, tüketiciler için yüksek tarifelere ya da hükümet bütçelerine baskı getirecek çok yüksek bir fiyata sebep olabilir [13].

Tarife garantisi (FIT) ve piyasa primleri (FiP) dâhil olmak üzere, garanti garantisi politikaları, hem büyük ölçekli (merkezileştirilmiş) hem de küçük ölçekli (merkezi olmayan) yenilenebilir enerji üretimini teşvik etmek için kullanılabilirler. Bu teşvik modelleri yenilenebilir enerjiyi desteklemek için en yaygın olarak kullanılan politika mekanizmaları arasında yer almaya devam etse de, eğilim, idari olarak belirlenen fiyat garantisi politikalarından, büyük ölçekli enerji üretimi için rekabetçi ihalelerin kullanımına doğru devam etmektedir. Fiyat garantisi uygulaması 2021 yılında popülerliğini korumuş ve uygulayan ülke sayısı 92 olmuştur. 2018 yılı ile birlikte tarife garantisi uygulayan ülke sayısı ihale uygulayan ülke sayısının gerisine düşmüştür. 2021 yılında 92 ülke fiyat garantisi uygularken, 131 ülkede ihale modelinin olduğu görülmektedir [12].

2.3 Kota Yükümlülükleri/ Yenilenebilir Enerji Portföy Standartları

Tedarikçilerin belirli bir oranda yenilenebilir enerji kullanma zorunluluğunun olduğu, kendi üretimleri ile bu kotayı sağlayamazlarsa Yeşil Sertifika ile kotayı tamamlamaları gerektiği modeldir. Yenilenebilir enerji kullanım miktarı zaman içerisinde artırılmaktadır. Yenilenebilir Portföy Standardı (YPS) , elektrik üretim ve iletim şirketlerine, ürettikleri veya sattıkları elektriğin önceden belirlenmiş bir kısmının yenilenebilir enerji kaynaklarından elde edilmiş olması yükümlülüğü getiren bir mekanizmadır. Bu mekanizma içerisinde yer alan elektrik tedarik şirketleri, sorumlu tutuldukları yenilenebilir enerji kaynaklarından temin edilen gücü kendileri üretmedikleri durumlarda, dışarıdan satın alabildikleri gibi eşdeğer miktarda Yeşil Sertifika ile de telafi edebilirler. İlk kez 1983 yılında Alternatif Enerji Üretimi yasası olarak adlandırılan yasa ile Iowa’da iki elektrik şirketine uygulanan ve 100 MW’den daha fazla yenilenebilir enerji üretim kapasitesi yaratmasını gerektiren bu mekanizma oldukça başarılı olmuştur [13].

2.4 Net Ölçüm- Net Metering

Net Ölçüm, kendi elektriğinin bir kısmını veya tamamını üreten tüketicilerin tüketim fazlası enerjiyi sonradan kullanmalarına imkân sağlayan bir elektrik faturalandırma mekanizmasıdır. Bu politika genellikle küçük ölçekli çatı güneş PV sistemlerinin, nadiren de küçük ölçekli rüzgâr türbinlerinin geliştirilmesini teşvik etmek için uygulanmaktadır. İlk olarak 1979 yılında ABD’nin Massachusetts eyaletinde bir

girişimci, ihtiyacından daha fazla güneş enerjisi üretme kapasitesine sahip ve aşırı güç üretimini elektrik hizmet kuruluşuna geri vermek için özel olarak tasarlanmış bir güneş enerjisi evi inşa etmiştir. Bu uygulama ilk olarak Minnesota’da, 1983 yılında kabul edilmiştir. Net ölçümleme yöntemleri farklı bölgelerde farklı şekillerde uygulanabilir olmalarının yanında, müşteriler genellikle perakende elektrik fiyatı seviyesinde kredi alarak, bunu tüketimlerinin üretimden fazla olduğu dönemlerde kullanırlar. Benzer bir yöntem olan net faturalandırma adı altında ise fazla ürettikleri elektrik için genellikle perakende satış elektrik fiyatından daha düşük bir oranda kredi almaktadırlar [13].

Net Ölçüm, endüstrideki karbon emisyonlarını azaltarak ve sürekli artan enerji fiyatlarına karşı koruma sağlayarak, güneş enerjisi PV teknolojilerinin benimsenmesini kolaylaştırabilecek önemli bir enerji politikasıdır. Net Ölçüm, güneş enerjisi sistemi sahiplerine ürettikleri ve şebekeye geri verdikleri elektrik için kredi veren bir "sayaç arkası" düzenleyici faturalandırma mekanizmasıdır. Böylece, müşteriler yalnızca “net” enerji tüketimleri için faturalandırılırlar ve emisyonlarını dengelerler. Üretim tesisleri yük veya enerji tüketicisi olarak hareket ettiğinden, sayaç arkası politikalar yenilenebilir kaynakların benimsenmesini teşvik etmek için önemlidir [91].

Net enerji ölçüm faturalandırma politikası, tüketicilerin yerleşik yenilenebilir enerji sistemlerinden ürettikleri elektriğin bir kısmını veya tamamını satmalarına olanak tanır. Net enerji sayacı, tüketici şebekeden güç aldığında veya şebekeyi beslendiğinde enerji akışını her iki yönde kaydeder. Dönem sonunda tüketicilerden net elektrik kullanımı için ücret tahsil edilir. Yaklaşık 65 ülke, dağıtılmış PV sistemlerini ulusal şebekeye farklı kapasitelerde entegre etmek için Net Ölçüm ve tarife garantisi politikalarını benimsemiştir. Birçok ülke, tarife ve faturalandırma politikalarını PV üretim hedeflerine ve ekonomik politikalarına odaklanarak formüle etmektedir. Örneğin, Filipinler, Tayland ve Vietnam, “tümünü al/tümünü sat”, “net ölçüm” ve “net faturalandırma” şemaları gibi üç şema benimsemiştir. Brüt tarife garantisi olarak da bilinen “tümünü al/tümünü sat”, üretilen tüm elektriğin şebekeye piyasa fiyatından satılacağı anlamına gelir. Öte yandan, “net faturalandırmada”, fazla elektrik bedeli, genellikle perakende fiyatından daha düşük olan sabit bir oranda yapılır [92].

PV üretim kapasitesi, birçok ülkenin farklı Net Ölçüm ve tarife garantisi politikalarını benimsemesinden sonra önemli ölçüde gelişmiştir. Almanya, İtalya, Birleşik Krallık, Fransa, İspanya, Belçika ve Yunanistan gibi Avrupa ülkeleri toplam PV kapasitesinin

%85'ini, son yirmi yılda tarife garantisi, prim garantisi, Net Ölçüm ve öz tüketim şemaları gibi farklı destek politikalarını entegre ederek kurmuşlardır. İtalya'da beş program tarafından uygulanan “Conto Energeia” olarak bilinen 20 yıllık sabit tarife garantisi politikası, PV kapasitesini 2006 yılından 2018 yılına kadar 9 MW'dan 17,6 GW'a yükseltmiştir. Malezya'da 2015 yılında toplam 203,5 MW güçte güneş santrali mevcut iken 2016 yılında “Net Ölçüm” uygulamasının getirilmesi ile birlikte toplam güç 523,7 MW'a yükselmiştir [92].

2.5 Vergi Düzenlemesi-Tax Regulation Mechanisms

Vergi muafiyeti ve vergi indirimi birbirlerinden farklı kavramlardır. Vergi muafiyetinde vergilendirilmesi gereken kişi ya da gruplar belli koşulların gerçekleşmesi halinde kısmen veya tamamen, devamlı veya geçici olarak vergi dışında bırakılırken, vergi indirimlerinde ise kişi ya da konular vergilendirme dışı bırakılmaz, ancak belirli şartlar altında vergi matrahı indiriminden yararlanırlar. Vergi indirimi, vergi muafiyeti ve istisnaları yenilenebilir enerjinin yaygınlaşmasında dünyada yaygın olarak kullanılmaktadır. Özel kişiler ve şirketler vergi muafiyetlerini veya vergi indirimlerini, yenilenebilir enerji projelerine yatırım yapma konusunda çekici bir finansal seçenek olarak görebilirler [13].

2.6 Ticareti Yapılabilir Yenilenebilir Enerji Sertifikaları- Tradable Renewable Energy Certificates

Yenilenebilir enerji kaynaklarından üretilen her bir MWh enerji için üreticiye bir sertifika verildiği bu uygulamada, tedarikçiler veya üreticiler gibi piyasa katılımcıları, bu sertifikalardan satın alarak, yıl içinde belirlenen zorunlu kotaları karşılama yoluna gidebilirler. Yükümlülükleri yerine getirmenin yanı sıra bu sertifikalar katılımcılar arasında ticarete konu olduğu için biriktirilebilirler [13]. *(Tezin üçüncü bölümünde detaylı olarak açıklanan, ABD ve Kanada'da RECs, AB'de GOs, AB dışı pek çok ülkede I-REC ve Türkiye'de YEK-G olarak isimlendirilen standardize edilmiş bu sertifikalar elektriğin kaynağını belgelemektedirler.)*

2.7 İhale ve Müzayede Programları-Tendering and Auctions Schemes

Bu mekanizmada, hükümetler ve düzenleyici otoriteler tarafından, rekabetçi bir fiyata enerji hizmeti almak ve belirli bir teknolojiyi geliştirmek amacıyla elektrik enerjisi temini için piyasa katılımcılarından teklif talep edilmektedir. İhale yöntemi katılımcıların yenilenebilir enerji arzını veya kapasitesini rekabetçi bir şekilde ve kabul etmek istedikleri en düşük fiyattan teklif sunarak talep ettikleri bir tedarik mekanizmasıdır. Teklifler hem fiyat hem de fiyat dışı faktörler üzerinden değerlendirilebilmektedir [13].

Bir ihale programı kapsamında öncelikle, düzenleyici otorite tarafından belirli bir teknolojinin veya teknoloji paketinin belirli bir kapasitesinin kurulması açıklanır. İhaleye katılan proje geliştiriciler genellikle projeyi gerçekleştirebilecekleri birim elektrik başına fiyat ile bir teklif sunarlar. İhaleler genelde yerli üretim payları, teknolojik özelliklerin ayrıntıları, birim enerji başına maksimum fiyat gibi özel gereklilikler içermektedir. En düşük teklifi sunan teklif sahibi ile uzun vadeli bir enerji satın alma sözleşmesi imzalanır. İhaleler, garanti edilmiş bir talep sağlamasından dolayı, teorik olsa bile maliyeti karşılayacak bir gelir edilmesi sebebiyle ekonomik engellerin üstesinden gelmek için etkili bir yöntemdir [13].

İhaleler genellikle 20 yıl gibi uzun süreli garantili ücret ödemesi gerçekleştirir. Sabit fiyat garantisi modellerinden temel farkı, fiyatlandırmanın rekabete dayalı olmasıdır. Sabit fiyat garantisinde destek fiyatları düzenleyici otoriteler tarafından belirlenir. Bu nedenle ihaleye dayalı bir destek programı sabit fiyat garantisine göre teorik olarak daha düşük destek ödeme oranı sağlamasının yanı sıra yenilenebilir enerjideki ilerlemeleri daha hassas bir şekilde yönlendirir [13].

2.8 Kamu Yatırım, Kredi, Hibe, Sübvansiyon-Public Investment, Loans, Grants Capital Subsidies or Rebates

2.8.1 Hibe ve sübvansiyonlar

Hibeler, belirlenmiş amaçlar için kullanılması gereken ve genellikle geri ödenmesi gerekmeyen tutarlardır. Yenilenebilir enerji için hibeler fizibilite çalışmalarına, araştırma ve geliştirme faaliyetlerine, sistem tanıtımı, kurulumu ve işletimine, iş geliştirme faaliyetlerine fon sağlamak için yerel yönetimler, kamu kuruluşları veya kâr amacı gütmeyen kuruluşlar tarafından verilirler. Öte yandan sübvansiyonlar ise

işletmelerin işletme maliyetlerini uzun dönemde dengelemeleri için hükümetler tarafından yapılan doğrudan yardımları, vergi indirimlerini ve diğer özel yardımları ifade etmektedir. Sübvansiyondaki temel mantık çok pahalıya mal olacak yatırımlar için işletmeleri yatırım yapma konusunda teşvik etmektir [13].

2.8.2 Krediler

Yenilenebilir enerji yatırımları genellikle yüksek başlangıç sermaye maliyetlerine sahip olan yatırımlardır. Dolayısıyla borçlanma maliyeti yenilenebilir enerji yatırımlarının uygulanabilirliğinde önemli bir rol oynar. Düşük faizli, uzun vadeli krediler ve kredi garantileri şeklindeki finansman yardımları, başlangıç sermaye maliyeti ile birlikte birim başına ortalama enerji maliyetini ve yatırım riskini etkili bir şekilde düşürerek yenilenebilir enerji yatırımlarının gelişiminde önemli bir yere sahiptirler [13].

2.8.3 Doğrudan kamu yatırımları

Yenilenebilir kaynaklara dayalı üretim tesislerindeki enerji üretiminin dalgalı olması, başka bir ifade ile üretimin fosil yakıtlara dayalı üretim tesislerinden üretilen enerji gibi kararlı olmaması ve buna ilaveten mevcut enerji altyapısının büyük ölçüde fosil enerjisine dayalı olması sebebiyle, yenilenebilir enerjinin gelişimi ve bu alana yatırımı çekebilmek için üretimdeki dalgalanma sorunlarının en aza indirilmesi ve yeterli bir iletim altyapısının oluşturulması gerekmektedir. Bu ise yüksek oranda hükümetlerin yapacakları altyapı yatırımları ile şebekelerin yenilenebilir enerjiye entegre edilebilmesine bağlıdır [13].

Bazı teşvik tiplerinin karşılaştırılması Çizelge 2.1’de gösterilmiştir.

Çizelge 2.1 : Teşvik tipleri karşılaştırılması [95].

TEŞVİK TİPİ	SANTRAL GELİRİ	PİYASA ETKİLEŞİMİ
Tarife Garantisi (FiT)	kWh başına sabit ödeme	Hayır
Prim Garantisi (FiP)	kWh başına elektrik piyasa fiyatı + kWh başına sabit prim	Evet
Fark Sözleşmesi (CfD)	FiP gibi ama prim değişkendir, verilen fiyat ile referans piyasa fiyatı arasındaki farka dayalıdır. Referans elektrik fiyatı ödül fiyatını aştığında gelir geri ödenir	Evet
Hibe	Yatırım için ödeme; tedarik için ödeme yok	Evet

Dünya genelinde yenilenebilir kaynaklardan enerji üretilmesine yönelik uygulanan teşvik mekanizmalarının ülke bazlı karşılaştırılması Çizelge 2.2’de gösterilmiştir.

Çizelge 2.2 : Ülke bazlı teşvik tipleri¹.

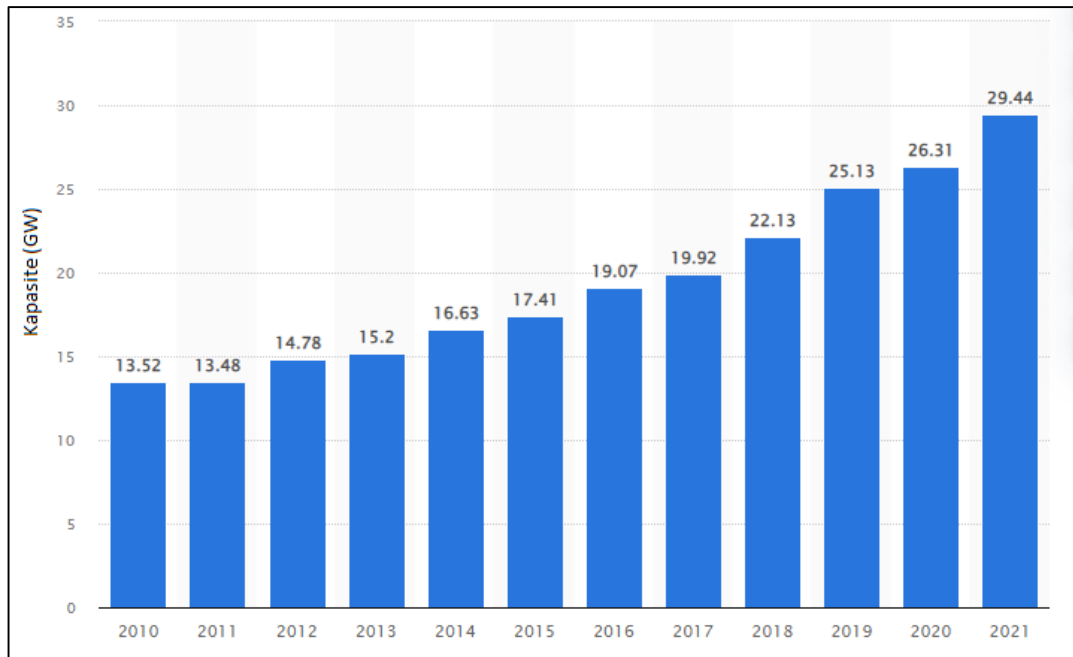
Ülke	Feed-in Tariff- Tarife Garantisi	Feed-in premiums (FIP) – Piyasa Primi	Net-metering- Net Ölçümleme	Tax regulation mechanisms - Vergi Düzenlemesi	Tender - İhale Usulü	Electric utility quota obligation/RPS-Kota Yükümlülükleri/ Yenilenebilir Enerji Portföy Standartları	Tradable REC-Ticareti Yapılabilir Yenilenebilir Enerji Sertifikaları	Public Investment, Loans, Grants Capital Subsidies or Rebates- Kamu Yatırım, Kredi, Hibe, Sübvansiyon
ALMANYA	X	X			X		X	X
AMERİKA B.D.	X	X	X	X	X	X	X	X
AVUSTURYA	X		X				X	X
BELÇİKA			X		X	X	X	X
BULGARİSTAN	X	X						X
BİRLEŞİK KRALLIK	X			X	X	X	X	X
ÇEKYA	X	X		X			X	X
ÇİN	X	X			X	X		X
DANİMARKA		X	X		X		X	X
FİNLANDİYA		X			X		X	X
FRANSA	X	X	X	X	X		X	X
HİNDİSTAN	X	X	X		X	X	X	X
HOLLANDA		X	X	X	X		X	X
MACARİSTAN	X	X	X		X			X
İTALYA		X	X	X	X			X
İSPANYA					X			X
İSVEÇ				X		X	X	X
İSVİÇRE	X						X	X
NORVEÇ	X	X			X	X	X	X
POLONYA	X	X		X	X	X	X	X
PORTEKİZ	X				X	X	X	X
TÜRKİYE	X		X		X		X	X
UKRAYNA	X		X					X
YUNANİSTAN	X	X	X	X	X	X	X	X

¹ Farklı kaynaklardan derlenmiştir.

2.9 Ülke Bazlı Teşvik Tiplerinin İncelenmesi

2.9.1 Meksika

Meksika’da 20 Aralık 2013 tarihinde yapılan anayasa reformu, elektriğin üretimi ve ticarileştirilmesi ile fosil yakıt arama ve çıkarma konularında devlet tekeli sona erdirmiştir. Bu reformdan sonra 11 Ağustos 2014 tarihinde 21 maddelik ve içerisinde yeni bir Elektrik Yasası, Jeotermal Yasası ve Petrol Yasasını içeren ve "ikincil kanunlar" olarak adlandırılan bir yasama paketi onaylanmıştır. Meksika’nın genel hedefi, temiz enerji kaynaklarının elektrik üretimindeki payını 2024 yılına kadar %35, 2035 yılına kadar %40 ve 2050 yılına kadar %50 oranına çıkarmaktır. Temiz enerjiden kasıt; yenilenebilir enerji, kojenerasyon, nükleer enerji, Karbon Yakalama ve Depolama (Carbon Capture and Storage-CCS) sistemine sahip fosil yakıtlı enerji ve diğer düşük karbonlu teknolojilerdir. Meksika 2014 Yenilenebilir Enerji Kullanımı Özel Programı (PEAER) kapsamında 2018 yılına kadar yaklaşık 24,5 GW yenilenebilir enerji kapasitesi hedefi belirlemiştir[79]. Meksika’nın Şekil 2.1’de yer alan 2010 ve 2021 yılları arasındaki yenilenebilir enerji kaynaklı kurulu güç değişim grafiği incelediğinde 2018 yılı yenilenebilir enerji kaynaklı kurulu gücün 22,13 GW olduğu görülmektedir ki hedeflenen kurulu güç kapasitesine hemen hemen ulaştığı söylenebilir.



Şekil 2.1 : Meksika’nın 2010 ve 2021 yılları arasındaki yenilenebilir enerji kaynaklı kurulu güç değişim grafiği [80].

Meksika'nın 2014 tarihli Elektrik Yasası ve Yönetmeliği, elektrik üretimi ve ticarileştirmeyi serbestleştirirken, iletim ve dağıtım tekellerini devlet teşebbüsü altında tutmuştur, fakat özel sektörün Federal Elektrik Komisyonu (Comisión Federal de Electricidad –CFE) ile ortaklık veya sözleşmeler yoluyla iletim ve dağıtım hatlarını işletmesine, finanse etmesine, kurmasına, bakımını yapmasına ve genişletmesine izin vermiştir. Kanun, Ekim 2014'te Temiz Enerji Sertifikası Yönergeleri ile geliştirilen Temiz Enerji Sertifikası (Clean Energy Certificate) sistemi aracılığıyla temiz enerji hedeflerine ulaşmayı amaçlamıştır ve 01.01.2015 tarihinde yürürlüğe girmiştir. Hükümet, Temiz Enerji Sertifikaları'na ilişkin gereklilikleri, uyum döneminden üç yıl önce yıllık bazda belirleyecektir. İlk uyum dönemi 2018 yılı olarak belirlenmiştir ve 31 Mart 2015 itibarıyla bu dönem için Temiz Enerji Kotası toplam elektrik kullanımının %5'i olarak sabitlenmiştir. Ağustos 2014'ten sonra geliştirilen tüm temiz enerji projeleri, 20 yıl boyunca üretilen her bir MWh başına bir Temiz Enerji Sertifikası alacaktır. Temiz Enerji Sertifikaları saklanabilir olacak ve süresi dolmayacaktır. Temiz Enerji Sertifikaları zaman içinde biriktirilebilir ve ilerideki uyumluluk dönemlerinde kullanılabilir olacaklardır. Uyumsuzluk cezası 30-250 USD/MWh arasında olacaktır [79].

Yapılan son reformdan önce, yenilenebilir enerjinin desteklenmesine ilişkin yasal çerçeve, 2008 Yenilenebilir Enerjinin Geliştirilmesi ve Enerji Dönüşümü Finansmanı Yasası (Law for the Development of Renewable Energy and Energy Transition Financing -LAERFTE) ile olmuştur. Yenilenebilir kaynaklardan üretilen elektriğin geliştirilmesi için iki ana enstrümandan biri “öz tedarik rejimi (self-supply regime)” diğeri ise devlete ait kamu hizmeti kuruluşu (Comisión Federal de Electricidad - CFE) tarafından yapılan 20 (yirmi) yıllık “Enerji Satın Alma Anlaşmaları (Power Purchase Aggrement-PPA)” dır. Yeni Endüstri Elektrik Yasası, “öz tedarik rejimini” iletim ya da dağıtım hattına bağlantı olmadan öz tedarik amaçlı enerji üretimi ya da ithalatı olarak tanımlamıştır. Reformla birlikte CFE, serbestleştirilmiş piyasada bir oyuncu haline gelmiştir. CFE, Enerji Satın Alma Anlaşmalarını sürdürmektedir ve yenilenebilir enerji tedarikini devam ettirmesi beklenmektedir. Meksika ayrıca “Net Ölçüm” ve “küçük ölçekli üretim önlemleri” adlı mekanizmalara da sahiptir [79].

Öz tedarik uygulamasına daha detaylı bakacak olursak uygulamanın 1992 yılında Kamu Elektrik Yasası kapsamında hazırlandığını görmekteyiz. Buradaki amaç enerji sektöründe özel yatırıma Meksika'nın elektrik satışındaki özel sınırına uymak şartıyla

izin vermektir. Bu durum 2014 yılındaki reformla kaldırılmıştır. Hem elektrik üreticisini hem de tüketiciyi aynı projeye ortak dâhil etmenin bir sonucu olarak enerji satışı gerçekleşmemiştir. Üretim ve tüketim noktaları lokasyon olarak ayrı yerlerde bulunan kullanıcıların öz tüketim için şebeke alt yapısını kullanması Meksika yenilenebilir enerji yatırımlarında büyük rol oynamıştır ki bu durum öz tedarik uygulamasını ana uygulama olarak ön plana çıkarmıştır [79]. *(Tezin ileriki bölümlerinde Türkiye için teşvik modelleri açıklanırken Lisanssız Üretim Yönetmeliğinde yapılan son değişiklikle üretim ve tüketim noktaları farklı dağıtım bölgesi içerisinde yer alan kullanıcıların üretim santrali kurabilecekleri ifade edilmiştir.)*

Meksika’da 2001 yılından itibaren uygulanan ve bağlantı sözleşmesi” kapsamında yer alan bir dizi önlem sayesinde yenilenebilir santrallerin şebeke erişimleri daha iyi bir konuma gelmiştir. 2001 yılında 500 kW üzerinde kurulu gücü olan yenilenebilir enerji santralleri için bir şebeke bağlantı sözleşmesi yapılmıştır. 2006 yılında bu hüküm değiştirilmiş ve “öz tedarik” ya da “sistemin maksimum talep saatinde tüm kapasitesinin sağlanması koşuluyla yenilenebilir enerji için kapasite kredisi” adı altında yeni bir kavram uygulanmıştır. Ayrıca %50-70 arasında iletim maliyeti indirimleri uygulanmıştır. 2003 yılında, "damga sistemi (stamp system) " olarak bilinen kWh başına bir iletim ücretleri sistemi kurulmuştur. 2004 Wheeling Anlaşması, öz tedarikçilerin, saha dışındaki tesislerinden kendi tüketim merkezlerine elektriği taşımak için şebekeyi kullanmalarına yönelik düzenlemelere yer vermiştir [79].

2007 yılında küçük ölçekli (< 30 kW) güneş enerjisi santralleri için şebeke bağlantı kuralları oluşturulmuştur. 2010 yılında, küçük ölçekli (10 kW konut ve 30 kW ticari; düşük gerilim < 1 kV) ve orta ölçekli (< 500 kW; orta gerilim 1-69 kV) santraller için “Net Ölçüm” uygulaması başlamıştır. Net ölçümler 12 aylık periyotlarda dengelenmiştir. Yenilenebilir enerji için iletim hatlarının geliştirilmesi Piyasa İşletmecisi CRE, Kamu kurumu CFE ve yenilenebilir enerji geliştiricilerinin gönüllü olarak işbirlikleri sayesinde gerçekleştirilmiştir. Kullanıma açık en büyük kapasite CFE tarafından kendi rüzgâr enerjisi geliştirmek için iletim kapasitesinin %20'sini ayırdığı Oaxaca eyaleti olmuştur [79].

Meksika’da jeotermal enerjinin gelişimine baktığımızda 2014 yılında gerçekleştirilen reforma kadar jeotermal enerji Ulusal Su Kanunu ile düzenlenmiştir. Jeotermal

gelişimi net bir şekilde düzenlemek ve suyun yer altından çıkarılması işleminden ayırt etmek için 2014 Jeotermal Kanunu ve Yönetmeliği kabul edilmiştir. Jeotermal yasası, jeotermal imtiyazlar yaratmaktadır ve arama ve keşif işlemlerini düzenlemektedir. İmtiyazlar 30 yıllık bir süreyi kapsar, uzatılabilir ve satılamaz, ancak resmi bildirimden sonra devredilebilirler [79].

“Mali teşvikler” ise, şirketlerin ve bireylerin bir mali dönemde yenilenebilir enerji ekipmanı harcamalarının %100'ünü amorti etmesine olanak tanıyan hızlandırılmış amortismanı içermektedir. Bu uygulama 2004 tarihli bir kararname ile getirilmiş ve yeni 2013 Gelir Vergisi Kanununda korunmuştur. Kullanılacak ekipmanlar, art arda en az 5 (beş) yıl boyunca çalışır durumda olmalıdırlar. Bu teşvikler tüm yenilenebilir enerji kullanımları için geçerlidir (ör. sadece elektrik üretimi değil, aynı zamanda güneş enerjisi ısıtıcıları veya biyokütle fırınları da yararlanabilir) [79].

2013 yılının Aralık ayında Üretim ve Hizmetlere İlişkin Özel Vergi Kanunu Kararı ile yaklaşık 3 USD/ton tutarında bir karbon vergisi getirilmiştir. Meksika projelerinden alınan Temiz Kalkınma Mekanizmaları (Clean Development Mechanism-CDM) kredileri, karbon vergisini ödemek için kullanılabilirler. *(Temiz Kalkınma Mekanizması tezin dördüncü bölümünde açıklanmıştır)* Yenilenebilir enerji programları için doğrudan finansman, 2009 yılında kurulan özel bir fon olan Enerji Dönüşümü ve Sürdürülebilir Elektrik Kullanımı Fonu tarafından sağlanmaktadır. Fon, kuruluşundan bu yana ve 2014 yılına kadar federal bütçeden 668 milyon ABD doları almıştır ve bunun yaklaşık %22'si yenilenebilir enerji projeleri için ve geri kalanı ise enerji verimliliği için kullanılmıştır [79].

Diğer bir fon ise araştırma ve teknoloji geliştirme amaçlı Enerji Sürdürülebilirlik Fonu'dur ve petrol satışlarından alınan bir vergi ile finanse edilmektedir. 2008 yılında kuruluşundan bu yana, yenilenebilir enerji araştırma ve teknoloji projelerine 139 milyon ABD Doları ayırmıştır. Yenilenebilir kaynaklar için gelecekte ek finansman, hidrokarbonların araştırılması ve çıkarılmasından elde edilen geliri toplamak, yönetmek, yatırım yapmak ve dağıtmak için 2014 yılında çıkarılan "ikincil yasalar" tarafından zorunlu kılınan Meksika Petrol Fonu'ndan sağlanabilir. Fon, ulusal GSYİH'nın %3'üne ulaştığında, fonun yıllık artışının %10'una kadarı bilime, inovasyona ve yenilenebilir enerjiye harcanabilmektedir [79].

2.9.2 Güney Kore

Kore hükümeti, yenilenebilir elektriğin payını 2030 yılına kadar %20'ye ve 2040 yılına kadar ise %30-35'e çıkararak ve ülkenin gelişmekte olan hidrojen endüstrisini teşvik ederek ülkenin enerji dönüşümünü ilerletmeye, enerji verimliliğini önemli ölçüde artırırken kömür ve nükleer enerji karışımından kademeli olarak çıkarmaya kararlıdır. Yenilenebilir kaynaklardan üretilen enerjiye yönelik teşvikler, Kore'nin enerji dönüşümünün merkezinde yer almaktadır. Son on yılda, hem toplam birincil enerji arzında (Total Primary Energy Supply-TPES) hem de elektrik üretiminde yenilenebilir enerji, hükümetin güçlü desteğiyle önemli ölçüde genişlemiştir. Bununla birlikte, ülkenin dağlık topografyası, yüksek nüfus yoğunluğu ve sınır ötesi bağlantı hatlarının olmaması, Kore'nin yenilenebilir enerji gelişimini hızlandırması için zorluklar yaratmaktadır. Ayrıca Kore, 2018 yılında IEA ülkeleri arasında en düşük yenilenebilir enerji payına sahip ülke olmuştur. Kore, 2040 yılında yenilenebilir enerji payında %30-35'lik uzun vadeli hedefi tutturmak için 2030 yılına kadar yenilenebilir enerjinin enerji üretimindeki payını %20'ye kadar artırmayı taahhüt etmektedir. Son on yılda elektrik talebinin yavaşlaması ve yenilenebilir enerji kaynaklarından yenilenebilir elektrik üretiminin dört kattan fazla artarak 23 TWh'a ulaşması ile birlikte, 2008 yılında %1 olan toplam elektrik üretiminde yenilenebilir kaynakların oranı 2018 yılında %3,9'a yükselmiştir [81].

Kore, elektrik üretimi için okyanus enerjisi kullanan 4 (dört) IEA üyesi ülkeden (Fransa, Kanada ve Birleşik Krallık ile birlikte) biridir ve bunlar arasında en büyük ikinci üreticidir. Kore 2013 yılından beri gelgit enerjisi üretmektedir ve 2018 yılında bu üretim 485 GWh olmuştur. Bu büyümeye rağmen yukarıda da bahsedildiği gibi Kore, 2018 yılında IEA ülkeleri arasında en düşük yenilenebilir enerji payına sahip ülke olmuştur [81].

Yenilenebilir Enerji Yasası uyarınca MOTIE (Ministry of Trade, Industry and Energy), her beş yılda bir yeni ve yenilenebilir enerjinin teşviki için temel ulusal planı formüle etmektedir. Bakanlık, bu plana dayalı olarak, ülkenin hedefler dizisini karşılama yolunda ilerlemesini sağlamak için yıllık bazda ayrıntılı bir uygulama planı oluşturmaktadır. MOTIE ayrıca izinlerin tahsisi de dâhil olmak üzere yenilenebilir elektrik üretimine ilişkin düzenlemeleri denetlemektedir. Kurulu gücü 3 (üç) MW kapasitenin altındaki santraller için yerel yönetimler proje uygulamasında ilk sıralarda yer almaktadırlar [81].

KEA, özellikle KEA altındaki Kore Yeni ve Yenilenebilir Enerji Merkezi, yenilenebilir enerji üretiminin sertifikalı bir kanıtı olarak hizmet veren Yenilenebilir Enerji Sertifikalarının (REC) verilmesi gibi yenilenebilir enerji teşvik çalışmalarını desteklemektedir [81].

Kore'de elektriğin iletimi, dağıtımı ve satışı üzerinde tek el sahibi bir kamu kuruluşu olan KEPCO'ya (Korea Electric Power Corporation) bağlı şirketler Yenilenebilir Portföy Standartlarına (Renewable Portfolio Standard-RPS) *(elektrik üreticilerinin belirli bir oranda yenilenebilir enerji üretme yükümlülüğü)* tabi olduğundan yenilenebilir enerji üretimi üzerinde de önemli bir etkiye sahiptir. Kurum ayrıca akıllı şebekeler gibi yenilenebilir enerji ile ilgili yatırımlar yapmaktan da sorumludur [81].

Kore'nin yerel elektrik ağı, tek bir ulusal şebeke ve KPX (Korea Power Exchange) tarafından yürütülen tek bir enerji ticareti platformu üzerine kuruludur. Dolayısıyla özel şirketler, santrallerden doğrudan yenilenebilir elektrik satın alamazlar. Sonuç olarak, özel sektör yenilenebilir enerji üretiminde hala sınırlı bir rol oynamaktadır. 2019 yılı Aralık ayı itibarıyla, KPX'te kayıtlı 20 bağımsız enerji üreticisi ve 3.442 yenilenebilir enerji üreticisi bulunmaktadır. Özel şirketler, bazı mali teşviklerden yararlanmak için yenilenebilir enerji tesislerine yatırım yapabilirler. Kore elektrik piyasasının operatörü olarak KPX, şebeke bağlantısı ve REC ticareti yoluyla yenilenebilir elektriğin arz ve talebini yönetmektedir. Çok küçük üretim miktarları ve ada modundaki santrallerin üretim miktarları haricinde üretilen tüm enerji, işlem görmek üzere KPX'e gönderilmektedir [81].

Kore'de yeni ve yenilenebilir enerji gelişimi ile ilgili diğer yasal çerçevelerden bir diğeri Sera Gazı Emisyon İzinlerinin Tahsis ve Ticaretine Dair Kanun (The Act on the Allocation and Trading of Greenhouse Gas Emission Permits) 'dur. Kanuna göre emisyon izinlerine uygun işletmeler, emisyon izinleri almak için yeni ve yenilenebilir enerji projelerini kullanabilirler [81].

2001 yılından bu yana Kore, ülkede yenilenebilir enerjiyi teşvik etmek için birincil araç olarak tarife garantisini (Feed-in Tariffs) kullanmıştır. Güneş santrallerinin kurulumlarındaki artış, hükümetin ulusal elektrik endüstrisi altyapı fonuna büyük bir yük getirdiğinden, 2012 yılında tarife garantisi tarifeleri Yenilenebilir Portföy Standardı (Renewable Portfoy Standart-RPS) planıyla değiştirilmiştir. Mevcut RPS, 500 MW'ın üzerinde kurulu güce sahip elektrik üreticilerinin yenilenebilir üretim

paylarını 2023 yılına kadar %10'a kadar artırmasını zorunlu kılmaktadır. 2020 yılı itibarıyla yükümlülük oranı %7 olarak belirlenmiştir. Hükümet, 2030 yılına kadar RPS yükümlülüğünün payını kademeli olarak artırmayı düşünmektedir. Şirketler yükümlülüklerini yerine getirmek için ya yenilenebilir enerjiyi kendileri üreterek KEA'dan üretimleriyle orantılı olacak şekilde REC alacaklar ya da KPX tarafından işletilen elektrik piyasasında işlem gören REC'leri satın alacaklardır. Burada bir noktayı daha vurgulamak gerekir. REC ticareti için, yalnızca hükümet tarafından onaylanan kuruluşlar ve yıllık 30.000 KVA üzerinde enerji talebi olan ve KPX'ten gerekli lisansı alan "toplu tüketiciler", santrallerden doğrudan yenilenebilir elektrik satın almaya hak kazanmaktadır. Uygulamada, Kore'de elektrik perakende satışında tekele sahip olan KEPCO, hükümet tarafından doğrudan yenilenebilir elektrik satın almak için onaylanan tek kuruluştur [81].

RPS yükümlülüklerinin yerine getirilmemesi durumunda ise, söz konusu yıl için alınmayan her bir uygunluk sertifikasının ortalama piyasa değerinin en fazla %150'sine kadar ceza uygulanmaktadır. Örneğin 2016 yılındaki ortalama sertifika fiyatına göre ceza tutarı sertifika başına yaklaşık 180 USD/MWh'ye eşittir. KEPCO'ya ait 6 (altı) şirket de dâhil olmak üzere 21 enerji şirketi ile toplam 22.886 MWh üretim, RPS'nin yerine getirme oranı 2012 yılından bu yana sürekli olarak artırarak %64,7'den (4 154 GWh) 2018 yılında %96,6'ya yükseltmiştir [81].

Tüm bunların yanında hükümet, REC sisteminin karmaşıklığı, idari aksaklıkları ve fiyat oynaklığı gibi temel sorunlarını ele alarak RPS planının etkinliğini artırmaya çalışmaktadır. Arz ve talebe ilişkin gerçek zamanlı bilgileri ve ilgili yönetmelikleri paylaşmak için entegre bir çevrimiçi RPS platformu geliştirilmektedir. REC'lerin fiyat oynaklığı ile ilişkili riskleri azaltmak için KEA, 2012 yılında güneş ve rüzgâr için uzun vadeli sözleşmelerde sabit fiyatlı bir sistem başlatmıştır. RPS zorunluluğu bulunan santraller, bir teklif verme süreci aracılığıyla "sistem marjinal fiyatı (SMP) + REC fiyatı" esas alınarak hesaplanan sabit bir fiyat üzerinden 20 yıllık bir sözleşme imzalayabilirler. 2019 yılında KEPCO'ya ait şirketler, 850 MW güneş santrali için birden fazla sabit fiyatlı sözleşmeyi onaylamıştır. Rüzgâr enerjisi de sabit fiyatlı uzun vadeli sözleşme sistemi için uygundur, ancak henüz herhangi bir sözleşme imzalanmamıştır. Hükümet ayrıca sabit fiyatlı uzun vadeli sözleşme sisteminin hacmini genişletmeyi düşünmektedir. Bununla birlikte Kore'de REC fiyatı, RPS yükümlülüklerini yerine getirmek için daha fazla yenilenebilir üretimin devreye

girmesiyle son üç yılda hızla düşmüştür. Özellikle, solar üretimin hızlı büyümesi RPS kotasını aşmıştır. Sonuç olarak, KPX verilerine göre 2017 yılında 107 Dolar olan REC fiyatı, Mart 2020 itibarıyla 35 Dolar'a düşmüştür. REC fiyatı, yenilenebilir enerji üreticilerinin gelirinin önemli bir unsuru olduğundan, fiyattaki böyle bir düşüş, özellikle fiyat rekabet gücü biokütleden çok daha düşük olan yenilenebilir güneş enerjisi endüstrisi için endişeleri artırmıştır. Buna karşılık, Kore hükümeti, güneş enerjisinin fiyat rekabet gücünü artırmak için REC ağırlığını farklılaştıran bir politika uygulamıştır. Kore hükümeti, sorunu çözmek için 2019 yılının ilk yarısında 350 MW olan sabit fiyatlı uzun vadeli sözleşme kapasitesini 2020 yılının ilk yarısında 1200 MW'a çıkarmıştır ve RPS yükümlülük oranını %8'den %9'a yükseltmeyi düşünmektedir. Hükümet bununla birlikte 3 MW ve üzeri kurulu güçteki büyük yenilenebilir enerji projelerinin sayısını artırmayı öngörmektedir. Aynı zamanda, tarım sektöründe temiz enerji geçişini hızlandırırken, sınırlı alan sorununu etkin bir şekilde çözebileceği için güneş enerjili tarımı teşvik etme taraftarıdır. "Tarımsal PV" olarak adlandırılan tarım arazilerine güneş santralleri kurmak için düşük faizli krediler, danışmanlık hizmetleri, akıcı bir süreç ve şebeke bağlantısı için öncelik de dâhil olmak üzere çeşitli teşvikler bulunmaktadır. Ulusal şebekeye bağlı ilk güneş enerjisi tarım projesi (100 kW), 2017 yılında Gyeong-nam Eyaletinde South-East Power Generation tarafından yapılmıştır. Şu anda, KEA ve South-East Power aynı eyalette 6 (altı) pilot proje üzerinde işbirliği yapmaktadır [81].

2030 yılına kadar yerel kooperatiflerin katılımını sağlayan 7,5 GW'lık küçük ölçekli yenilenebilir projelere ulaşmak için hükümet, 2018 yılında Kore tarzı Tarife Garantisi adı verilen yeni bir plan başlatmıştır. Plana göre 6 (altı) kamu elektrik şirketinin 100 kW'ın altındaki üreticilerden güneş enerjisi satın almasını zorunlu hale getirilmiş, böylelikle garantili tarifeler RPS ile birleştirilmiştir. Plana 30 kW'ın altındaki herhangi bir güneş enerjisi santrali katılabilir, fakat 30 kW üretim kapasitesinin üzerindeki projeler ise ancak çiftçi veya balıkçı kooperatifi şeklini alması halinde katılabilirler. Güneş enerjisi, rekabetçi bir ihale olmaksızın 20 yıl boyunca sabitlenmiş bir fiyata (SMP + REC fiyatı) satın alınmaktadır. 2018 yılında KEA, ortalama 160 USD/MWh fiyatla 250 MW güneş santraline ödeme yapmıştır. Hükümet, başlangıçta 5 (beş) yıl sürecek olan bu yeni önlemin daha fazla finansal istikrar sağlayarak küçük ölçekli yenilenebilir enerji üretimini artırmaya yardımcı olacağını tahmin etmektedir [81].

Çatı tipi uygulamalara baktığımızda güneş santrallerinden üretilen fazla elektriğin maliyetini karşılayan elektrik fiyatı denkleştirme planı, 2005 yılından beri evlerde güneş santrali uygulamasının merkezi olmuştur. 2016 yılında hükümet, kapsamı genişleterek büyük ticari ve kamu binalarının yanı sıra üretim tesislerini de plana dâhil etmiş ve ücretlendirmeye uygun toplam elektrik miktarı 50 kW'dan 1 000 kW'a çıkmıştır. Ayrıca üretilen fazla güneş enerjisi üretimi, fazla üretimin bir sonraki aya devredilip o ayki faturalarda mahsup edilmesi yoluyla fiyatlandırılmıştır. Ancak, ödemelerde birikmiş gecikmeyle ilgili sorunlar ortaya çıkınca hükümet 2017 yılında elektrik faturasından mahsuplaşma yerine doğrudan nakit ödeme seçeneğini değerlendirmiştir [81].

Daha önceki ismi “Bir Milyon Yeşil Ev Girişimi” olan fakat şimdi “Konut Destek Programı” olarak adlandırılan program, evlerde yenilenebilir ısıtma veya elektriğin kullanılması için sübvansiyonlar sağlamaktadır. 2013-2014 yıllarında, sübvansiyon hesaplama yöntemi, peşin kurulum maliyeti yerine kurulu kapasiteyi temel alacak şekilde revize edilmiştir. O zamandan beri, yararlanıcı sayısı artarken, sübvansiyonun toplam miktarı ise azalmıştır. 2018 yılında ise sübvansiyon miktarında bir artış olmuştur. 2017 yılında hükümet, yenilenebilir enerji üretimi ve tüketimiyle bağlantılı elektrik faturalarındaki indirimin genişletilmesine yönelik bir plan açıklamıştır. Daha önce, yenilenebilir enerji üreticileri ve son kullanıcıları, üretilen veya tüketilen yeşil elektrik miktarının toplam elektrik faturasının %20'sini aşması koşuluyla elektrik faturalarında en az %10 indirim hakkı kazanmıştır, fakat yeni indirim oranları, üretilen ve tüketilen yenilenebilir elektriğin %75'ine kadar bir değer karşılığında olacaktır. 2018 yılı sonunda ise enerji tasarruflu tesisler ile yenilenebilir enerji tesislerine yapılan yatırımlar için vergi indirimleri sona ermiştir. Yeni ve yenilenebilir kalkınma için verilen toplam sübvansiyon miktarı, 2015 yılında 4,1 milyon ABD dolarından 2018 yılında 5 milyon ABD dolarına yükselmiştir ve bunların çoğu tarife garantisi programı adı altında ödenmiştir [81].

Kore, 2. Enerji Master Planı'nda, 2014 yılında %5 olan dağıtılmış elektrik üretiminin payını 2035 yılına kadar %15'e çıkarma hedefi belirlemiştir. 2017 yılında, toplam elektrik üretiminin payı %12,2'ye ulaşmış ve 3. Enerji Master Planı'nda 2040 yılına kadar hedefi %30'a yükseltmiştir. Hükümet, etkin bir merkezi olmayan enerji sistemi kurmak için en yüksek düzeyde güç talebine sahip büyük şehirlere odaklanmıştır. Güneş enerjisi ekipmanı kiralama ve kurulum projesi, konut sakinlerini KEA

tarafından kiralama operatörü olarak belirlenen şirketlerden güneş santrali ekipmanı kiralamaya teşvik etmek için başlatılmıştır. 2017 yılında programa, toplam kapasitesi 19.6 MW olan yaklaşık 16.000 hane katılmıştır. Ayrıca hükümet, mikro şebekelerin kritik öneme sahip olduğu “enerjisi kendine yeterli ada modunun (energy self-sufficient islands) ” önemini vurgulamıştır. 2013 yılında, Jeolla Eyaletinin güney kesiminde yer alan küçük bir ada olan Gasa Adası, Kore'nin ilk bağımsız mikro şebeke tabanlı yenilenebilir adası olmuştur. Dört rüzgâr türbini (400 kW) ve 4 güneş santrali (296 kW) yaklaşık 168 haneye (286 konut sakini) elektrik sağlamaktadır ve üretilen fazla güç, enerji depolama sistemleri vasıtasıyla (3 MWh) depolanmıştır. KEPCO, KEPCO ve MOTIE tarafından finanse edilen Gasa Adası modelini 86 adada daha uygulamayı planlamaktadır [81].

Dağıtık üretimin merkezinde akıllı şebekelerin ve depolama teknolojilerinin geliştirilmesi ve devreye alınması yer almaktadır. Şebekeye erişilebilirlik ve istikrar açısından, Elektrik İş Yasası (Electricity Business Act) , tüm piyasa katılımcılarının ayırım gözetmeksizin iletim ve dağıtım şebekesine bağlanmasını sağlamaktadır. Yeni ve yenilenebilir enerji üretimindeki artışlarla ilgili şebekenin güçlendirilmesi veya genişletilmesine ilişkin maliyetler, taahhüt edilen gücün 1 MW'ın altında olması durumunda KEPCO'ya, 1 MW'ı aşması durumunda ise müşteriye ait olmaktadır. Elektrik üretimi ve inşaatı için onay yerel yönetimler tarafından yönetilmektedir [81].

2.9.3 Danimarka

Danimarka'da, yenilenebilir kaynaklardan elde edilen elektrik, esas olarak bir Prim Tarifesi ve Net Ölçüm yoluyla teşvik edilmektedir. Ayrıca rüzgâr ve güneş enerjisi santrallerinin inşası için yerel girişimler kredi garantileri ile desteklenmektedir. Rüzgâr ve güneş santralleri kurulumları için prim tarifesi ihaleler yoluyla verilir, ayrıca Danimarka ayrı bir devlet fonu aracılığıyla pilot yel değirmenlerinin yapımını desteklemektedir. Bu destek ihale yoluyla da verilmektedir. Isıtma amaçlı yenilenebilir enerji kaynakları, enerji kaynaklarının üretimi, temini ve kullanımına ilişkin vergi yükümlülüklerinden muaftır. Biyogazın ısınma amaçlı kullanımı ve nakliye amaçlı satışı doğrudan tarife ile desteklenmektedir. Ulaşımında yenilenebilir enerji kullanımı için ana teşvik kota sistemidir [82].

Genel olarak destekleme mekanizmalarına baktığımızda bu mekanizmaları 4 (dört) ana başlık altında özetleyebiliriz.

Prim Tarifesi; Danimarka'da, yenilenebilir kaynaklardan elektrik üretimi, ikramiye ödemelerine dayalı bir prim tarife sistemi aracılığıyla teşvik edilmektedir. Yenilenebilir enerji santrallerinin işletmecileri genellikle piyasa fiyatının üzerine ödenen değişken bir ikramiye almaktadırlar. Piyasa fiyatı ve ikramiye toplamı, kullanılan enerjinin kaynağına ve belirli bir tesisin bağlantı tarihine bağlı olarak kWh başına yasal bir maksimum değeri aşamaz. yenilenebilir enerjinin teşviki hakkındaki kanun, jeotermal enerji üretimi dışındaki tüm teknolojileri teşvik etmektedir. Fakat bazı kaynaklar için özel şartlar bulunmaktadır. Örneğin rüzgâr santralleri için hem karasal hem de açık deniz rüzgâr santralleri teşvik için uygundur, fakat sadece açık deniz rüzgâr santralleri için ihale sistemi uygulanmaktadır. Hem Konvansiyonel hidroelektrik santralleri hem de dalga enerjisi ile çalışan santraller özelinde 01.01.2018 - 01.01.2020 döneminde şebekeye bağlı tesisler için kurulu güç 1 MW'tan az olmalıdır [82].

Prim tarifesinde genel olarak iki tür ikramiye vardır [82];

- *Maksimum ikramiye*: İkramiye, piyasa fiyatına ve hem piyasa fiyatının hem de ikramiye toplamı için belirlenen yasal maksimum değere göre değişmektedir.
- *Garantili ikramiye*: Bazı durumlarda, tesis operatörlerine piyasa fiyatının üzerinde garantili bir ikramiye verilir. Bu gibi durumlarda maksimum miktar kanunla tanımlanmamıştır.

İkramiyeyi ödemekle yükümlü olan makam Danimarka Enerji, Kamu Hizmetleri ve İklim Bakanlığıdır ve destek sisteminin maliyetleri tüketiciler tarafından karşılanmaktadır. Santral işletmecileri elektriğini bir tedarik şirketi aracılığıyla tüketicilere satmaktadırlar. Her tüketici, Kamu Hizmeti Yükümlülüğü adı verilen bir ek ücret ödemekle yükümlüdür. Ek ücret, her bir tüketicinin bireysel tüketim düzeyine bağlıdır [82].

İhaleler; Rüzgâr ve güneş santrali için prim tarifesi ihaleler yoluyla verilmektedir. İhale programından sorumlu makam Danimarka Enerji, Kamu Hizmetleri ve İklim Bakanlığı'dır. Bu destekleme mekanizması, Danimarka'da yenilenebilir enerjideki gelişmeleri desteklemek için uygun maliyetli bir yoldur ve devlet bütçesi ile bir Kamu Hizmeti Yükümlülüğü aracılığıyla finanse edilmektedir. Açık deniz ve karasal rüzgâr santralleri ile güneş santralleri ihale için uygun olmakla birlikte, destekleme en fazla 20 yılı kapsamaktadır. Teklif sistemi, "teklif edileni öde (pay as bid) " ilkesine

dayanmaktadır. 2018-2019 yılı ihale dönemi için ayrılan toplam devlet bütçesi 1.015 milyar olmuştur. Danimarka Enerji, Kamu Hizmetleri ve İklim Bakanlığı, belirli ihale için teslim süresini belirlemekle birlikte özel ihale için ön yeterlilik kriterlerini belirleyebilmektedir. Karasal rüzgâr santralleri ve güneş santralleri için iki yıllık bir gerçekleştirme süresi, açık deniz rüzgâr santralleri için belediye itirazlarına ilişkin kurallara tabi olmak üzere dört yıllık bir uygulama süresi getirilmiştir. İhaleyi kazananın ihale sözleşmesinde belirtilen yükümlülüklerini yerine getirmemesi durumunda, iletim şebekesi operatörü Energinet.dk'nin bundan kaynaklanan zararını karşılamak zorundadır. Sistemin diğer bölümlerine ait maliyetler tüketiciler tarafından karşılanmaktadır [82].

Net Ölçüm; elektriğin tamamını veya bir kısmını kendi ihtiyaçları için kullanan elektrik üreticileri, bu elektriğe ilişkin Kamu Hizmeti Yükümlülüğü' nü tamamen veya kısmen ödemekten muaftır. Kamu Hizmeti Yükümlülüğü, yenilenebilir enerjiyi desteklemek için alınan bir ücrettir. Jeotermal enerji dışındaki tüm teknolojiler bu mekanizma için uygundur. Her bir kaynak türü için özel koşullar belirlenmiştir [82].

- 25 kW'tan büyük kurulu güce sahip rüzgâr enerjisi santralleri için tüketim noktasına özel bir bağlantı hattı olması ya da santralin tüketim noktasında kurulu olması şartı vardır. 25 kW kurulu güce kadar olan rüzgâr enerjisi santralleri için ise tesisin özel bir irtibat hattı olması gerekir.
- 50 kW'tan büyük kurulu güce sahip güneş enerjisi santralleri için tüketim noktasına özel bir bağlantı hattı olması ya da santralin tüketim noktasında kurulu olması şartı vardır. 50 kW kurulu güce kadar olan güneş enerjisi santralleri için ise tesisin özel bir irtibat hattı olması gerekir.
- 11 kW'tan büyük kurulu güce sahip biyogaz santralleri için santralin tüketim noktasında kurulu olması şartı vardır. 11 kW kurulu güce kadar olan biyogaz santralleri için ise tesisin özel bir irtibat hattı olması gerekir.
- Biyogaz santralleri için geçerli olan koşullar hidroelektrik santralleri için de geçerlidir. 11 kW'tan büyük kurulu güce sahip hidrolik santraller için santralin tüketim noktasında kurulu olması şartı vardır. 11 kW kurulu güce kadar olan hidrolik santraller için ise tesisin özel bir irtibat hattı olması gerekir.
- Aynı durum biokütle santralleri için de geçerlidir. 11 kW'tan büyük kurulu güce sahip biokütle santralleri için santralin tüketim noktasında kurulu olması

şartı vardır. 11 kW kurulu güce kadar olan biokütle santralleri için ise tesisin özel bir irtibat hattı olması gerekir.

Her tüketici, Kamu Hizmeti Yükümlülüğü adı verilen bir ek ücret ödemekle yükümlüdür. Bu ücret her tüketicinin bireysel tüketim düzeyine bağlıdır. Yenilenebilir enerjinin desteklenmesi için ek ücret, Kamu Hizmeti Yükümlülüğü tarifesinin bir parçasıdır. Ek ücretler Danimarka Enerji Ajansı tarafından yılda dört kez belirlenmektedir. Bir tesis sahibinin hangi ek ücretten muaf olduğu, tesisinin kurulu gücüne bağlıdır. Örneğin 50 kW'a kadar güneş enerjisi santralleri, 25 kW'a kadar rüzgâr enerjisi santralleri ve 11 kW'a kadar diğer teknolojiler tüm Kamu Hizmeti Yükümlülüğü ücretinden muaftırlar [82].

Net Ölçüm saatlik olarak hesaplanmaktadır. Danimarka Enerji Ajansı, net ölçüm koşullarının karşılanıp karşılanmadığını ve hangi tür net ölçüm uygulanacağını belirlemektedir. Net ölçüm sisteminin maliyetleri Danimarka Enerji Ajansı tarafından yönetilen bütçe tarafından karşılanmaktadır [82].

Kredi Garantileri; Danimarka Enerji, Kamu Hizmetleri ve İklim Bakanlığı garanti sisteminden sorumludur. Bakanlık, uygun santrallerin inşasından önce fizibilite çalışmalarını finanse etmek için yerel rüzgar ve güneş enerjisi santrali sahipleri birlikleri ve diğer yerel inisiyatif grupları tarafından alınan kredilere garanti vermektedir. Belirli bir rüzgâr enerjisi projesi tamamlanmazsa, proje tamamen veya kısmen üçüncü bir tarafa devredilmediği sürece ödenen garantinin geri ödenmesi gerekmemektedir [82].

Tüketim noktasına bağlı 25 kW'tan daha az kapasiteli rüzgâr enerjisi santralleri ve bir ihale prosedürü kapsamında yetkilendirilmiş açık deniz rüzgâr enerjisi santralleri haricinde diğer tüm rüzgâr santralleri ile güneş santralleri bu mekanizma için uygundur [82].

Uygulama sürecine baktığımızda öncelikle yerel kuruluşlar veya girişim grupları Danimarka Enerji, Kamu Hizmetleri ve İklim Bakanlığı'na başvurmaktadır. Daha sonra Danimarka Enerji, Kamu Hizmetleri ve İklim Bakanlığı bir garantinin sağlanıp sağlanmayacağına karar verir. Başvuru sahiplerinin, kanunda belirtilen ön koşulları sağlaması koşulu bulunmaktadır. Bir sonraki aşamada kuruluş veya girişim bir bankadan kredi alır ve Danimarka Enerji, Kamu Hizmetleri ve İklim Bakanlığı,

bankaya garanti vereceğini beyan eder. Garanti, söz konusu rüzgâr türbini şebekeye bağlanana kadar sağlanır ve kanatların montajından en geç üç ay sonra sona erer [82].

2.9.4 Amerika Birleşik Devletleri

ABD’de federal, eyalet ve yerel yönetimler yenilenebilir enerjiye yatırım yapmayı ve kullanmayı teşvik etmekte ve bazı durumlarda bunu zorunlu kılmaktadır. Bu doğrultuda, yenilenebilir enerji konusunda birçok program ve teşvik bulunmaktadır. Bu teşvikler aşağıdaki şekilde özetlenebilir [83];

❖ Devlet Mali Teşvikleri

Yenilenebilir enerji teknolojileri ve projelerine yeterlilik kazandırmak için çeşitli federal hükümet vergi kredileri, hibeleri ve kredi programları mevcuttur. Yenilenebilir enerji projelerini veya ekipmanını nitelikli hale getirmek için federal vergi teşvikleri veya kredileri arasında Yenilenebilir Elektrik Üretim Vergi Kredisi (Renewable Electricity Production Tax Credit-PTC), Yatırım Vergi Kredisi (Investment Tax Credit-ITC), Konut Enerji Kredisi (Residential Energy Credit) ve Değiştirilmiş Hızlandırılmış Maliyet Geri Kazanım Sistemi (Modified Accelerated Cost-Recovery System-MACRS) yer almaktadır. Hibe ve kredi programları, ABD Tarım Bakanlığı, ABD Enerji Bakanlığı (DOE) ve ABD İçişleri Bakanlığı dâhil olmak üzere çeşitli devlet kurumlarından temin edilebilmektedir. Çoğu eyalette, yenilenebilir enerji ekipmanlarının kurulumunu desteklemek veya sübvans etmek için bazı mali teşvikler bulunmaktadır [83].

❖ Yenilenebilir Portföy Standartları ve Devlet Yetkileri/Hedefleri

Yenilenebilir Portföy Standardı (Renewable Portfolio Standards-RPS) tipik olarak bir eyaletteki elektrik enerjisi satışlarının bir yüzdesinin yenilenebilir enerji kaynaklarından sağlanmasını gerektirmektedir. Bazı eyaletlerin yenilenebilir enerjiden elektrik üretimi için belirli zorunlulukları bulunurken, bazı eyaletlerin gönüllü hedefleri vardır. RPS politikalarına uyum, bazen Yenilenebilir Enerji Sertifikalarının alım satımını gerektirebilmektedir [83].

❖ Yenilenebilir Enerji Sertifikaları veya Kredileri

Alicının enerjiyi doğrudan yenilenebilir enerji kaynaklarından elde etmeksizin yenilenebilir enerji üretimi için ödeme yapmasına olanak tanıyan alış, satış veya ticaret için mevcut finansal ürünler vardır. En yaygın olarak bulunan ürünler, genellikle

Yenilenebilir Enerji Sertifikaları veya kredileri olarak adlandırılmaktadır ve bu sertifikalar, elektrik hizmeti sağlayan kuruluşlar tarafından Yenilenebilir Portföyü Standartlarına uymak için kullanılabilir [83].(*Yenilenebilir Enerji Sertifikaları hakkında detaylı bilgi tezin 3. Bölümünde verilmiştir.*)

❖ Net Ölçüm

Net Ölçüm, elektrik şirketi müşterilerinin kendi tüketim noktalarına nitelikli yenilenebilir enerji sistemleri kurmalarına ve bu sistemleri bir elektrik şirketinin dağıtım şebekesine bağlamalarına olanak tanımaktadır. Eyaletlere göre programlar değişmekle birlikte genel olarak, elektrik hizmetleri, Net Ölçüm uygulaması adı altında müşterilerini belirli bir süre boyunca kullandıkları net elektrik miktarı için faturalandırmaktadır. Net miktar, müşterinin toplam enerji tüketiminden, sahip olduğu yenilenebilir enerji sisteminin ürettiği enerji miktarının çıkarılmasıdır. Bazı eyaletlerde, müşteriler sistemleri ile ürettikleri fazla elektriği elektrik hizmeti sunan kuruluşa satabilmektedir. Ağustos 2021 itibarıyla, 37 eyalet ve Columbia Bölgesi belirli kamu hizmetleri için devlet tarafından geliştirilmiş zorunlu Net Ölçümleme uygulamasına sahiptir. Net Ölçüm uygulaması altında yer alan sistemlerin çoğu güneş enerjisi sistemlerdir [83].

❖ Garantili Tarife (Feed-in Tariffs-FITs)

ABD'deki bazı eyaletler ve bireysel elektrik kuruluşları, belirli yenilenebilir enerji sistemlerinden elektrik satın almak için özel oranlar belirlemiştir. Bazen Garantili Tarife olarak adlandırılan bu tarifelerin fiyatları, elektrik fiyatlarından çok daha yüksek olabilmektedir. Garantili Tarifelerin amacı, belirli yenilenebilir enerji teknolojilerini teşvik etmektir [83].

❖ Yeşil Enerji Satın Alma

Neredeyse her eyaletteki tüketiciler, belirli türdeki yenilenebilir enerji kaynaklarından üretilen elektriği temsil eden yeşil enerji satın alabilmektedir. Bu gönüllü programların çoğu, genellikle elektrik üretim kaynağının müşteriye veya hizmet kuruluşuna fiziksel veya sözleşmeye dayalı olarak teslim edilmesini içermektedir [83].

2.9.5 Türkiye

Türkiye’de yenilenebilir enerji kaynaklarına yönelik teşviklerin temeli 2005 yılında Yenilenebilir Enerji Kaynaklarının Elektrik Enerjisi Üretimi Amaçlı Kullanımına Dair

Kanun'un (Yenilenebilir Enerji Kanunu, YEK) (5346 sayılı Kanun) yayımlanması ile atılmıştır. Bu kanunla birlikte yenilenebilir enerji kaynak alanları tanımlanmış ve yenilenebilir enerji alanında gelişmeler yaşanmaya başlamıştır. Söz konusu Kanun'da 2010 yılında değişiklik yapılarak bazı düzenlemeler gerçekleştirilmiştir. 2010 yılında güncellenen sabit fiyat garantileri ile yenilenebilir enerji destekleri teknoloji türüne göre farklılaştırılmış ve yerli teknoloji kullanan üretime ek teşvikler getirilmiştir. Esasında Türkiye'nin yenilenebilir enerji kaynaklarından elektrik üretimindeki büyüme 2010 yılı ve sonrasında görülmüştür.

Genel anlamada bakacak olursak Türkiye'de genel yatırım teşvik uygulamaları kapsamındaki KDV istisnası, gümrük vergisi muafiyeti gibi mali teşvikler haricinde yenilenebilir enerji kaynaklarına yönelik uygulanan temel teşvik metotları garantili tarife ve ihale uygulamalarıdır. Garantili tarifeler Yenilenebilir Enerji Kaynakları Destekleme Mekanizması (YEKDEM) adı altında, ihaleler ise Yenilenebilir Enerji Kaynak alanları (YEKA) adı altında uygulanmıştır ve uygulanmaya devam etmektedir. YEKDEM'den faydalanabilecek üretim tesisleri 5346 sayılı Yenilenebilir Enerji Kaynaklarının Elektrik Enerjisi Üretimi Amaçlı Kullanımına İlişkin Kanun (YEK Kanunu)'da; rüzgâr, güneş, jeotermal, biokütle, dalga, akıntı ve gel-git ile nehir tipi veya rezervuar alanı on beş kilometrekarenin altında olan hidroelektrik üretim tesisi kurulmasına uygun elektrik enerjisi üretim kaynakları olarak sıralanmıştır.

YEKDEM'in ilk uygulaması kapsamında 18/5/2005 tarihinden 31/12/2020 tarihine kadar işletmeye girmiş üretim tesislerine YEK Kanunu'nun Ek-1 sayılı cetvelinde yer alan fiyatlar 10 (on) yıl süre ile uygulanmıştır. YEKDEM'in ilk uygulamaya başladığı yıl baz alındığında yararlanabilecek 10 yıllık süre 2020 yılı Aralık ayında dolmasına rağmen, dünya genelinde yaşanan Covid-19 etkisi sebebiyle YEKDEM'den yararlanma başvuru süresi 2949 sayılı Cumhurbaşkanı Kararı gereğince *"1/1/2021 tarihinden 30/6/2021 tarihine kadar işletmeye girmiş üretim tesislerine YEK Kanunu'nun Ek-1 sayılı cetvelinde yer alan fiyatlar 31/12/2030 tarihine kadar uygulanır"* şeklinde revize edilerek 2021 Haziran ayı sonuna uzatılmıştır. YEKDEM'den yararlanma süresi daha sonra 3453 sayılı Cumhurbaşkanı Kararı gereğince *"1/7/2021 tarihinden 31/12/2025 tarihine kadar işletmeye girecek üretim tesislerine söz konusu Karar'ın ekinde yer aldığı şekliyle fiyatlar 10 yıl süre ile uygulanır"* şeklinde revize edilmiştir. Yani 2021 yılı Haziran ayı sonuna kadar işletmeye girmiş olan tesisler, dolar kuru üzerinden belirlenmiş olan sabit garantili

fiyattan yararlanmaktadırlar. Bununla birlikte yerli aksam kullanan santrallere YEK Kanunu EK-2 Sayılı Cetvel uyarınca yerli aksam tipine göre ek bir fiyat ödemesi gerçekleştirilmektedir. 01 Temmuz 2021 tarihinden 31 Aralık 2025 tarihine kadar devreye girecek olan santraller ise Türk Lirası üzerinden belirlenmiş sabit fiyat garantisinden ve yerli aksam teşvikinden yararlanmaktadırlar.

Yukarıda belirtilen tarihler önemlidir, çünkü başvuru yapılan tarih aralığı yararlanılacak sabit fiyatı da belirlemektedir. 2021 Haziran ayı sonuna kadar devreye girmiş olan ve YEKDEM'den yararlanan santrallere ödenen kaynak bazlı Ek-1 ve Ek-2 Cetvelleri Çizelge 2.3 ve Çizelge 2.4'de gösterilmiştir.

Çizelge 2.3 : Yek kanunu Ek-1 sayılı cetvel.

YEK KANUNU EK-1 SAYILI CETVEL	
Yenilenebilir Enerji Kaynağına Dayalı Üretim Tesis Tipi	Uygulanacak Fiyatlar
Hidroelektrik üretim tesisi	7,3 (ABD Doları cent/kWh)
Rüzgâr enerjisine dayalı üretim tesisi	7,3 (ABD Doları cent/kWh)
Jeotermal enerjisine dayalı üretim tesisi	10,5 (ABD Doları cent/kWh)
Biokütleyle dayalı üretim tesisi (çöp gazı dâhil)	13,3 (ABD Doları cent/kWh)
Güneş enerjisine dayalı üretim tesisi	13,3 (ABD Doları cent/kWh)

Çizelge 2.4 : Yek kanunu Ek-2 sayılı cetvel.

YEK KANUNU EK-2 SAYILI CETVEL	
Yenilenebilir Enerji Kaynağına Dayalı Üretim Tesis Tipi	Yerli aksam Teşvik fiyatları
Hidroelektrik üretim tesisi	1,0-2,3 (ABD Doları cent/kWh)
Rüzgâr enerjisine dayalı üretim tesisi	0,6-3,7 (ABD Doları cent/kWh)
Jeotermal enerjisine dayalı üretim tesisi	0,7-2,7 (ABD Doları cent/kWh)
Biokütleyle dayalı üretim tesisi (çöp gazı dâhil)	0,4-5,6 (ABD Doları cent/kWh)
Güneş enerjisine dayalı üretim tesis	0,5-6,7 (ABD Doları cent/kWh)

Yukarıdaki çizelgelere bakacak olursak örneğin 2021 Haziran ayı sonuna kadar devreye girmiş olan ve YEKDEM kapsamında yer alan bir rüzgâr santrali, ürettiği her bir kWh için 7,3 Dolar Cent yanında eğer santralde yerli aksam kullanılmışsa 1 Dolar Cent'den 3,7 Dolar Cent'e kadar ek bir teşvik alma hakkına sahip olmuştur.

01.07.2021 tarihinden 31.12.2025 tarihine kadar devreye girecek olan yenilenebilir enerji kaynaklı tesislere ise Türk Lirası cinsinden sabit fiyat ödemesi ve yerli aksam teşviki yapılmaktadır. Teşvik fiyatları ise her 3 (üç) aylık periyotlar halinde piyasa işletmecisi olan EPIAŞ tarafından eskalasyon formülü üzerinden güncellenerek duyurulmaktadır. *(Eskalasyon, sözleşme yılı fiyatları ile işe başlayan yüklenicinin, işin devamı sırasında bu fiyatlarda meydana gelecek artışlardan dolayı uğradığı mağduriyetin telafi edilmesidir. O günkü piyasa şartlarına göre fiyat güncellemesini ifade etmektedir.)* İlk güncelleme ise 01.04.2022 tarihinde gerçekleştirilmiştir. Fakat güncellenen fiyatlar belirli bir azami limitin üstüne çıkamamaktadır.

Uygulanan ilk fiyatlar ve azami fiyat bilgileri Çizelge 2.5 ve Çizelge 2.6’da görülmektedir.

Çizelge 2.5 : Uygulanan ilk fiyatlar [85].

Yenilenebilir Enerji Kaynağına Dayalı Üretim Tesisi Tipi	YEK Destekleme Mekanizması Fiyatı (Türk Lirası kuruş/kWh)	YEK Destekleme Mekanizması Fiyatı Uygulama Süresi (yıl)	Yerli Katkı Fiyatı (Türk Lirası kuruş/kWh)	Yerli Katkı Fiyatı Uygulama Süresi (yıl)
Hidroelektrik Üretim Tesisi	40,00	10	8,00	5
Rüzgâr Enerjisine Dayalı Üretim Tesisi	32,00	10	8,00	5
Jeotermal Enerjisine Dayalı Üretim Tesisi	54,00	10	8,00	5
Çöp Gazı/Atık Lastiklerin İşlenmesi Sonucu Ortaya Çıkan Yan Ürünlerden Elde Edilen Kaynaklar	32,00	10	8,00	5
Biyometanizasyon	54,00	10	8,00	5
Termal Bertaraf (Belediye Atıkları, Bitkisel Yağ Atıkları, Gıda ve Yem Değeri Olmayan Atıklar, Endüstriyel Odun Dışındaki Orman Ürünleri, Sanayi Atık Çamurları ile Arıtma Çamurları)	50,00	10	8,00	5
Güneş Enerjisine Dayalı Üretim Tesisi	32,00	10	8,00	5

Çizelge 2.6 : Azami fiyat bilgileri [85].

Yenilenebilir Enerji Kaynağına Dayalı Üretim Tesisi Tipi	Güncellemeye Esas Üst Sınır (ABD Doları-cent/kWh)
Hidroelektrik Üretim Tesisi	6,40
Rüzgâr Enerjisine Dayalı Üretim Tesisi	5,10
Jeotermal Enerjisine Dayalı Üretim Tesisi	8,60
Çöp Gazı/Atık Lastiklerin İşlenmesi Sonucu Ortaya Çıkan Yan Ürünlerden Elde Edilen Kaynaklar	5,10
Biyometanizasyon	8,60
Termal Bertaraf (Belediye Atıkları, Bitkisel Yağ Atıkları, Gıda ve Yem Değeri Olmayan Atıklar, Endüstriyel Odun Dışındaki Orman Ürünleri, Sanayi Atık Çamurları ile Arıtma Çamurları)	8,00
Güneş Enerjisine Dayalı Üretim Tesisi	5,10

Piyasa İşletmecisi EPIAŞ tarafından 2022 yılı son çeyreği için hesaplanan teşvik fiyatları ise Çizelge 2.7'deki gibidir. Çizelge incelendiğinde fiyatların 01.07.2022 tarihi itibarı ile devreye alınan santraller için azaldığı açıkça görülmektedir.

Çizelge 2.7 : 2022 Yılı son çeyreği için hesaplanan teşvik fiyatları.

Yenilenebilir Enerji Kaynağına Dayalı Üretim Tesis Tipi	2022-4.Çeyrek YEKDEM Fiyat (TL kr/kWh)	2022-4.Çeyrek YEKDEM Yerli Aksam Desteği (TL kr/kWh)
Hidroelektrik üretim tesisi	93,47	18,69
Rüzgâr enerjisine dayalı üretim tesisi	74,79	18,69
Jeotermal enerjisine dayalı üretim tesisi	126,18	18,69
Çöp Gazı / Atık lastiklerin işlenmesi sonucu ortaya çıkan yan ürünlerden elde edilen kaynaklar	74,79	18,69
Biyometanizasyon	126,18	18,69
Termal Bertaraf (Belediye atıkları, bitkisel yağ atıkları, gıda ve yem değeri olmayan tarımsal atıklar, endüstriyel odun dışındaki orman ürünleri, sanayi atık çamurları ile arıtma çamurları)	116,84	18,69
Güneş enerjisine dayalı üretim tesisi	74,79	18,69

01 Mayıs 2023 tarihli Resmi Gazete 'de yayınlanan 7189 sayılı Cumhurbaşkanı Kararı ile yeni YEKDEM fiyatları belirlenmiştir. Bu karar ile birlikte 3453 sayılı Cumhurbaşkanı Kararı yürürlükten kaldırılmıştır. Yayımlanan yeni kararda göze çarpan en önemli hususlardan biri YEK Destekleme Mekanizması taban ve tavan fiyatı uygulaması olmuştur. Hatırlarsanız bir önceki kararda tavan fiyat uygulaması var iken taban fiyat uygulaması bulunmamaktaydı. Diğer önemli bir değişiklik ise eskalasyon formülü bir önceki uygulamada 3'er aylık dönemlerde kullanılırken yeni karar ile birlikte aylık olarak teşvik fiyatları belirlenmesi kararlaştırılmıştır. Belirlenen fiyatlar taban fiyattan düşük çıktığında taban fiyat, tavan fiyattan yüksek çıktığında ise tavan fiyat destekleme fiyatı olarak kullanılacaktır.

Ayrıca yeni karar ile birlikte depolama tesisleri de teşvik mekanizmasına dâhil edilmiştir. Rüzgâr santralleri için karasal ve deniz üstü olmak üzere iki ayrı tanım yapılmış, teşvik fiyatları ise birbirinden farklı olmuştur. Mekanizmadan 01/07/2021 tarihinden 31/12/2030 yılı tarihine kadar işletmeye giren/girecek YEK belgeli üretim tesisleri yararlanacaktır. *(Hatırlarsanız bir önceki kararda bu süre 31/12/2025 tarihine kadar olan süreyi kapsamaktaydı)*

Türkiye'de YEKDEM haricinde uygulanan bir diğer teşvik modeli ise YEKA ihaleleridir. İlk YEKA Yönetmeliği 9/10/2016 tarih ve 29852 sayılı Resmi Gazete 'de Yenilenebilir Enerji Kaynak Alanları Yönetmeliği adı altında yayımlanmıştır. Yönetmelik ile birlikte yenilenebilir enerji kaynaklarının değerlendirilmesinde yeni bir yatırım modeli hayata geçirilmiştir. Her YEKA ihalesinde özel koşullar belirlenmekle birlikte genel anlamda YEKA modeli ile yerli katkı oranı yüksek ve ileri teknoloji içeren aksam veya tesis bileşenleri ile santral kurulumları hedeflenmiştir. Bununla birlikte Yerli Üretim Karşılığı Tahsis (YÜKT) modeli kapsamında kurulacak fabrikalar ve AR-GE merkezleri sayesinde ciddi anlamda istihdam ve teknoloji transferi sağlanması amaçlanmıştır. YEKA'lar Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı tarafından gerçekleştirilen idari ve teknik çalışmalar kapsamında belirlenerek Resmi Gazete 'de ilan edilmektedir. YEKA'lar ve bağlantı kapasitelerinin tahsis işlemleri 2 (iki) farklı şekilde gerçekleştirilmektedir. Bu tahsis modellerinden biri Yurt İçinde Üretim Karşılığı Tahsis (YÜKT) iken diğeri Yerli Malı Kullanım Karşılığı Tahsis (YMKT)'dir. Tahsis yöntemi ise yarışma ilanı ile duyurulmaktadır [86].

Yurt İçinde Üretim Karşılığı Tahsis (YÜKT) yenilenebilir enerji kaynaklarına dayalı elektrik enerjisi üretim tesislerinde kullanılan aksamı istenen yerli katkı

oranlarında ve yerli malı belgeli olarak yurt içinde imal edene ve/veya imal edilmesini taahhüt edene verilen YEKA Kullanım Hakkı'dır [86].

Yerli Malı Kullanım Karşılığı Tahsis (YMKT) ise yenilenebilir enerji kaynaklarına dayalı elektrik enerjisi üretim tesisinde istenen yerli katkı oranlarına haiz yerli malı belgeli aksam kullanmayı taahhüt edene verilen YEKA Kullanım Hakkı'dır [86].

Bu tezin hazırlandığı döneme kadar olan sürede tamamlanan, iptal edilen YEKA ihaleleri ile bu tezin hazırlandığı dönemde planlanan YEKA ihalelerine ait bilgiler Çizelge 2.8'de özetlenmiştir.

Bir diğer teşvik modeli ise Yenilenebilir Enerji Sertifikaları'nın alım satımıdır. *(Bu konu tezin 3. Bölümünde daha detaylı bir şekilde açıklanmıştır.)*

Yenilenebilir Kaynak Garanti Sistemi Yönetmeliğinde “Yeşil Tarife (YETA)” adı altında bir tarife tanımlanmıştır. Bu tanıma göre Yeşil Tarife, yenilenebilir enerji kaynaklarının desteklenmesi amacıyla Kurul tarafından belirlenen tarifeyi ifade etmektedir. YETA'nın amacı nihai tüketiciyi yenilenebilir enerji kaynaklarından üretilen elektrik kullanımına teşvik etmektir. Mesken, ticarethane veya sanayi grubunda bulunan tüketiciler, bu tarifeye gönüllü olarak katılarak, kullandıkları elektrik enerjisini yenilenebilir kaynaklardan sağlayabilirler. Yeşil Tarife üzerinden tüketim gerçekleştiren bir tüketici, şebeke bağlantısında herhangi bir değişiklik yapmadan tüketimine devam ederken, kullandığı elektrik enerjisinin yenilenebilir kaynaklardan sağlandığını ispatlamak amacıyla Yenilenebilir Enerji Kaynak Garanti Belgesi (YEK-G Belgesi) olarak ispatlayabilmektedir.

Çizelge 2.8 : YEKA ihaleleri.

	YEKA GES-1	YEKA GES-2	YEKA GES-3 (MİNİ YEKA GES)	YEKA GES-4	YEKA GES -5	YEKA RES- 1	YEKA RES- 2	YEKA RES- 3	YEKA DENİZÜSTÜ RES-3
Durum	Tamamlandı	İptal edildi	Tamamlandı	Tamamlandı	Planlanan	Tamamlandı	Tamamlandı	Tamamlandı	Ertelendi
Yöntem	YÜKT		YMKT	YMKT		YÜKT	YMKT	YMKT	
Yer	Konya Karapınar	Niğde, Hatay, Şanlıurfa	Toplam 36 il	Niğde-Bor, Hatay Erzin ve Şanlıurfa- Viranşehir		Edirne, Kırklareli, Sivas, Eskişehir	Aydın, Balıkesir, Çanakkale, Muğla	Toplam 42 bölge	Gelibolu, Saroz, Kıyıköy
Tarih	20.03.2017		26-29/04/2021 ile 24-27/05/2021	8.04.2022 ve 28.06.2022		3.08.2017	30.05.2019	14.06.2022	
Toplam Kapasite	1 GW	1 GW	1 GW	1 GW		1 GW	1 GW	850 MW	1,2 GW
Kazanılan Fiyat	69,9 \$/MWh		Min:18,2 kuruş/kWh Mak:32 kuruş/kWh	Min. 37,5 kuruş/kWh Mak. 55,4 kuruş/kWh		34,8 \$/MWh	35,3 \$/MWh ve 45,6 \$/MWh	Min. 40,8 kuruş/kWh	
Satın Alım Garanti Süresi/Miktarı	15 yıl	15 yıl	15 yıl	İlk kabul tarihi itibari ile 23 GWh ya da sözleşme imzalama tarihinden itibaran 42. ayın bitiminden itibaren 23 GWh		15 yıl	15 yıl	35 GWh	
Yerli Ekipman Oranı	İlk 500 MW için %60, ikinci 500 MW için %70	%60	%70	%75		%65	%55	%55	%60

Türkiye’de ayrıca Elektrik Piyasasında Lisanssız Elektrik Üretim Yönetmeliği adı altında herhangi bir lisansa tabi olmadan kurulabilecek santraller ele alınmıştır. Elektrik Piyasasında Lisanssız Elektrik Üretim Yönetmeliği ile düzenlenen faaliyet türünde elektrik enerjisi üretebilecek, gerçek veya tüzel kişilerin lisans almadan ve şirket kurmadan elektrik üretim faaliyeti yapmaları sağlanmıştır. Bu uygulama ile elektrik piyasasında, tüketicilerin elektrik ihtiyaçlarını tüketim noktasına en yakın kendi üretim tesisinden karşılaması (öz tüketim modeli), arz güvenliğinin sağlanmasında küçük ölçekli üretim tesislerinin de ülke ekonomisine kazandırılması ve son olarak dağıtık üretim yöntemi ile elektrik şebekesinde iletim/dağıtım maliyetleri ile kayıp miktarlarının düşürülmesi amaçlanmıştır [87].

Kaynak türü fark etmeksizin bütün yenilenebilir enerji kaynaklarına dayalı olarak lisanssız üretim yapanlar tarafından aylık mahsuplaşma sonucunda her fatura döneminde şebekeye verilen ihtiyaç fazlası elektrik enerjisi görevli tedarik şirketi tarafından tabii olunan abone grubuna ait perakende tek zamanlı aktif enerji bedelleri üzerinden 10 yıl süreyle satın alınmaktadır. Bu süre ilgili üretim tesisinin şebekeye enerji vermeye başladığı tarihten itibaren hesaplanmaktadır[87]. *(Hatırlarsanız Net Ölçüm tarife uygulaması açıklanırken öz tüketim amaçlı kurulan santrallerden ihtiyaç fazlası elektriğin satılmasına değinilmişti.)*

Bununla birlikte söz konusu yönetmelikte özellikle 2022 yılı içerisinde önemli değişiklikler yapılmıştır. Yapılan önemli değişikliklerden biri lisanssız üretim kapsamında yapılan ihtiyaç fazlası üretim söz konusu tesisin bir önceki yılda yapmış olduğu tüketim miktarı kadar olmak şartıyla satılabilecektir. Bu miktar dışında kalan üretim ise bedelsiz olarak görevli tedarik şirketine verilecektir. Örneğin bir önceki yıl 2 milyon kWh elektrik tüketen bir kişi, cari yılda aylık mahsuplaşmanın akabinde en fazla 2 milyon kWh enerjisini satışa konu edebilecektir. Yılın ilk ayından itibaren ihtiyaç fazlası enerjiye istinaden ödemeler yapılacak, 2 milyon kWh’ı aşan üretimler ise YEKDEM’e ‘bedelsiz katkı’ olarak yansıtılacaktır. Cari yıl tüketimi önceki yıl tüketimini aşması halinde ise cari yıldaki tüketim miktarı kadar satış yapılabilecektir [88].

Bir diğer önemli değişiklik ise 01.10.2022 tarihli 31970 sayılı Resmi Gazete ’de yer almıştır. “*Elektrik Piyasasında Lisanssız Elektrik Üretim Yönetmeliğinde Değişiklik Yapılmasına Dair Yönetmelik*” uyarınca tüketim tesisi ile üretim tesisinin aynı dağıtım

bölgesi sınırları içerisinde olma şartı kaldırılmış olup, farklı dağıtım bölgeleri içerisinde yer alan üretim ve tüketim tesisleri birbirleri ile ilişkilendirilmiştir.*(Hatırlarsanız bu uygulama Meksika’da uygulanmakta olan öz tedarik uygulamasına benzemektedir.)*

2.9.6 Almanya

Almanya, yenilenebilir enerjiyi destekleme konusunda uzun vadeli ve tutarlı bir politikaya sahip olması sebebiyle Avrupa’da lider olarak kabul edilmektedir. 1991 yılında uygulamaya başladığı FiT sistemi 2016 yılına kadar lider destekleme aracı olmuştur. Bu istikrarlı çerçeveye rağmen Almanya, FiT’nin belirli tasarım seçeneklerinde birçok değişiklik gerçekleştirmiş ve yenilenebilir enerjiyi desteklemek için bir dizi enstrüman kullanmıştır [95].

Almanya’da yenilenebilir kaynaklardan elde edilen elektrik, esas olarak bir piyasa primi aracılığıyla desteklenmektedir. Çoğu kurulum için, piyasa priminin seviyesi bir ihale planı ile belirlenmektedir. 100 kW’a kadar kapasiteye sahip santraller ve istisnai durumlarda diğer santraller tarife garantisinden (Feed-in Tariff) yararlanabilirler. Tarifelerden yararlanacak santrallerin uygunluk kriterleri ve tarife seviyeleri Yenilenebilir Enerji Kaynakları Yasası’nda (Erneubare Energie Gesetz-EEG 2017) belirtilmiştir [89].

EEG, 2000 yılında kabul edilmesinden bu yana Almanya’da yenilenebilir kaynaklardan elektrik üretiminin büyümesini yönlendiren en önemli politika aracı olmuştur. İlk versiyonunda, EEG, ülkede yenilenebilir enerji yaygınlaştırılmasını başlatarak, uzun vadeli tarife garantileri (Feed-in Tariff) aracılığıyla yenilenebilir elektrik üretimini teşvik etmiştir. Yasa, yıllar içerisinde birkaç kez önemli ölçüde değiştirilmiştir. 2014 yılı reformu, kamu hizmeti ölçeğindeki projeler için tarife garantilerini kaldırmıştır. Reform ayrıca, 2015 ve 2016 yıllarında pilot ihaleleri yapılan büyük ölçekli güneş PV projeleri için fiyat bulma mekanizması olarak kapasite ihalelerini de getirmiştir. İlk değişimlerin başarılı sonuçlarından sonra, EEG, 750 kW’tan daha büyük tüm sistemlerin 2017 yılında başlayan rekabetçi açık artırmalara katılmak için destek talep etmesini gerektirecek şekilde daha da değiştirilmiştir. Rekabet, yenilenebilir elektrik teknolojileri için ana fiyat keşif mekanizması haline geldiğinden, yenilenebilir elektriğin yaygınlaşması için idari olarak belirlenmiş tarife garantilerinden uzaklaşmıştır. Artık büyük ölçekli güneş enerjisinin ötesinde, kara ve

deniz rüzgârlarının yanı sıra biokütle projelerinin, en düşük teklifi verene verilen enerji satın alma anlaşmalarını elde etmek için açık artırmalarda rekabet etmesi gerekmektedir. Yalnızca hidroelektrik, jeotermal ve küçük PV çatı sistemleri hala sabit tarife garantilerine sahiptir [90].

Tarihi gelişim sürecine hızlıca bakacak olursak [95];

1991: Dünya çapındaki ilk FiT planı olan Elektrik Tarife Yasası'nın uygulamaya konmuştur. Tarife seviyeleri, elektrik için piyasa fiyatının üzerinde sabit bir prim olarak tanımlanmıştır. FiT, yenilenebilir elektrik Almanya pazarında %5 pay elde edene kadar ödenmiştir.

2000: Yenilenebilir Enerji Kaynakları Yasası'nın (Almanca 'Erneuerbare-Energien-Gesetz'-EEG2000) tanıtılmıştır.

EEG2000, tarife yapısını 20 yıllık bir süre için sabit toplam tarifelere dönüştürerek yenilenebilir üreticiler için toplam gelirler üzerinde daha fazla kesinlik sağlamıştır. Sabit tarife seviyeleri, önceki yıllara nazaran yüksek olmasına rağmen, teknoloji geliştirme ve yenilenebilir enerji projelerinin uygulanmasında maliyeti düşürmek amacıyla düzenli aralıklarla azaltmak üzere tasarlanmıştır. Tarifeler aynı zamanda ölçek (daha büyük tesisler için daha düşük FiT) ve elektrik verimi (düşük rüzgârlı bölgelerde daha yüksek FiT) arasında da farklılaştırılmıştır.

2004: Piyasa gelişmelerine uyum sağlamak için tarife seviyeleri güncellenmiştir.

2009: Tarife seviyelerinin daha fazla güncellenmiş ve FiT'i bir FIP'e uyarlamak için ilk unsurlar tanıtılmıştır.

2012: Piyasadaki büyük maliyet düşüşlerine karşılık olarak PV güneş enerjisi projeleri, kara rüzgârı ve biyoenerji için önemli tarife indirimleri uygulanmıştır.

Ek olarak, EEG2012 jeotermal elektrik ve açık deniz rüzgârı için özel hükümler getirmiştir.

2016: Tüm teknolojiler için önde gelen araç olarak ihale sistemi tanıtılmıştır.

EEG ayrıca esnek biyogaz tesislerini teşvik etmek için de destek programları başlatmıştır. Genel olarak, EEG yenilenebilir enerjiden elektrik üretmek için kullanılan tüm teknolojileri desteklemektedir. Ancak kapasite, yer veya kullanılan malzemeler, belirli türdeki tesislerin destek sisteminden hariç tutulmasına neden olabilmektedir. Bununla birlikte farklı KfW programları (Yenilenebilir Enerji

Programı Standardı, Açık Deniz Rüzgâr Enerjisi Programı, BMU İnovasyon Programı, Yenilenebilir Enerji Programı Premium) tarafından yeni tesis yatırımları için düşük faizli krediler sağlanmaktadır [89]. Teşvik modellerine sırasıyla daha detaylı bakacak olursak;

- ❖ *KfW Yenilenebilir Enerji Programı Standardı*, elektrik üretimine yönelik tesislere yapılan yatırımlar için 10 yıllık sabit düşük faizli krediler sağlamaktadır. Tesis operatörü veya yatırımcı, banka (Hausbank) ile sözleşme şartlarını belirten bir sözleşme imzalamaktadır. Taraflar arasında farklı bir şekilde anlaşmaya varılmamışsa, yatırım kredileri için KfW Kuralları geçerlidir. EEG doğrultusunda genel olarak tüm teknolojiler (rüzgâr, güneş, hidrolik, biokütle, biyogaz, jeotermal) bu model için uygundur. Ortak finanse edilen yatırımın teknik ve ekonomik süresi 10 yıldan uzunsa, 20 yıla kadar sabit bir faiz süresi verilmektedir. Düşük faizli kredilerin maliyetlerini KfW banka grupları üstlenmektedir [89].
- ❖ *Açık Deniz Rüzgâr Enerjisi KfW Programı*, Alman Özel Ekonomi Bölgesi'nde veya Kuzey ve Baltık Denizi'nin 12 deniz mili bölgesinde açık deniz rüzgâr çiftliklerine yatırım yapmak isteyen şirketleri desteklemek için krediler ve finansman paketleri sağlamaktadır. KfW programı kapsamında yalnızca açık deniz rüzgâr enerjisi projeleri uygundur. 10 (on) adede kadar açık deniz rüzgâr çiftliği inşası için mali destek verilmektedir. Düşük faizli kredilerin maliyetlerini KfW banka grupları üstlenmektedir [89].
- ❖ *KfW Yenilenebilir Enerji Programı Premium*, derin jeotermal tesislerde elektrik üretimi için düşük faizli krediler ile geri ödeme desteği sağlamaktadır. Yalnızca derin jeotermal santraller (delme derinliği > 400 m olan santraller) ile kombine ısı ve güç tesisli biokütle santralleri bu teşvik modeli için uygundur. Tesislerin ağırlıklı olarak Almanya'da sıcak veya soğuk tedarik etmesi ve en az 7 (yedi) yıl boyunca çalışıyor olması gerekir [89].
- ❖ Derin jeotermal kurulumlar için krediler, uygun yatırım maliyetlerinin %80'ine kadar verilmektedir. Kredilerin faiz süresi 5 yıl, 10 yıl veya 20 yıl olup, geri ödemesiz başlangıç süresi sırasıyla maksimum 1 yıl, 2 yıl veya 3 yıldır. Faiz oranları sermaye piyasasındaki gelişmelere bağlı olmakla birlikte 10 yıl sabittir. 10 yılı aşan kredilerde faiz oranı 10 yıl sonra yeniden belirlenmektedir.

KfW banka grupları, düşük faizli kredi ve hibe geri ödeme desteği sunmanın maliyetlerini üstlenmektedir [89].

- ❖ *KfW Yenilenebilir Enerji Programı "Depolama"*, elektrik şebekesine bağlı bir PV kurulumuyla irtibatlı sabit depolama sistemlerinin kullanımını desteklemektedir. Yatırım, depolama sistemi ile birlikte yeni bir PV kurulumunun kurulmasını veya 31 Aralık 2012'den sonra işletmeye alınan bir PV santralle irtibatlı depolama sisteminin finansmanını ele almaktadır. Depolama sistemlerinin Almanya sınırları içerisinde bulunma zorunluluğu vardır. Her PV kurulumu için yalnızca bir depolama sistemi destek için uygundur. Ek olarak, depolama sistemi ile birlikte PV kurulumunun maksimum 30 kWp kurulu güce sahip olmasına izin verilmektedir. Bu düşük faizli kredi, diğer KfW programları ile birleştirilemez ve 2016 ile 2018 yılları arasında geçerli olmuştur. Düşük faizli kredilerin maliyetlerini KfW banka grupları üstlenmektedir [89].
- ❖ *KfW Yenilenebilir Çevre Programı*, elektrikli, plug-in modelli ve hidrojenli araçların ticari satın alımları için düşük faizli krediler sağlamaktadır[89].
- ❖ *BMU İnovasyon Programı*, RES için yenilikçi pilot projeler için düşük faizli krediler ve sübvansiyonlar sağlamaktadır. Yenilikçi teknolojilere sahip tüm kurulumlar (rüzgâr, güneş, hidrolik, biokütle, biyogaz, jeotermal) destek için uygundur. Ancak, destek programı, elektrik üreten tesisler için EEG desteği ile birleştirilemez. Destek planı, toplam yatırım maliyetlerinin %70'ine kadar düşük faizli krediler veya toplam yatırım maliyetlerinin %30'una kadar sübvansiyon sunmaktadır. Uzun vadeli ve düşük faizli kredinin tavan sınırı yoktur ve maksimum 5 yıllık geri ödemesiz başlangıç dönemi dâhil olmak üzere maksimum 30 yıla kadar geri ödenmesi gerekmektedir. Sabit faiz oranı 10 yıl sonra yeniden müzakere edilmektedir. Düşük faizli kredilerin maliyetlerini KfW banka grupları üstlenmektedir [89].
- ❖ *Piyasa Primi* teşvik modelinde ihale süreçlerine katılma zorunluluğu olmayan 100 kW kurulu güç üzerindeki yenilenebilir santraller, doğrudan sattıkları elektrik için piyasa primi ile desteklenirler. Piyasa primi tutarı her ay hesaplanmaktadır.

- ❖ 2014 yılında EEG (Erneubare Energie Gesetz-Yenilenebilir Enerji Yasası) reformunun başlaması ile Market Premium, yenilenebilir enerji kaynaklarından elektrik için ana destek planı haline gelmiştir. İhale sadece belirli büyüklükteki projeler için geçerli olduğundan, klasik piyasa primine hak kazanan yeni projeler de bulunmaktadır. Klasik Piyasa Primi, tarife garanti fiyatı ile satılan elektriğin aylık piyasa değeri arasındaki fark olarak hesaplanmaktadır.*(Hatırlarsanız Piyasa Primi tanımını bu bölümün başında yapmıştık)* Santral işletmecisi, elektriğini doğrudan, bir tedarik anlaşmasıyla veya borsada üçüncü bir tarafa satmalı ve şebeke operatöründen sözde piyasa primini talep etmelidir [89].
- ❖ Genel olarak, yenilenebilir kaynaklardan elektrik üretmek için kullanılan tüm teknolojiler birtakım şartları taşımak koşuluyla piyasa primi için uygundur. Bu şartlardan biri elektriğin aktif olarak satılmasıdır. Yani Piyasa Primi, yalnızca şebekeye fiilen beslenen ve üçüncü bir şahıs tarafından satın alınan elektrik için ödenmektedir. Bir diğer şart santralin sahip olması gereken teknik gerekliliktir. Şöyle ki elektrik santralleri, şebeke operatörünün herhangi bir zamanda uzaktan erişim ile üretimlerini azaltmasına ve verilen elektrik miktarını ölçmesine olanak tanıyan teknik cihazlarla donatılmalıdır. Tarife ödeme süresi 20 yıldır. Prim maliyetleri nihai tüketiciler tarafından karşılanmaktadır [89].
- ❖ *Kiracı elektrik ek ücreti*, kiracıların yenilenebilir enerjiden yararlanmalarına yardımcı olmak amacıyla konut binalarında 100 kW'a kadar olan PV santrallerinin, elektriğin şebekeden alınmayıp tamamen üretilen enerjinin öz tüketim olarak kullanılması durumunda “Kiracı elektrik ek ücreti” ile desteklenmesidir. Şebekeye ihraç edilen elektrik ise, tarife garantisi (Feed-in tariff) ile desteklenmektedir. Bu destek, tarife garantisinden daha düşüktür, ancak şebeke ücretleri, vergiler vb. gibi diğer maliyet faktörlerinden muaf tutulmuştur [89].
- ❖ Güneş enerjisi ile üretilen ve şebeke kullanılmadan yerel olarak üretilip tüketilen tüm elektrik, kiracı elektrik ek ücreti açısından kWh başına sabit bir destek tarifi ile mali desteğe uygundur. İhtiyaç fazlası elektrik şebekeye verilir ve hâlihazırda var olan tarife garantisi ile geri ödenir. Koşullara baktığımızda, maksimum 100 kW kapasitenin aşılması gerekir ve bina

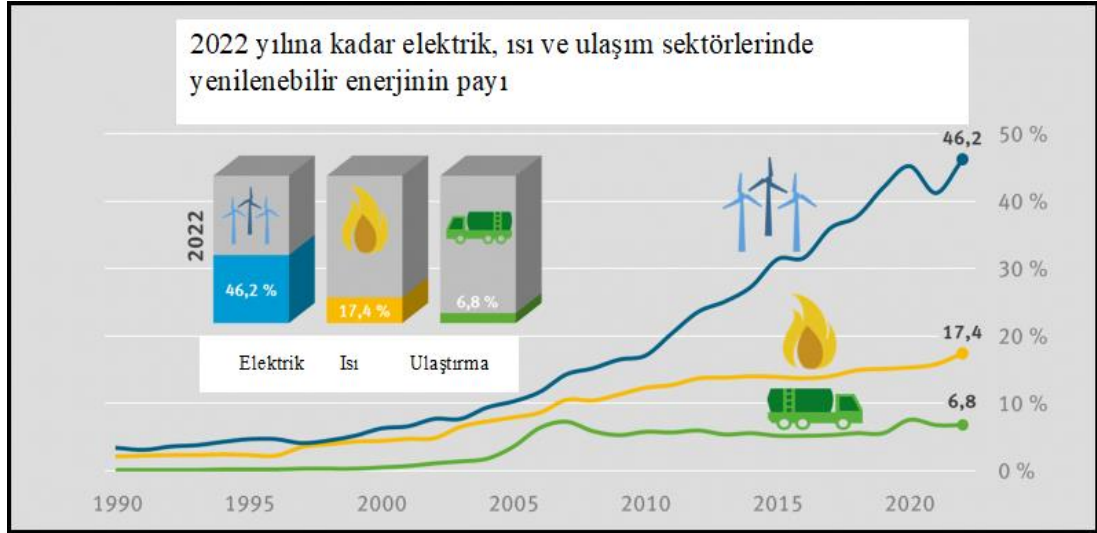
alanının minimum %40'ı konut kullanımını içermelidir. Depolanan elektrik destek için uygun değildir. Öz tüketim tanımını karşılamayanlar için EEG payının ödenmesi gerekmektedir [89].

- ❖ Kiracı elektrik ek ücreti için yıllık uygun kapasite 500 MW'dır. Federal Düzenleme Kurumu, sınıra ulaşıldığı tarihi duyurmaktadır. Açıklanan tarihi takip eden bir sonraki ayın son gününden sonra kayıt edilen tüm projeler destek için uygun değildir. Tarife ödeme süresi ise 20 yıldır. Desteğin maliyetleri, tüketiciler tarafından ödenen EEG payından finanse edilmektedir [89].
- ❖ *Tarife Garantisi (Feed-in Tariff)*, 100 kW'a kadar olan enerji santralleri için, şebeke operatörünün santrallere ödediği tarifiedir. Tarife miktarı kanunla belirlenir ve genellikle 20 yıllık bir süre içinde ödenmektedir. Tesis operatörleri ayrıca piyasa primini de seçebilirler. İstisnai durumlarda 100 kW'ın üzerindeki kapasiteye sahip santraller, tarife garantisi ile desteklenebilir. Genel olarak, yenilenebilir kaynaklardan elektrik üretmek için kullanılan tüm teknolojiler, tarife garantisi için uygundur. Ayrıca, şebekeye verilmeden önce geçici olarak depolanan elektrik için de bu tarife geçerlidir [89].
- ❖ Tarife Garantileri, yalnızca şebeke operatörü tarafından fiilen devralınan elektrik için verilmektedir. Elektrik, santralin doğrudan çevresinde tüketilemez ve şebeke üzerinden iletilmesi gerekmektedir. Ek olarak, santralin Dengeleme Güç Piyasası'na katılmasına izin verilmez[89].(*Dengeleme Güç Piyasası talimatlar yoluyla sistemde arz ve talep dengesinin sağlandığı piyasadır.*)
- ❖ Tarife ödeme süresi, santralin işletmeye alınma tarihinden itibaren 20 yıldır. Tarife garantisi alan santraller için süre, 20. yılın 31 Aralık tarihine kadar uzatılabilir. Tarife garantisi maliyetleri nihai tüketiciler tarafından karşılanmaktadır [89].
- ❖ *İhale usulünde*, 750 kW'tan başlayan kara ve deniz rüzgâr projeleri, 750 kW'tan başlayan güneş projeleri, 150 kW'tan başlayan biokütle santralleri ve hâlihazırda mevcut biokütle santralleri desteklenmektedir. Verilecek destek miktarı ihale prosedüründe belirtilmektedir [89].
- ❖ 2014 yılında karasal güneş enerjisi projeleri için ilk pilot ihale düzenlenirken, 2017 yılında bu prosedür daha ileri teknolojiler konusunda genişletilmiştir. Yenilenebilir enerji kaynak projeleri, santralin devreye alınmasından itibaren

20 yıllık süre içinde almaya hak kazanacakları prim tutarının belirlenmesi için bir ihale sürecinde yer almalıdırlar. İhale prosedürü 'teklif ettiğini öde (pay as bid)' şeklindedir [89].

- ❖ Uygun teknolojiler karada kurulacak yeni rüzgâr santralleri, açık deniz rüzgâr santralleri, güneş santralleri ve biyokütle durumunda hem yeni hem de mevcut tesislerdir. Ek olarak, EEG 2017, ortak ülkelerle ortak güneş enerjisi ihaleleri düzenleme için de açık kapı bırakmıştır. İhalelerde belirlenen tarifelerin maliyetleri nihai tüketiciler tarafından karşılanmaktadır [89].
- ❖ *Esneklik ek ücreti* tarifesinde yeni biyogaz tesisleri, isteğe bağlı kullanım için kapasite sağlamak amacıyla ek destek talep edebilirler. Tarife garantisine uygun olan veya açık artırma yoluyla belirlenen piyasa primini alan biyogaz tesislerinin işletmecileri, isteğe bağlı kullanım için kapasite sağlamak için ek bir destek talep edebilir. Ek destek, piyasa primi veya tarife garantisine ek olarak ve bunlardan ayrı olarak alınabilir. Esneklik ek ücreti yalnızca biyogazdan elektrik üretimi için geçerlidir ve santralin kurulu gücü 100 kW'ın üzerinde olmalıdır. Esneklik ek ücretinin maliyetleri nihai tüketiciler tarafından karşılanmaktadır [89].
- ❖ *Esneklik primi* tarifesinde, 1.8.2014 tarihinden önce işletmeye alınan biyogaz tesisleri, isteğe bağlı kullanım için ek kurulu kapasite sağlamak amacıyla ek destek talep edebilirler. Esneklik primi yalnızca ek kurulu kapasiteler için geçerlidir. Bir santral tarafından üretilen tüm elektrik, piyasa priminin talep edilmesi amacıyla doğrudan satılmalıdır. Esneklik priminin maliyetleri nihai tüketiciler tarafından karşılanmaktadır [89].

Şekil 2.2’de Almanya’nın 2022 yılına kadar sektör bazlı yenilenebilir enerji payı gösterilmiştir.



Şekil 2.2 : Almanya’da yenilenebilir enerji payının gelişimi [168].

2.9.7 Avrupa Birliği

Avrupa’da en sık kullanılan teşvik modelleri Garantili Tarifeler (Feed-in Tariffs - FiTs), Piyasa Primleri (Feed-in Premiums-FIPs), Fark Sözleşmeleri (Contracts for Differences-CfD), Kota zorunluluğu olan Yeşil Sertifikalar (Green Certificates-GC’ler) ve Yatırım Hibeleri olmuştur. Bunlara ek olarak, Kredi Garantileri, Vergi Teşvikleri ve Net Ölçüm gibi diğer destek araçları da bazen ana destek araçlarından biri ile birlikte kullanılmaktadır. 2005 yılından bu yana ise yenilenebilir elektrik, fosil yakıtlardan elektrik üretiminin maliyetlerini artıran ve böylece fosil yakıtlı elektrik üretimi ile yenilenebilir kaynaklardan üretim arasındaki farkı azaltan AB Emisyon Ticareti Sistemi’nden (EU ETS) dolaylı destek almıştır. (AB ETS hakkında detaylı bilgi tezin 4.bölümünde verilmiştir) Her bir destekleme mekanizması türü için destek düzeyi, idari prosedürler veya bir ihale süreci yoluyla belirlenebilmektedir. Avrupa’da, ihale prosedürlerinin kullanımı, belirli büyüklükteki birçok teknoloji ve proje türü için kural haline gelmiştir. Yeşil sertifika programları söz konusu olduğunda ise, kota yükümlülüğü bir hedef belirler ve ticarete konu olan yeşil sertifikalar, uyumu izlemek ve ticareti kolaylaştırmak için kullanılırlar [94].

1992 yılında gerçekleştirilen Rio Dünya Zirvesi, Avrupa için yenilenebilir enerji alanında siyasi destek kazanmada bir dönüm noktası olmuştur. Yenilenebilir Enerji Kaynakları, iklim değişikliğini ele alma yarışında kilit bir unsur olarak belirlenmiştir. Ancak, gösterge niteliğindeki hedefler, tanıtım programları ve yumuşak koordinasyon, yenilenebilir enerjinin önemini ortaya koyamamıştır. Birkaç Avrupa ülkesi daha sonra yenilenebilir enerji kaynaklarına devlet sübvansiyonları şeklinde operasyonel destek

sağlamaya karar vermiştir. Bu dönemde yenilenebilir elektrik alımını teşvik etmek için tercih edilen araç, Tarife Garantisi (FiT) olmuştur. Yenilenebilir kaynaklara yönelik destekler, YEK Direktifi (RES Directive 2001) ve Ulaştırma Biyoyakıtları Direktifi (Transport Biofuels Directive 2003) kabul edildikten sonra hız kazanmıştır. Her iki yönerge de AB üye devletlerinin hedeflerine ulaşmak için politikalar tanımlamasını gerektirmiştir. Çoğu ülke, hidroelektrik dışındaki yenilenebilir enerji kaynaklarına yönelik desteklere aşına olamamışlar, ancak daha sonra seçilen bir dizi teknoloji için Tarife Garantilerini uygulamaya geçirmişlerdir. Genellikle, piyasada en iyi potansiyele sahip olan ve gerçek pazara girişe en yakın olan teknolojilere destek sağlanmıştır. Nispeten olgunlaşmamış piyasalarda Tarife Garantilerini kullanmanın avantajı, yatırımcı için çok düşük bir risk profiline sahip olmalarıdır. Tarife Garantileri tüm gelir akışında önceden kesinlik sağlar ve yatırımcıyı piyasaya maruz bırakmaz. Bununla birlikte, sübvans edilen teknolojinin maliyetleri düşebileceğinden ve piyasa fiyatları beklenenden daha düşük olabileceğinden, önemli bir aşırı tazminat riski (olağanüstü kârlar olarak da adlandırılır-windfall profits) olduğundan, bu kesinlik nihai tüketici için bir maliyete neden olabilir. Her iki durumda da yenilenebilir üretim maliyetleri ile normal piyasa fiyatları arasındaki fark, sabit tarifenin gereğinden yüksek olduğu anlamına gelir [94].

Tarife Garantileri uygulanmaya başladıktan kısa bir süre sonra yenilenebilir elektriğin elektrik piyasasındaki payı artmaya başlamıştır. Aynı zamanda, piyasa fiyatları beklenenden fazla dalgalandığı için uygulamaya dönük sert eleştiriler başlamıştır. Bu eleştirilere karşılık olarak hükümetler, Tarife Garantileri seviyelerini değişen piyasa koşullarına uyarlayarak yanıt vermişlerdir. 2008 yılında Avrupa Komisyonu, Avrupa standartlarının gerektirdiğinden daha yüksek düzeyde çevre koruma sağlayan veya hiçbir Avrupa standardının belirlenmediği yerlerde iyileştirmeler gerçekleştiren projeler için daha yüksek bir sübvansiyona izin veren çevre korumaya yönelik devlet yardımına ilişkin prensipleri kabul etmiştir. Yenilenebilir enerji projeleri bu prensiplere dâhil edilmiş ve bununla birlikte prensipler üye ülkeleri yenilenebilir enerjiyi desteklemeye teşvik etmiştir. Bu durum Avrupa pazarında yenilenebilir enerjinin büyümesine daha fazla destek sağlamış, 2006/2007 yıllarında büyüme zirve yapmıştır [94].

2008 yılında Avrupa’da yaşanan küresel ekonomik kriz sonucu enerji toptan satış fiyatları azalan enerji talebi nedeniyle düşerken, bazı yenilenebilir enerji

teknolojilerinin piyasada olgunlaştığı ve en azından her koşulda artık kamu mali desteğine ihtiyaç duymadığı görüşü ortaya çıkmıştır. Yenilenebilir enerjinin 2020 yılına kadar istenilen düzeye ulaşılması için ulusal bağlayıcı hedefler içeren Yenilenebilir Enerji Direktifi 2009 yılında yürürlüğe girmiştir [94].

Bu tür piyasa gelişmelerine yanıt olarak Avrupa Komisyonu'ndan iki önemli belge yayınlanmıştır. Bu belgeler, 2013 yılında yayınlanan yenilenebilir enerji destek programlarının tasarımına ilişkin kılavuz ile çevre koruma ve enerji için Nisan 2014'te yayınlanan kılavuzlardır. Destek planlarına ilişkin kılavuzlar, yenilenebilir enerji desteğinin etkinliğini artırmaya ve yenilenebilir enerji desteğini piyasaya entegre etmeye odaklanarak, destek mekanizmaları tasarlarlarken en iyi uygulamaları ayrıntılı olarak açıklamaktadır. Sunulan önerilerde Tarife Garantilerinin aşamalı olarak kaldırılması ve yenilenebilir enerji üreticilerini piyasa fiyatı sinyallerine maruz bırakan araçlara (Piyasa Primi gibi) odaklanma yer almıştır. Örneğin, 2014 yönergeleri, piyasa fiyatının üstünde bir Piyasa Primi şeklinde veya ticareti yapılabilir yeşil sertifikalar sistemi aracılığıyla en fazla on yıl süreyle yeni desteğin sağlanmasını gerektirmiştir [94].

Devlet yardımı yönergeleri, Avrupa pazarlarında yenilenebilir enerji desteğinin seçimi üzerinde önemli bir etkiye sahip olmuştur. İlk olarak, Tarife Garantileri uygulamasından Piyasa Primi uygulamasına doğru büyük bir geçiş olmuştur. Bu durum yenilenebilir enerji proje geliştiricileri için daha düşük bir fiyat riskini korurken, fazla tazminat riskini sınırlamıştır. Piyasa Primi eğilimine ek olarak, bazı üye devletler, çoğu durumda elektrik tedarikçilerini ve bazen de elektrik dağıtım şirketlerini hedef alan, yenilenebilir yükümlülük (Renewable Obligation) mekanizmasıyla bağlantılı bir yeşil sertifika sistemi uygulamıştır. Daha sonra, genellikle açık artırma sistemi şeklinde uygulanan rekabetçi ihale sistemlerine doğru açık bir eğilim gerçekleşmiştir. Müzayede sisteminin hükümetler için avantajı, yapılan özel tasarım seçimine bağlı olarak, harcanan bütçe veya piyasadaki yenilenebilir enerji hacmi üzerinde kontrol sağlarken, yenilenebilir enerji desteğinin maliyetlerini düşürmesidir [94].

Bununla birlikte AB içinde her ülke, Avrupa Komisyonu tarafından formüle edilen gerekliliklere uyması koşuluyla, kendi politika destek araçlarını seçebilmektedir. Ülkeler iklim ve coğrafya açısından farklılık gösterdiği gibi, yenilenebilir endüstrilerin büyüklüğü ve gücü de sosyal ve politik koşullara göre ülkeler arasında farklılık

göstermektedir. Bu nedenle, her ülke uygulanan politika araçları seti konusunda kendi seçimini yapmıştır. Bu arada gittikçe daha fazla ülkenin Tarife Garantilerini veya Piyasa Primlerini uygulamak için müzayede sistemlerini kullanmakta olduğunu da belirtmek gerekir [94].

Bazı ülkelerde uygulanan teşvik mekanizmaları ve teşvik süreleri Çizelge 2.9'da gösterilmiştir.

Çizelge 2.9 : Bazı ülkelerde uygulanan teşvik mekanizmaları ve teşvik süreleri [95].

ÜLKE/TEŞVİK MODELİ	SÜRE (YIL)	ÜLKE/TEŞVİK MODELİ	SÜRE (YIL)	ÜLKE/TEŞVİK MODELİ	SÜRE (YIL)
AVUSTURYA (FIP)	13-15	ALMANYA (FiT/FIP)	20	MALTA (FiT/FIP)	6-20
BELÇİKA (TGC/FIP)	10-20	YUNANİSTAN (FiT/FIP)	20-25	HOLLANDA (FIP)	8-15
BULGARİSTAN (FIP)	12-20	MACARİSTAN (FiT/FIP)	5-25	POLONYA (FIP)	15
HIRVATİSTAN (FiT/FIP)	14	İRLANDA (TGC)	15	PORTEKİZ (FiT)	15-25
ÇEKYA (FiT/FIP)	20-30	İTALYA (FiT/FIP)	5-25	ROMANYA (TGC)	15
ESTONYA (FIP)	12	LETONYA (FiT)	20	İSPANYA (hibe)	20-30
FİNLANDİYA (FiT/FIP/hibe)	12	LİTVANYA (FiT)	12	İSVEÇ (TGC/hibe)	15
FRANSA (FiT/FIP)	20	LÜKSEMBURG (FiT/FIP)	15		

2.9.8 Çin

Çin'de politika mekanizması dikey bir yönetim mekanizmasına sahiptir. Ulusal enerji yönetim departmanları ise Ulusal Kalkınma ve Reform Komisyonu (NDRC) ve Ulusal Enerji Ajansı (NEA)'dır. Yenilenebilir enerji alanında, önemli politikalar ve mekanizmalar bu yönetim departmanları tarafından formüle edilmektedir. Çin'in yenilenebilir enerjiyi geliştirme ile ilgili olan politika mekanizmalarının formüle edilmesi ve bu mekanizmaların uygulanması temel olarak iki çerçeve altında sağlanmaktadır. Bu çerçevelerden birincisi, yenilenebilir enerjinin ve diğer temiz

enerjilerin ülkenin gelecekteki enerji yapısında lider oyuncular olacağını öngören ve yenilenebilir enerjinin gelişimi ile ilgili stratejinin temelini oluşturan Ulusal Enerji Stratejisi'dir. Diğer çerçeve ise, yenilenebilir enerjiyi destekleyen yapısal mekanizmaların ve politikaların tanıtılmasıyla ilgili olmalıdır. Bazı politikalar, ulusal enerji yönetim departmanları tarafından yayınlanırken, yerel yönetimler, bu politikalar kapsamında kendi ayrıntılı politikalarını belirleyebilmektedirler [95].

Yenilenebilir enerji gelişimine doğrudan destek sağlayan çeşitli politika ve mekanizmaları formüle etmek ve uygulamak için 2005 yılında Yenilenebilir Enerji Yasası (Renewable Energy Law) kabul edilmiş ve söz konusu yasada 2009 yılında değişiklikler yapılmıştır. Çin 2009 yılında, birincil enerji tüketiminde fosil olmayan yakıt enerjisinin payı ile ilgili hedefler ortaya koymuştur. Bu hedeflere göre ilk olarak fosil olmayan yakıt enerjisinin payı 2015 yılına kadar %11,4 ve 2020 yılına kadar %15 olacaktır. 2014 yılında, ABD-Çin İklim Değişikliği Ortak Bildirisi'nde Çin, CO₂ emisyonlarının 2030 yılı civarında veya mümkünse daha önce maksimum seviyede olması için bir plan önermiş, bununla birlikte fosil olmayan yakıtların birincil enerji tüketimindeki payının 2030 yılına kadar yaklaşık %20'ye çıkarılmasına yönelik niyetlerini de belirtmiştir. Aynı yıl Çin, enerji üretimi ve tüketiminde bir devrimi teşvik etmeyi amaçlayan Dört Devrim ve Bir İşbirliği (Four Revolutions and One Cooperation) stratejisini ortaya koymuştur. Bu stratejiye göre enerji tüketiminde bir devrim gerçekleştirilmesi, fazla enerji tüketiminin azaltılması amaçlanmıştır. Bununla birlikte enerji arzının sağlanarak, çeşitlendirilmiş bir tedarik sisteminin kurulmasının yanı sıra en son teknolojilerin kullanarak enerji verimliliğinin artırılması, tüm alanlarda uluslararası işbirliğini güçlendirmesi gibi amaçlarda bu strateji içerisinde yer almıştır [95].

Bu amaçların gerçekleştirilebilmesi adına Ulusal Kalkınma ve Reform Komisyonu (National Development and Reform Commission -NDRC) ve Ulusal Enerji Ajansı (National Energy Agency-NEA), 2016 yılında uzun vadeli bir Enerji Üretimi ve Tüketim Devrimi Stratejisi (2016-2030) yayınlamıştır. Bu stratejiye göre 2020 yılında tüketim miktarındaki artışın büyük bir oranının temiz enerjilerden sağlanması, 2030 yılında ise bu artışın tamamının temiz kaynaklardan karşılanması hedeflenmiştir. Aynı stratejiye göre fosil yakıtlı olmayan enerji tüketiminin 2020 yılında %15, 2030 yılında %20 ve 2050 yılında ise %50'nin üzerinde olması planlanmıştır. *(Fosil olmayan yakıt enerjisinin oranı 2018'de %14,3'e ulaşmış ve 2020'deki %15 hedefinin yalnızca 0,7*

puan altında kalmıştır). 2030 yılı için fosil yakıtlı olmayan kaynaklardan enerji üretiminde ulaşılması beklenen oran ise %50 olmuştur [95].

Çin'in Yenilenebilir Enerji Yasası'na bakacak olursak, bu yasanın 2006 yılında yürürlüğe girdiğinden beri, Çin'in yenilenebilir enerjisi hızlı bir gelişme dönemine girmiştir. Hidroelektrik, rüzgâr enerjisi ve güneş enerjisi toplam kurulu kapasitesi hâlihazırda dünyada ilk sırada yer almaktadır. 2010 yılından önce şebekede destekleyici kaynak olarak görülen yenilenebilir enerji, 2016 yılından itibaren özellikle elektrik üretimi alanında enerji arzının ana kaynaklarından biri haline gelmiştir. Hatta öyle ki bazı şehirlerde yenilenebilir enerji kaynakları ana elektrik üretim kaynağı olmuştur [95]. Çin'in enerji üretimi ve tüketimi devrimi stratejisi (2016-2030) için belirlenen hedeflerinden bazıları Çizelge 2.10'da gösterilmiştir.

Çizelge 2.10 : Enerji üretimi ve tüketimi devrimi stratejisi (2016-2030) için belirlenen hedeflerden bazıları.

Enerji Üretimi ve Tüketimi Devrimi Stratejisi (2016-2030) için belirlenen hedeflerden bazıları			
Hedef	2020 yılı	2030 yılı	2050 yılı
Temiz Enerji	Tüketim miktarındaki artışın büyük bir oranının temiz enerjilerden sağlanması	Tüketim miktarındaki artışın tamamının temiz enerjilerden sağlanması	
Fosil Yakıtlı Olmayan Enerji Tüketimi	15%	20%	%50 üzeri
Fosil Yakıtlı Olmayan Enerji Üretimi		50%	
Birim başına CO ₂ emisyonları GSYİH	2015 yılına göre %18 azaltma	2015 yılına göre %60-65 azaltma, fakat maksimum emisyonu ulaşma	

Yenilenebilir Enerji Yasası ayrıca yenilenebilir enerjinin gelişimini desteklemek için beş temel mekanizma kurmuştur. Bu mekanizmalara kısaca bakacak olursak;

Toplam Hacim Hedefi Mekanizması ile farklı dönemler için bir toplam yenilenebilir hacim hedefi belirlenmiş, Yenilenebilir Enerji Kaynaklarının geliştirilmesi ve kullanım ölçeği tanımlanmış, endüstriyel ve teknolojik gelişmeye rehberlik etme amaçlanmıştır. Toplam yenilenebilir hacmi, merkezi ve yerel yönetimlerin farklı seviyelerdeki 5 (beş) yıllık planları aracılığıyla uygulanmıştır. Yenilenebilir enerji ilk olarak 2009 yılında 11. beş yıllık planda yer almıştır. Hemen akabinde, 12. beş yıllık

plan ve 13. beş yıllık planın yanı sıra hidroelektrik, rüzgâr enerjisi, güneş enerjisi, biokütle ve jeotermal enerji için beşer yıllık planlar uygulamaya konulmuştur [95].

Şebekeye Zorunlu Entegre Mekanizması / Garantili Satın Alma Mekanizması ile esas olarak yenilenebilir santrallerin şebeke entegrasyonu ve enerji tüketiminde yenilenebilir kaynaklarının kullanılması dikkate alınmıştır [95].

Tarife Garantisi (FiT) Mekanizması ile farklı türdeki yenilenebilir kaynaklar için belirli bir elektrik fiyatı belirleyerek yenilenebilir enerji üreticilerine maliyete dayalı ödeme sunulması amaçlanmıştır[95]. Çin'de, FiT aracı, düşük üretim maliyeti dikkate alınarak hidroelektrik sistemlere uygulanmamıştır [97].

Maliyet Paylaşımı / Maliyet Karşılama Mekanizması ile yenilenebilir enerjinin yarattığı ek maliyetlerin netleştirilerek, farklı bölgeler ve işletmeler arasında bu maliyetlerin eşit olarak dağıtılabilmesi hedeflenmiştir [95].

Son olarak *Özel Fon Mekanizması* ile de yenilenebilir enerji projelerine uygulanacak sübvansiyonlar ve diğer mali destek türleri için özel bir fon kurulması planlanmıştır [95].

Çin'de yenilenebilir elektrik gelişiminin ilk aşamasında, yenilenebilir elektrik projeleri esas olarak imtiyaz teklifi* (concession bidding) gibi politikalarla teşvik edilmiştir. Rüzgâr santrallerinin gelişimi, üretim maliyetinin çok daha düşük olması sebebiyle, güneş santrallerinden daha önce başlamıştır. Bu aşamada Çin'de güneş santrallerinden elektrik üretimi yavaş gelişse de, ülkenin küresel üretim rekabet gücü ve güneş PV panelleri için artan küresel talep nedeniyle güneş PV üretimi hızla gelişmiştir. (* *İmtiyaz ihalesi, planlanan yenilenebilir enerji projeleri için hükümet tarafından düzenlenen bir kamu ihale sürecidir. Hükümet teklif sürecini açıkladıktan sonra, elektrik üretim işletmeleri rüzgâr projeleri için teklif verirler. Genel olarak, en düşük tarifeleri sunan işletmelere rüzgâr enerjisi imtiyazları verilmiştir. Kazanılan rüzgâr enerjisi imtiyazı, ilk 30.000 üretim saati için teklif tarifesine dayalı olarak sübvansiyon edilmiştir*) [96].

Rüzgar enerjisinin Çin'deki gelişimi tüm enerji santrallerinin sahibi olan devlet şebeke şirketinin (State Grid), ithal ekipman satın almak için dış yardım kullandığı ve bazı küçük ölçekli deneysel rüzgar enerjisi üretim projeleri yürüttüğü 1990'lı yıllarda başlamıştır. Bu yıllarda rüzgâr santrallerinde üretilen elektriğin fiyatı ya kömürle çalışan termik elektriğin fiyatıyla aynı olmuştur ya da üretim maliyetine dayalı olarak

yerel bir fiyat bürosu tarafından idari olarak belirlenmiştir. Güneş enerjisinin gelişimi ise rüzgâr gibi erken dönemde başlamamıştır. Çünkü güneş enerjisinin maliyetinin (2020 yılında dahi önemli ölçüde düşmüş olsa da), rüzgâr enerjisi maliyetine kıyasla yüksek olması sebebiyle, yenilenebilir enerji kaynaklarından elektrik üretiminin geliştirilmeye çalışıldığı ilk dönemlerde sınırlı hükümet bütçesini güneş enerjisi yerine rüzgâr enerjisi üretimini sübvansiyon etmek için kullanmak Çin açısından daha çekici ve verimli olmuştur. Böylece, rüzgâr enerjisinde olduğu gibi, 2011 yılından önce hükümet, imtiyaz ihalesi yoluyla bazı küçük deneysel güneş PV projeleri geliştirerek güneş PV enerji üretimine daha kademeli bir yaklaşım benimsemiştir. Güneş santrallerinin yavaş gelişiminin aksine, Çin'in PV imalat sanayii, PV ekipmanına yönelik güçlü küresel talep (büyük gelişmiş ülkelerdeki sübvansiyonlar tarafından teşvik edilen) ve Çin'in endüstriyel imalat rekabet gücü nedeniyle 2000'lerin başından beri hızla büyümüştür [96].

2011 yılı Şubat ayında, dünyanın güneş enerjisi kurulu kapasitesinin yüzde 40'ından fazlasına sahip olan Almanya'nın, güneş enerjisine uygulanan tarifleri düşüreceğini ve böylece yenilenebilir sübvansiyonları keseceğini açıklaması, güneş santrali ekipmanlarının küresel fiyatında çarpıcı bir düşüşü tetiklemiş ve bu durum dünya çapında birçok PV üretim fabrikasının kapanmasına neden olmuştur. Aynı şekilde Çin'in güneş PV üreticileri borç kriziyle karşı karşıya kalmış ve o zamanlar Suntech Power gibi dünyanın en büyük güneş PV paneli üreticilerinden bazıları birkaç yıl sonra ya iflasa etmiş ya da iflas olma eşiğine gelmiştir. Bu krizle başa çıkmak için Temmuz 2011'de NDRC, güneş PV projeleri için sabit bir tarife garantisi sübvansiyon politikası başlatmıştır. Solar PV enerjisi sabit tarifesi, rüzgâra özgü elektrik için belirlenen sabit tarifelerden çok daha yüksek olmuştur. 2013 yılında, Çin'in güneş radyasyonu kaynakları baz alınarak, NDRC üç güneş kaynak bölgesi ile birlikte bu üç bölgede geliştirilen PV projeleri için üç farklı sabit tarife garantisi belirlemiştir. Güneş enerjisi tarifeleri 2013, 2016, 2017 ve 2018 yılında azaltılsa da, PV projeleri için sabit fiyat garantisi tarifeleri rüzgâr tarifelerinden önemli ölçüde yüksek olmaya devam etmiştir. Bu yüzden güneş PV gelişimi Çin açısından rüzgâr enerjisinin gelişiminden daha maliyetli hal almıştır. Bununla birlikte bazı eyaletler, eyaletlerindeki PV imalat sanayilerinin gelişimini desteklemek için ek yerel PV proje sübvansiyonları uygulamaya koymuştur [96].

Çin'de rüzgâr enerjisi kapasitesinin daha hızlı büyümesini teşvik etmek için, Temmuz 2009'da Ulusal Kalkınma ve Reform Komisyonu (National Development and Reform Commission -NDRC) imtiyaz ihale sistemini kaldırmış ve karasal rüzgâr santralleri için sabit tarife garantisi getirmiştir. Bu fiyatlandırma planı kapsamında, elektrik tesisleri (örneğin devlete ait şebeke şirketleri), yenilenebilir elektrik üreticilerinden, kömür yakıtlı termal santrallerin elektrik fiyatı ile aynı olacak şekilde elektrik satın almakla görevlendirilmiş ve merkezi hükümet yenilenebilir elektrik üreticilerine, sabit tarife garantisi elektrik fiyatları ile kömür yakıtlı termik elektrik fiyatı arasındaki farkı ödemiştir[96]. Ulusal Kalkınma ve Reform Komisyonu (The National Development and Reform Commission-NDRC) ayrıca dört bölge için rüzgâr kaynaklarına bağlı olarak dört farklı tarife kategorisi belirlenmiştir. Tarifeler, önceki imtiyaz teklif fiyatından veya yerel kömür yakıtlı termik elektrik fiyatından çok daha yüksek olmuştur. (*Tarife Garantileri seviyeleri 0,51, 0,54, 0,58 ve 0,61 yuan/kWh'dır.*) Bu fiyat seviyeleri yatırımcılara uzun vadeli fiyat istikrarı mesajı göndermiştir[95]. Planın amacı, yeni kurulan rüzgâr enerjisi projelerinin 20 yıl boyunca sabit tarife garantisi altında sübvansiyonla desteklenmesidir. Rüzgâr enerjisi için sabit tarife garantisi hem 2014 yılında hem de 2015 yılında çok az miktarda (kWh başına ¥0,02 oranında) azaltılmıştır [96].

İlerleyen yıllarda yenilenebilir enerji teknolojilerinin geliştirilmesindeki küresel ilerleme ve rüzgâr türbini ve güneş PV üretiminde (kısmen yenilenebilir sübvansiyonlarla desteklenen) artan rekabet, dünya genelinde rüzgâr ve güneş PV enerji üretiminin maliyetinde önemli bir düşüşe yol açmıştır. Bununla birlikte, Çin'in rüzgâr enerjisi ve güneş PV enerjisi destekleme tarifeleri, bu azalan maliyetleri yansıtmaya kadar hızlı bir şekilde ayarlanamamıştır. Böylelikle tarifelerin yavaş ayarlanması, yenilenebilir kaynaklar için aşırı sübvansiyonlara yol açmış, Çin'de rüzgâr ve güneş enerjisine yönelik aşırı yatırımı teşvik etmiştir. Büyük ölçüde yüksek sübvansiyonlar tarafından yönlendirilen rüzgâr ve güneş enerjisine yönelik aşırı yatırımlar, sübvansiyon borcu nedeniyle merkezi hükümet üzerinde büyük mali baskılar yaratmıştır. Ayrıca, 2002 yılı enerji sektörü reformlarını takiben, enerji piyasasının üretim tarafı regüle edilmezken, ancak dağıtım ve perakende tarafları devlete ait iki merkezi şebeke şirketi tarafından düzenlenmeye (ve tekelleştirilmeye) devam etmiştir. Bu nedenle, rüzgâr ve güneş santralleri elektrik piyasasına girdiklerinde, güneş ve rüzgâr enerjisi kesintilerini tetikleyen bir dizi önemli engelle

karşılaşmışlardır. Çin'in 2009-2017 yılları arasındaki dönemdeki rüzgâr ve güneş enerjisi kesintileri, teknik engellerden, bu santraller için gerekli olan iletim şebekesi altyapısının yeterli kapasiteye sahip olmamasından ve de özellikle ülkede yer alan eyaletler arası elektrik piyasaları gibi kurumsal engellerden kaynaklanmıştır [96].

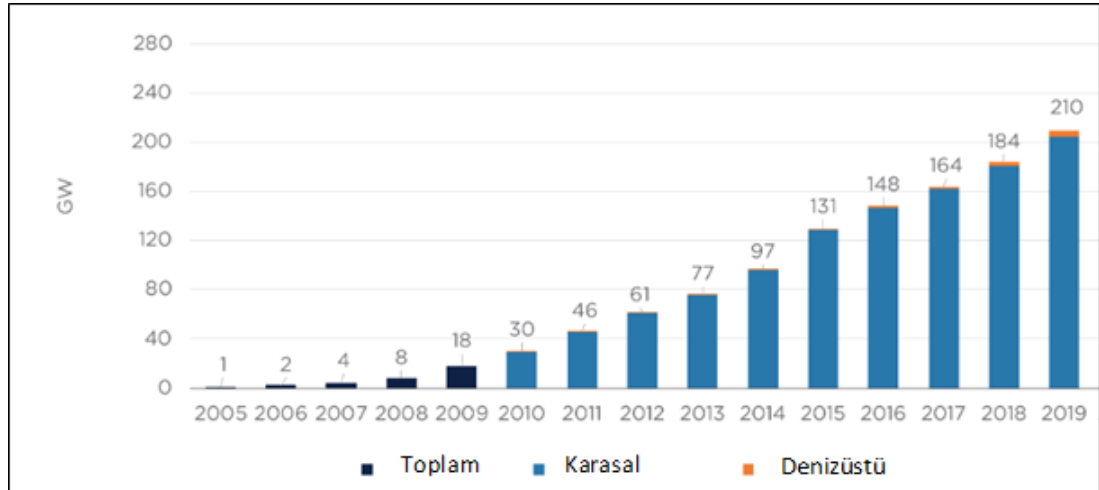
Elektrik piyasası engeli esasında şu anlama gelmektedir. Bilindiği üzere gerçek zamanda elektrik üretimi ve talebinin anlık olarak dengelenmesi gerekir. Bununla birlikte, elektrik depolaması henüz küresel ölçekte maliyet açısından rekabetçi olmadığı için, kesinti sorununu ele almak için tek seçenek, şebeke sisteminde yeniden bir üretim dağıtımı yapılmasıdır (yani, elektrik talebini karşılamak için elektrik şebekesi içindeki termal santrallerin aktif güç çıkışlarının gerçek zamanlı olarak sürekli ayarlanmasıdır). Ancak Çin'de elektrik talebi ve arzı ulusal düzeyde dengelenmemektedir. Esas olarak her bir eyalet kendi içerisinde bir üretim tüketim dengesi sağlamaktadır. Bu yüzden Çin'in elektrik piyasası 30'dan fazla bağımsız eyalet elektrik piyasasına ayrılmıştır, bu da rüzgâr ve güneşten elektrik üretiminin izole olarak o eyalet içerisindeki elektrik piyasalarında tüketilmesi gerektiği anlamına gelmektedir. Böyle bir sistem, dolayısıyla rüzgâr ve güneş enerjisinin önündeki eyaletler arası elektrik piyasası engellerinin kaçınılmaz olduğu anlamına gelmektedir [96].

Rüzgâr ve güneş enerjisi için sabit tarife garantisi sübvansiyonlarının, Çin'de yenilenebilir elektrik gelişimini büyük ölçüde teşvik etmesine rağmen, Çin'in yüksek sabit tarife garantisi sübvansiyonlarının sürdürülemez olduğundan ve sübvansiyon miktarının hızla büyümesi sebebiyle yenilenebilir üretime aşırı yatırımın teşvik edilmesinin yüksek bir kesinti oranına yol açtığından bahsetmiştik. Bu soruna çözüm olarak merkezi hükümet Mayıs 2018'de (idari olarak belirlenen) sabit tarife garantisi sübvansiyonundan ihale yoluyla belirlenen bir fiyat uygulamasına geçmiştir. Merkezi hükümet hala rüzgâr ve güneş enerjisi için sabit tarife garantisini belirlemektedir, ancak belirlenen bu tarife, ihale için bir kılavuz fiyat (yani tavan fiyat) olarak kullanılmaktadır. *(Türkiye'de uygulanmakta olan YEKA modelini hatırlayınız)*. Böylece, ihaleler temelde sübvansiyon programı için bir fiyat belirleme mekanizması haline gelmiştir [96].

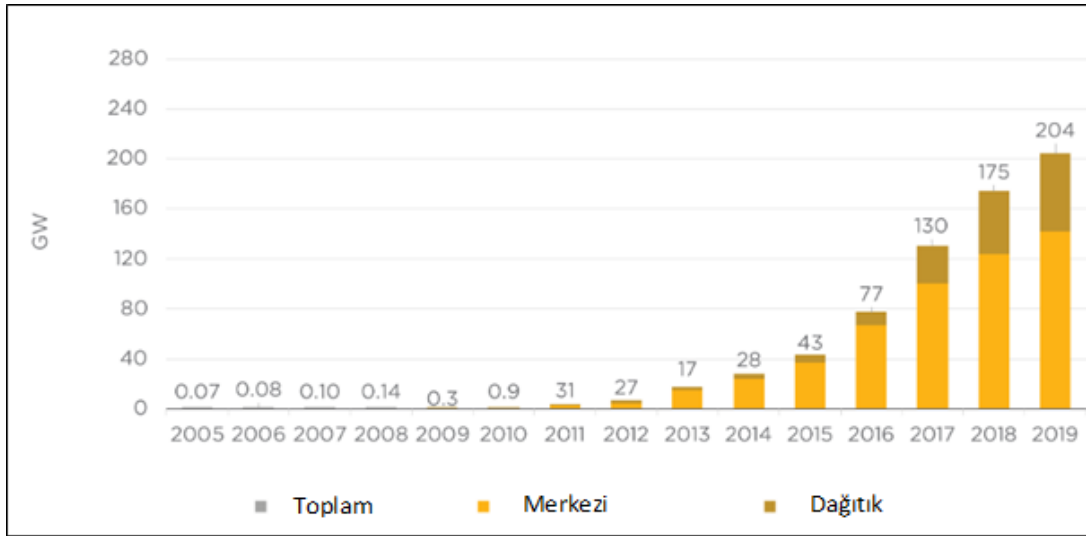
2019 yılında ise, uzun yıllar süren tartışmaların ardından, Çin'in merkezi hükümeti (NDRC ve NEA), yukarıda bahsettiğimiz yenilenebilir elektrik ticaretinin önündeki eyaletler arası engelleri ele almayı amaçlayan Yenilenebilir Portföy Standardını

yayınlanmıştır. NDRC ve NEA tarafından Haziran 2020'de bireysel eyaletler için toplam elektrik tüketiminde hidrolik dışındaki yenilenebilir kaynakların (esas olarak rüzgâr ve güneş PV) payına ilişkin hedefler yayınlanmıştır. Bu hedefler 2020 yılının sonuna kadar yüzde 3,5 ila 20 arasında değişen oranları kapsamıştır. Politika kapsamında, eyalet hükümetleri, elektrik satıcıları ve kendi yetki alanlarındaki endüstriyel kullanıcılar için yenilenebilir elektrik tüketim planları geliştirmekten sorumlu tutulmuşlardır. Minimum yenilenebilir elektrik tüketimi gereksinimini karşılayamayan elektrik satıcıları ve endüstriyel kullanıcılar, minimum gereksinimi karşılayan ve fazla kotaları olan şirketlerden doğrudan yeşil sertifika veya yenilenebilir tüketim kotaları satın alabilmektedirler. Bu yeni politika, elektrik üretiminde yenilenebilir enerjiye öncelik vermekte, doğrudan ticareti ve eyaletler arasında yenilenebilir enerji tüketimini teşvik etmektedir. Ayrıca, kömürle çalışan elektrik santralleri, elektrik üretmekten ziyade yenilenebilir enerji kaynaklarından elektrik satın almaya teşvik edilmiştir. Yeni ihale politikası umut verici başarı işaretleri gösterse de, Çin yenilenebilir enerjinin uzun vadeli gelişimini teşvik etmek için daha fazla politika reformuna ihtiyaç duymaktadır. Örneğin yenilenebilir enerjinin fosil yakıtlarla daha adil bir şekilde rekabet etmesini sağlamak için bir kirletme vergisi ya da bir karbon fiyatı uygulaması olabilir [96].

Çin'in 2005-2019 yılları arası rüzgâr ve güneş santralleri kurulu güç grafikleri Şekil 2.3 ve Şekil 2.4'de gösterilmiştir.



Şekil 2.3 : Çin'in 2005-2019 yılları arası rüzgâr santralleri kurulu güç grafiği [107].



Şekil 2.4 : Çin'in 2005-2019 yılları arası güneş santralleri kurulu güç grafiği [107].

3. YENİLENEBİLİR ENERJİ SERTİFİKALARI

Yenilenebilir Enerji Sertifikalarının özünde üretilen enerjinin kaynağının yenilenebilir kaynaklardan (rüzgâr, güneş, hidrolik... vb.) sağlandığını belgelemek ve tüketiciye bunu ispatlamak yatmaktadır. Elektrik enerjisi, üretildiği kaynaktan bağımsız bir şekilde tüketiciye ulaştırılma aşamasında aynı fiziki yolu kullanmaktadır. Daha açık bir ifade ile herhangi bir rüzgâr santralinde üretilen elektrik enerjisi ile kömür santralinde üretilen elektrik enerjisi aynı iletim ya da dağıtım hattı üzerinden son kullanıcıya ulaşmaktadır. Dolayısıyla elektriğin kendine özgü yapısı itibari ile son tüketim noktasında üretim kaynağını belirlemek neredeyse imkânsızdır. Her ne kadar aynı iletim ya da dağıtım hattı üzerinden elektrik enerjisi akışı olsa bile elektrik enerjisi doğası gereği nihai kullanıcıya en kısa yol üzerinden ulaşma çabasındadır. Bu şu anlama gelir ki, herhangi bir elektrik üretim kaynağına en yakın noktadaki tüketim noktası bu kaynaktan beslenecektir. Örneğin evsel kullanıcının çatı tipi Güneş Enerji Santrali (GES) kurarak kendi tüketimini karşılaması bu duruma güzel bir örnek teşkil eder. Bu durumda güneşten elektrik enerjisi üreten ve tüketen nihai tüketici, kullandığı enerjinin güneşten kaynaklandığını ispat edebilir, fakat üretim noktasından uzak bir mesafedeki tüketicinin kullandığı elektrik enerjisinin kaynağını ispat etmesi imkânsızdır. (Örneğin Trakya Bölgesi'nde yer alan bir fabrikanın kullandığı elektrik enerjisinin Doğu Anadolu Bölgesi'nde yer alan bir hidrolik santralde üretildiğini ispatlaması gibi).

Şu durumu da belirtmek gerekir ki, Yenilenebilir Enerji Sertifikaları ile belgelendirilen tüketim miktarları fiiliyatta da yenilenebilir enerji kullanıldığı anlamı taşımamalıdır, çünkü teorik olarak elektrik enerjisini nihai noktada ayırtırmak imkânsızdır. Üretim kaynaklarının tümünün yenilenebilir enerjiden karşılandığı ve izole bir durumda olan bir adayı düşünürsek, o durumda, fiziki anlamda, gerçekten yenilenebilir kaynaktan elektrik enerjisi tüketildiği söylenebilir ki bu durumda da herhangi bir sertifika sistemine esasen gerek kalmayacaktır.

Dünya genelinde uygulanan sertifika sistemlerine bakıldığında genel olarak aynı özelliklere sahip oldukları görülür. Enerji Takip Sertifikaları (Energy Attribute

Certificates- EAC) olarak adlandırılan bu sertifikalar Guarantee of Origin (GOs) adı ile Avrupa'da, Renewable Energy Certificates (RECs) adı ile Kuzey Amerika'da ve Kanada'da, International REC Standard (I-RECs) adı ile de Asya, Afrika, Orta Doğu ve Latin Amerika ülkelerinde işlem görmektedirler [3]. GOs sertifikaları Avrupa'da en çok işlem gören ve en popüler sertifika sistemi olarak öne çıkmaktadır [4]. Her ne kadar isim farklılığı olsa bile genel amaç tüketilen enerjinin kaynağını ispat etmektir. GOs, RECs ve I-RECs haricinde bölgesel olarak da kullanılan sertifika sistemleri mevcuttur. Meksika'da kullanılan Clean Energy Certificates (CECs) ve Avustralya'da kullanılan Large Scale Generation Certificates (LGCs) bu sertifikalara örnek gösterilebilir [5].

3.1 Menşe Garantisi (Guarantee of Origin -GO)

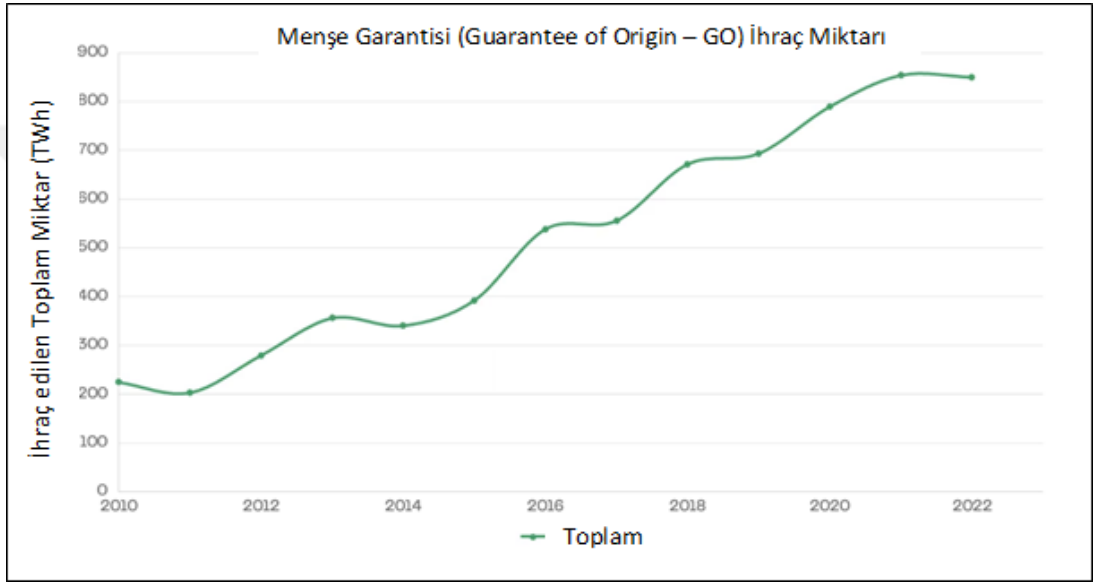
Menşe Garantisi (GO), Avrupa için ana enerji takip aracıdır. Avrupa yasalarına göre her Avrupa üye devleti, elektrik kaynağının kanıtı olarak kullanılacak ulusal bir Menşe Garantisi (GO) sertifika sistemine sahip olmak için zorunlu kılınmıştır. Genellikle RES-GO (Yenilenebilir Enerji Kaynağı Menşe Garantisi) olarak anılan bu GO, 2009/28/EC:15 sayılı Avrupa Direktifinde *"...son müşterilere yenilenebilir kaynaklardan elde edilen enerjinin payını veya miktarını kanıtlamak"* olarak tanımlanmıştır. Ancak, GO'nun özel kullanımını tanımlayan ulusal düzenlemeler birçok üye ülke arasında farklılık göstermektedir. Bu duruma bir çözüm olarak GO'lar için ulusal kurallar standartlaştırılmıştır. Bu standartlar (Avrupa Enerji Sertifika Sistemi veya EECS sistemi) sertifikaları ihraç eden kurumları temsil eden bir kuruluş tarafından oluşturulmuştur. Bu birlik, İhraç Kuruluşları Birliği (AIB) olarak adlandırılmaktadır [98].

EECS aracılığıyla standartlaştırılmış GO'lar, diğer EECS standartlarına sahip üye devletlere ya da bu ülkelerden kolayca transfer edilebilirler ve ticarete konu olabilirler. EECS sistemine katılan ihraç kuruluşu sayısı ise her yıl artmaktadır. Bu durum, Avrupa'da sertifika ticaretini daha verimli ve güvenilir hale getirmeye yardımcı olmaktadır. EECS tarafından standartlaştırılmış bir GO genellikle EECS-GO olarak adlandırılmaktadır [98].

Menşe Garantisi (hem RES-GO hem de EECS-GO) bir kayıt ve iddia sistemine dayanmaktadır. Bu sistem sayesinde belirli bir elektrik üreticisine ait GO kayıt edilebilir ve tek bir tüketici tarafından tüketilmesi (iddia) sağlanabilir. Böylece

herhangi bir GO satın alan ve itfa eden son kullanıcı, kullandığı elektriğin yenilenebilir kaynaklardan sağlandığını iddia edebilir. Her bir GO, son tüketicilerin Kapsam 2 karbon muhasebesi hedeflerine ulaşmalarına yardımcı olmak için ihtiyaç duydukları GO miktarını satın almalarına olanak tanıyan 1 MWh elektriği hesaba katacak şekilde standartlaştırılmıştır. GO'nun kendisi sıfır emisyonlu elektriğin satın alındığını iddia etmez, yalnızca örneğin bir rüzgâr santralinden gelen elektriğin tüketildiğini iddia eder [98].

Şekil 3.1’de 2010-2022 yılları arasında ihraç edilen sertifika miktarı gösterilmiştir.



Şekil 3.1 : Menşé garanti (Guarantee of Origin-GO) ihraç miktarı [163].

3.2 Yenilenebilir Enerji Sertifika Sistemi (RECs)

ABD ve Kanada'da şebekede elektriği izlemenin fiziksel sınırlamaları göz önüne alındığında, yenilenebilir elektrik üretimiyle ilgili niteliklerin sahipliğini atamak için birincil araç yenilenebilir enerji sertifikasıdır. REC, şebekeye eklenen 1 (bir) megavat saatin (MWh) yenilenebilir özelliklerini temsil eden bir üründür. ABD'de REC'ler, şebekedeki tüm yenilenebilir elektrik kullanım iddialarının tek temelini oluşturmaktadır. Yenilenebilir Portföy Standartlarına (RPS) uymak adına kamu kuruluşları ve diğer elektrik hizmeti sağlayıcıları tarafından kullanılırlar. Aynı zamanda, Enerji Satın Alma Anlaşmaları (Power Purchase Agreements-PPA) da dâhil olmak üzere tüm gönüllü yenilenebilir enerji işlemleri ve ürün türleri için temel oluştururlar [98].

3.3 I-REC

Diğer bir sertifika çeşidi olan I-REC sertifikalarına baktığımızda I-REC Standard Board adı altında kurallara sahip olduğu görülür. Bu standart, yerel paydaşların ve hükümet yetkililerinin, yerel veya ulusal düzenlemelere uygun olarak ulusal uygulamayı kolaylaştırmasını gerektirir. Geçerli bir standarda sahip sertifikalar dışında tam olarak standardize olamamış bazı sistemlerde mevcuttur. Örneğin Tayvan Yenilenebilir Enerji Sertifikaları (Taiwan Renewable Energy Certificate – T-RECs) ve Hindistan Yenilenebilir Enerji Sertifikaları (Indian RECs) bu sertifikalara örnek gösterilebilir. Bu durum, paydaşların ne satın aldıklarını tam olarak anlamasını veya bunu standart bir EACs ile karşılaştırmasını zorlaştırabilir [9].

I-REC Sertifikaları, öznitelik izleme sistemleri geliştirmek için sağlam bir standart sağlayan kar amacı gütmeyen bir kuruluş olan Uluslararası REC Standard Foundation (I-REC Standard) tarafından oluşturulan sertifikalardır. Diğer sertifika tiplerinde olduğu gibi genel amaç tüketilen ya da üretilen her bir birim (MWh) elektrik enerjisinin yenilenebilir enerji kaynaklarından elde edildiğinin ispatlanmasıdır.

Yukarıda da bahsedildiği üzere elektrik enerjisi aynı fiziki yolu kullandığı için bir takip sisteminin kullanılması yenilenebilir enerji tüketimi ispatı için gereklidir. EACs sertifikaları 1990 yılından itibaren kullanılmaktadır ve 20 yıldan daha uzun bir süre içerisinde önemli bir şekilde gelişim göstermiştir. İlk kullanım alanı Avrupa ve Amerika olan bu sertifikalar dünyanın birçok ülkesinde gelişmekte ya da yeni devreye alınmaktadır. Regülasyonlar ve prosedürler ülkeden ülkeye değişmesine rağmen sertifikalandırmanın temelinde üretilen her 1 (bir) MWh elektrik enerjisine karşılık bir sertifika oluşturulması yatmaktadır [6]. Sertifikalara ait karşılaştırmalı bilgiler Çizelge 3.1’de gösterilmiştir.

Enerji Takip Sertifikaları (EACs) doğrudan karbon emisyonları ile ilişkilendirilemese bile dolaylı olarak karbon ayak izi azaltımı için kullanılabilirler. Tezin üçüncü bölümünde detaylı olarak açıklanan Sera Gazı Protokolü (Greenhouse Gas Protocol - GHG-P) Kapsam-2 (Scope -2) kapsamında, karbon ayak izi azaltımı hedefleyen tüketiciler kullanılan elektriğin yenilenebilir enerjiden kaynaklandığını ispat etmeleri durumunda emisyon azaltımı gerçekleştirebilirler. Ayrıca bu sertifikaların Yeşil Sertifika Piyasalarında alım satımının yapılması ilave bir teşvik yaratmaktadır. Genel olarak bakıldığında EACs sistemlerinde üç aşamanın olduğu görülür. Bu aşamalar

“kayıt”, “ihraç” ve “ticaret” adı altında sınıflandırılmıştır. Bazı sertifika sistemlerinde fiziki elektriksel bağlantı koşulu aranırken bazı sistemlerde bu koşula gerek duyulmamaktadır. Ticarete konu edilen sertifikaların fiyatları piyasadaki arz ve talebe göre şekillenmektedir. Gelişmiş bir standart sisteminin olması EACs gelişimi açısından önemli bir unsurdur. Zira sertifika sistemlerinin tasarımında uluslararası standartların uygulanması sertifika piyasalarının verimliliğine katkı sağlamaktadır [4].

Çizelge 3.1 : GO, REC ve I-REC karşılaştırması [5].

	Sertifika İsmi	Amaç	Ülke	Fiziksel Bağlantı	Eşik Değer	Sertifika Kullanım Yeri
Enerji Takip Sertifikaları	GO	Tüketilen elektriğin yenilenebilir enerjiden kaynaklandığını ispatlamak	İspanya, Fransa, Almanya,Finlandiya, İzlanda, Norveç,İsveç,İtalya, Avusturya,İsviçre	ENTSO-E	1 MWh	Avrupa
	REC	Tüketilen elektriğin yenilenebilir enerjiden kaynaklandığını ispatlamak	Amerika ve Kanada	-	1 MWh	Kuzey Amerika
	I-REC	Tüketilen elektriğin yenilenebilir enerjiden kaynaklandığını ispatlamak	Çin, Hindistan,Brezilya, Arjantin,Japonya,Türkiye, Rusya,Suudi Arabistan,Meksika	Gerekli değil	1 MWh	Diğer Ülkeler*

*İhraç kuruluşunun olduğu ülkeler

Güçlü bir standarda sahip olmanın önemi özellikle Avrupa GOs sisteminde açıkça görülmektedir. İhraç Kuruluşları Birliği (Association of Issuing Body –AIB) bu standartları Avrupa Enerji Sertifika Sistemleri Kuralları (European Energy Certificate System – EECS) adı altında oluşturmuştur[9]. Avrupa ülkeleri arasında ticarete konu sertifikalar bu kurallara uygun şekilde işlem görmektedir. Dolayısıyla geçerli bir standardın var olmasının uluslararası ticareti kolaylaştırdığı ifade edilebilir.

AIB, ülkeler arası ticaretin ve de sertifika transferinin gerçekleştirilebilmesi adına bir “hub” sistemi kurmuştur[9]. Bahsi geçen merkezi sistem sayesinde ülkeler arası ticaret ve sertifika transferi gerçekleştirilmektedir. Avrupa’da kullanılmakta Menşe Garanti Sistemi’nin (GOs) ülke bazlı karşılaştırılması Çizelge 3.2’de gösterilmiştir [10].

Çizelge 3.2 : Menşe garanti sistemi'nin (GOs) ülke bazlı karşılaştırılması [10].

Herhangi bir sınırlama var mı?					
Ülke	Hesap Sahibi	İhraç Etme	İthal Etme	Sertifika Edinme Zamanı	İlga Zamanı
İspanya	Yalnızca üretim şirketleri ve İspanyol tedarikçi şirketleri	Evet, yalnızca Üretim şirketleri veya temsilcileri sertifikaları ihraç edebilir	Evet, yalnızca İspanyol Tedarikçi şirketleri sertifikaları ithal edebilir	Aylık	Üretim periyodundan 12 ay sonra
Fransa	Herhangi bir tüzel kişi	Yalnızca henüz AIB'ye üye olmayan ülkelere olan ihracat	Evet, henüz AIB üyesi olmayan ülkelere yapılan ithalatla ilgili olarak	Aylık, üretim döneminden en geç 5 ay sonraya kadar	Üretim periyodundan 12 ay sonra
Almanya	Herhangi bir tüzel kişi	Yalnızca henüz AIB'ye üye olmayan ülkelere olan ihracat	Evet, henüz AIB üyesi olmayan ülkelere yapılan ithalatla ilgili olarak	Elektrik üretiminden sonra başvuru üzerine	Üretim periyodundan 12 ay sonra
İzlanda	Herhangi bir tüzel kişi veya kuruluş	Yalnızca henüz AIB'ye üye olmayan ülkelere olan ihracat	Sadece AIB üyesi olmayan ülkelere yapılan ithalatla ilgili olarak	Aylık	Üretim periyodundan 12 ay sonra
İrlanda	Yalnızca İrlanda alanında faaliyet gösteren bir elektrik üreticisi veya tedarikçisi	Yalnızca henüz AIB'ye üye olmayan ülkelere olan ihracat	Sadece AIB üyesi olmayan ülkelere yapılan ithalatla ilgili olarak	Aylık	Üretim periyodundan 18 ay sonra

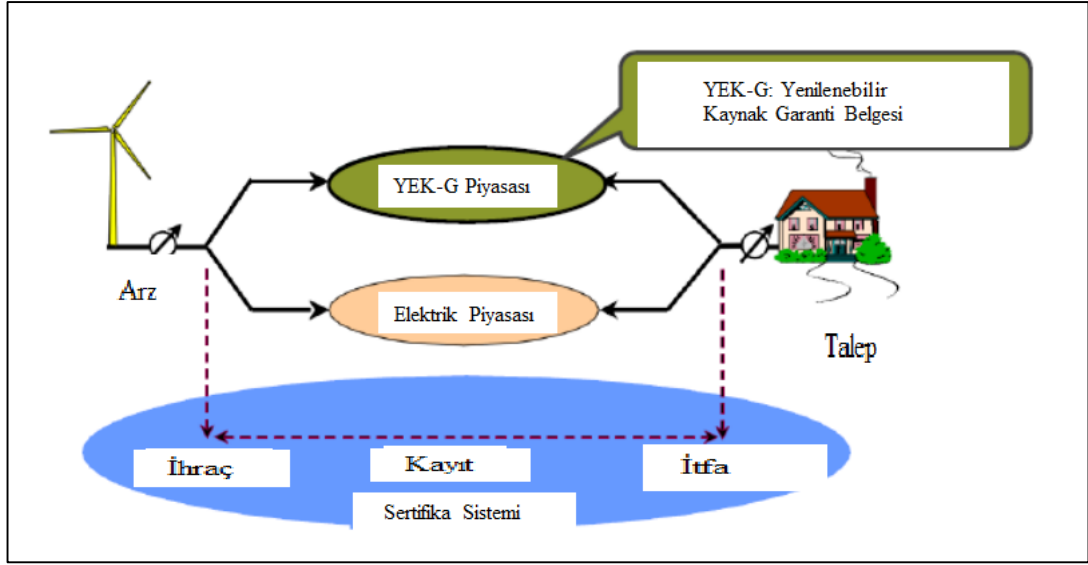
Çizelge 3.2 (devam) : Menşe garanti sistemi'nin (GOs) ülke bazlı karşılaştırılması [10].

Ülke	Hesap Sahibi	Herhangi bir sınırlama var mı?		Sertifika Edinme Zamanı	İlga Zamanı
		İhraç Etme	İthal Etme		
Norveç	Herhangi bir tüzel kişi	Hayır	Yalnızca AIB HUB aracılığıyla yapılmalıdır	Haftalık	Üretim periyodundan 12 ay sonra
Portekiz	Herhangi bir tüzel kişi	Hayır, ancak GO ihracatları AIB HUB aracılığıyla yapılmalıdır	Hayır, ancak GO ithalatları AIB HUB aracılığıyla yapılmalıdır	Aylık	Üretim periyodundan 12 ay sonra
İtalya	Yalnızca İtalya alanında faaliyet gösteren üreticiler, tedarikçiler ve tacirler	Sadece AIB üyesi olmaması durumunda	Sadece AIB üyesi olmayan ülkelere yapılan ithalatla ilgili olarak	Aylık	Üretim periyodundan 12 ay sonra
Avusturya	Elektrik üreticileri, tedarikçileri, tacirleri, şebeke operatörleri ve Avusturya Enerji Borsası	Yalnızca AIB Hub aracılığıyla ihraç yapılabilir	Yalnızca AIB HUB aracılığıyla yapılmalıdır	Aylık	Üretim periyodundan 12 ay sonra
İsviçre	Prensip olarak herhangi bir tüzel kişi [resmi görevler (DSO, tedarikçi, denetçi) dışında]	Evet, sadece tacirler ihraç yapılabilir	Evet, sadece tacirler ve tedarikçiler ithalat yapılabilir	Aylık	Üretim periyodundan 12 ay sonra

3.4 YEK-G

Her ülke sertifika sistemlerinin işleyişi için görevli bir kuruluşa sahiptir. İhraç kuruluğu olarak adlandırılan bu kuruluşlar sertifika sistemlerinin kurulması, ticaretinin gerçekleştirilmesi için gerekli piyasa alt yapısını kurmakla görevlendirilmişlerdir. Sisteme kayıt olan piyasa katılımcıları sertifikalarını sistem üzerinden ihraç edebilmekte ve birbirleri arasında transfer edebilmektedirler. Türkiye’de sertifika sisteminin kurulması ve piyasasının işletilmesi görevi Enerji Piyasaları İşletme A.Ş. (EPIAŞ)’ye verilmiştir. Bu amaçla 01.06.2021 tarihinde EPIAŞ tarafından Çevresel Piyasalar adı altında Yenilenebilir Kaynak Garanti sistemi (YEK-G) devreye alınmıştır. YEK-G sisteminin kurallarına bakıldığında Avrupa GOs ile benzerlik gösterdiği görülmektedir. EPIAŞ’ın tamamen kendi imkânlarıyla blokzincir teknolojisinden yararlanarak, üretilen elektriğin üreticiden tüketiciye kadar tüm süreçlerini takip etmek amacıyla tasarladığı sisteme kayıt, gönüllülük esasına dayanmakta olup sisteme ve piyasaya katılım zorunlu kılınmamıştır.

YEK-G Sistemi gerek üreticiler gerekse de tüketiciler açısından bir takım avantajlar yaratmıştır. Örneğin üreticilerin elektrik üretiminde yenilenebilir kaynaklara daha fazla yönelme eğilimi artacak, tüketiciler ise çevre korunmasına katkı sağlarken, satın aldıkları enerjinin kaynağı hakkında bilgi edinebilecek, elektrik ürünleri arasında tercih imkânına sahip olabilecektir. Sisteme hâlihazırda sadece üretim lisansı sahip tüzel kişiler ve tedarik lisansı sahip tüzel kişiler katılabilmektedir. Lisanssız üretimler sistemin dışında tutulmuştur. Lisans sahibi üreticiler şebekeye verdikleri her 1 MWh’lik yenilenebilir enerjiye ait özellikleri kaydedilerek belgelendirebilmektedirler. Yenilenebilir enerjinin “kimlik kartı” statüsündeki YEK-G Belgesi aracılığıyla; son tüketicilerin kullanmış oldukları enerjinin yenilenebilir enerji kaynaklarından üretildiği takip, ispat ve ifşa edilmekte olup, böylece, tüketicilere yenilenebilir enerji kaynaklarından üretilen elektrik enerjisinin tedarik edilmesi garantilenmiştir [11]. Tüketici açısından kullanılan elektrik enerjisinin kaynağının yenilenebilir kaynaklardan kaynaklandığının ispatı şirket prestiji ve reklamı açısından önemlidir. Örneğin tükettiği elektrik enerjisinin tamamının yenilenebilir kaynaklara dayalı olduğu yüzlerce büyük işletmeyi bir araya getiren küresel kurumsal yenilenebilir enerji girişimi olan RE100 gibi kuruluşların üyesi olmak şirketlerin prestijleri açısından çok büyük öneme sahiptir. YEK-G piyasası genel işleyişi Şekil 3.2’de gösterilmiştir.

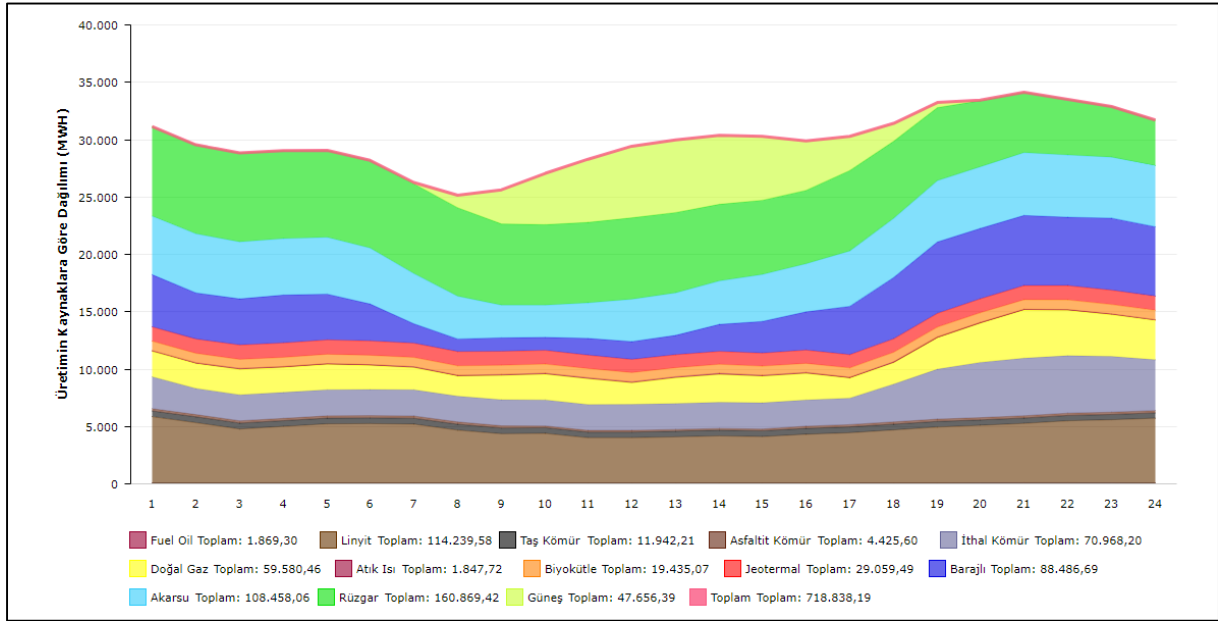


Şekil 3.2 : YEK-G piyasası genel işleyişi.

Şunu da belirtmek gerekir ki YEK-G Sistemi ve YEK-G Piyasası birbirlerinden farklıdır. Piyasada işlem yapabilmek için öncelikle YEK-G Sistemi'ne kayıt olunması ve katılımcıya özel bir hesabın tanımlanması gerekir. YEK-G Sistemi'nde işlemler her gün gerçekleştirilebilmekteyken, YEK-G Piyasası her ayın 1 (günü) (ilgili ayın uzlaştırma dönemini takip eden 4. iş günü) açılmakta ve sertifika alım satımı o gün gerçekleştirilmektedir.

Türkiye elektriksel kurulu güç miktarı 2022 yılı Ağustos ayı sonu itibari ile 102.043 MW olmuştur. Bu kurulu gücün yaklaşık % 54'ü yenilenebilir enerji kaynaklarından karşılanmaktadır [7]. Kurulu güç içerisinde yenilenebilir enerjiden kaynaklı elektrik üretimini artırmak önemlidir. Zira bunun sebebi Türkiye gibi enerji alanında dışa bağımlı ve de yenilenebilir enerji potansiyeli yüksek olan ülkeler yeterli enerji üretimi için fosil yakıt zengini ülkelere olan bağımlılıklarını ancak öz kaynaklara yönelerek azaltabilirler. Türkiye bu yolda önemli adımlar atmış ve son 10 (on) yıl içerisinde yenilenebilir enerji kurulu gücünü ciddi derecede artırmıştır. Bu artışın arkasındaki en önemli nedenlerden biri ve de tezin ikinci bölümünde detaylı bir şekilde açıklandığı üzere yenilenebilir enerji kaynaklarına verilen teşviklerdir. Bu teşviklerden en önemlisi tezin ikinci bölümünde de bahsedilen YEKDEM olarak bilinen Yenilenebilir Enerji Kaynak Destekleme Mekanizması'dır, fakat YEKDEM mekanizması her ne kadar ciddi bir kurulu güç artışına neden olsa bile hala gerçek anlamda Türkiye yenilenebilir enerjiden elektrik üretme potansiyelinden bir hayli uzaktadır. Ayrıca YEKDEM'in 2021 yılı Temmuz ayı itibari ile Türk Lirası cinsinden uygulanmaya

başlanması yenilenebilir enerji kaynaklı santral yatırımları konusunda bir yavaşlamaya neden olmuştur.



Şekil 3.3 : Türkiye'nin 03.04.2022 tarihli üretim profili [8].

Yenilenebilir kaynaklardan üretilen elektriğin elektrik piyasası üzerine olan etkisine bakacak olursak;

Türkiye'nin 03.04.2022 tarihli üretim profili (Şekil 3.3) bu duruma güzel bir örnek teşkil etmektedir. Şekil-1 incelendiğinde özellikle 09:00-12:00 saatleri arasında günlük toplam elektrik üretimi içerisinde yenilenebilir enerji kaynaklarından üretilen elektriğin ciddi bir paya sahip olduğu görülür. EPIAŞ Şeffaflık Platformu üzerinden yer alan bilgilere göre bahsi geçen saatler de Piyasa Takas Fiyatı (PTF) 0 (sıfır) TL olarak belirlenmiştir.

Buradan şu sonuç çıkarılabilir;

Talebi karşılamaya yetecek bir yenilenebilir kaynaklı üretimin olması piyasa fiyatlarına önemli derecede etki etmektedir. Tabii olarak bu duruma etki eden etmenlerden biri de yenilenebilir kaynaklara verilen teşviklerdir. Teşvik mekanizması içerisinde yer alan, diğer bir ifade ile üretiminin karşılığı garanti edilmiş bir üretici piyasaya en uygun maliyetli olarak teklif vermekte (Merit Order'a en alt seviyeden girmekte) bu da söz konusu PTF'yi aşağıya çekmektedir.

Dolayısıyla yenilenebilir enerji kaynaklarına yönelik ilave bir teşvik ortamının oluşması Türkiye için gerek sıfır karbon emisyonu hedefine ulaşmada gerekse de fosil

yakıt gibi dışa bağımlılığı azaltmada çok önemlidir. Esasında YEK-G Piyasası'nın tasarlanması esnasındaki istenilen amaç da bu ortamı oluşturmaktır. YEK-G Piyasası sayesinde üreticiler sertifika ticareti sayesinde ilave bir gelir elde edebilmektedirler. Nitekim nihai amaç ilave gelir kaynağı oluşturmak olsa bile YEK-G Piyasası'nın işlem hacmi her geçen gün artan bir hacim eğilimi göstermesine rağmen, ticarete konu sertifika bedellerinin çok düşük kaldığı görülmektedir. 2022 yılı Ağustos ayı sertifika fiyatlarına baktığımızda hidrolik kaynaklardan üretilen/tüketilen her 1 MWh enerjiye karşılık gelen sertifika fiyatının Türk Lirası cinsinden minimum 11 kuruş, maksimum ise 14 kuruş olduğu görülmektedir [12].

“Organize YEK-G Piyasası Eşleşme Miktarları” ise piyasanın devreye alındığı tarihten itibaren tarihsel olarak Çizelge 3.3 ve Şekil 3.4’de gösterilmiştir.

Çizelge 3.3 : Organize YEK-G piyasası eşleşme miktarları³ [118].

Tarih	Rüzgâr	Güneş	Hidrolik	Jeotermal	Biokütle	Toplam
21/06/2021	635	0	2.045	29	1	2.710
29/07/2021	301	0	1.779	1	0	3.081
20/08/2021	12	0	18	5.800	0	5.830
21/09/2021	0	0	26	0	0	26
21/10/2021	1.100	0	6.520	3.469	2.959	14.048
19/11/2021	4	0	28.041	110	0	28.155
21/12/2021	0	0	930.500	28.765	0	959.265
21/01/2022	0	0	24.540	0	0	24.540
21/02/2022	0	0	17.882	0	0	17.882
21/03/2022	0	0	8.057	0	0	8.057
21/04/2022	5.835	0	4.579	0	0	10.414
23/05/2022	8.255	0	8.089	0	0	16.344
21/06/2022	0	0	14.350	0	0	14.350
22/07/2022	0	0	5.078	0	0	5.078
19/08/2022	1.000	0	15.114	0	0	16.114
21/09/2022	0	0	4.933	0	0	4.933
21/10/2022	0	0	1.006.719	0	0	1.006.719
21/11/2022	9.000	0	45.193	10	0	54.203
21/12/2022	9.204	0	129.005	0	0	138.209
20/01/2023	0	0	1.721	2.000	0	3.721

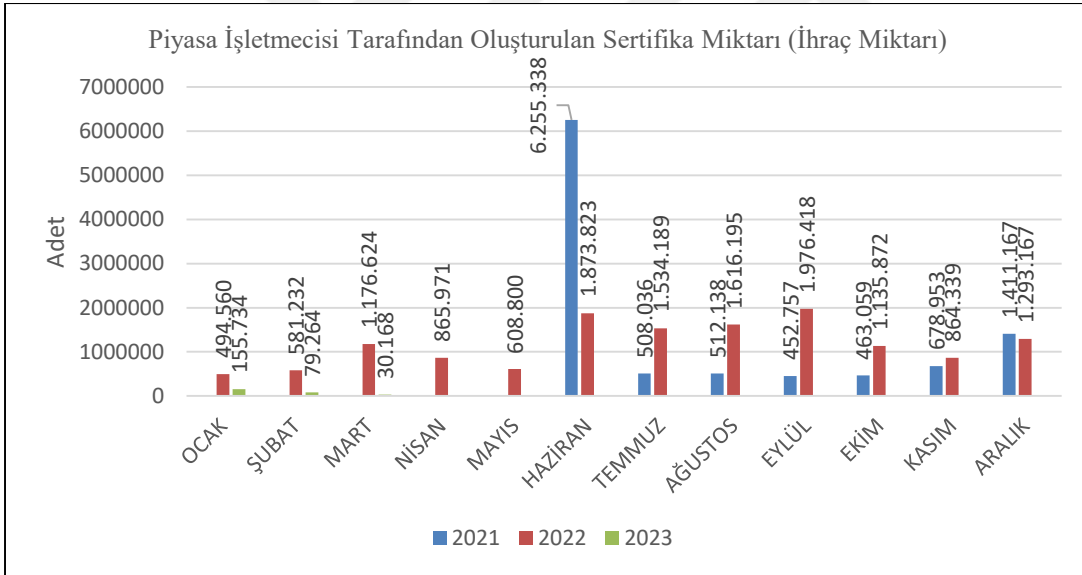
³ Çizelgedeki değerler MWh cinsindendir.



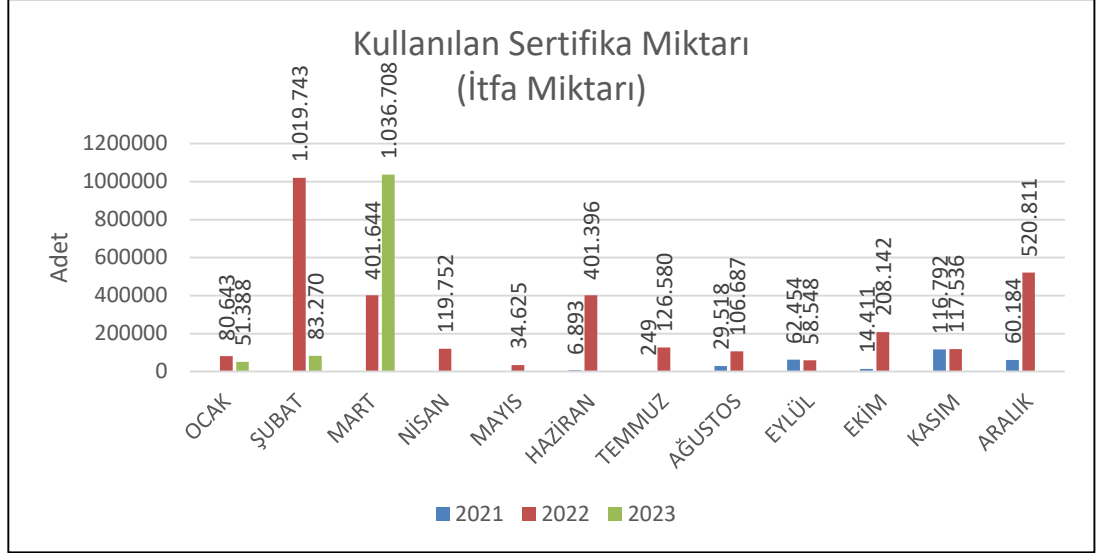
Şekil 3.4 : Organize YEK-G piyasası eşleşme miktarları [118].

Yukarıdaki çizelge ve grafik incelendiğinde özellikle hidrolik kaynaklardan üretilen enerjinin piyasada daha çok yer aldığı anlaşılmaktadır.

Piyasa İşletmeci tarafından oluşturulan sertifika miktarları (ihraç) ve kullanılan sertifika miktarları (itfa) Şekil 3.5 ve Şekil 3.6’da gösterilmiştir.



Şekil 3.5 : Piyasa işletmecisi tarafından oluşturulan sertifika miktarı (ihraç miktarı) [165].



Şekil 3.6 : Kullanılan sertifika miktarı (itfa miktarları) [166].

Dolayısıyla hem sistem hacminin hem de sertifika fiyatlarının üretici açısından kabul edilebilir seviyeye getirilebilmesi, üreticilere yeni bir teşvik oluşturulabilmesi, kaynak bazlı olarak piyasa hacimlerinin büyütülebilmesi adına ek bir mekanizmaya ihtiyaç duyulduğu da aşîkârdır. Olası bir karbon fiyatlandırmasının (ETS ya da Karbon Vergisi uygulamalarının) Yeşil Sertifika piyasalarına olan etkileri tezin altıncı bölümünde incelenmiştir.



4. KARBON PİYASALARI

4.1 Birleşmiş Milletler İklim Değişikliği Çerçeve Sözleşmesi (BMİDÇS)

İnsan kaynaklı faaliyetlerin neden olduğu küresel ısınmanın iklim üzerindeki etkilerine karşı, uluslararası alanda atılan ilk ve en önemli adım 1992 yılında Rio de Janeiro’da düzenlenen Birleşmiş Milletler (BM) Çevre ve Kalkınma Konferansı’nda imzaya açılan BMİDÇS’dir. Sözleşmenin amacı sanayi devriminden sonra bazı ülkelerin iklim değişikliğine sebep olan sera gazlarını atmosfere diğer ülkelerden daha fazla salmalarından dolayı daha çok sorumluluk almaları gerektiği düşüncesine dayanmaktadır [1].

21 Mart 1994 tarihinde yürürlüğe giren sözleşmeye, aralarında ülkemizin de bulunduğu 196 ülkenin yanı sıra, Avrupa Birliği (AB) de taraftır. Türkiye sözleşmeye 24 Mayıs 2004 tarihinde katılmıştır [1].

Sözleşme, ülkeleri farklı yükümlülüklerine göre sınıflara ayırmıştır. Ek-1 Ülkeleri, Ek-2 Ülkeleri ve Ek Dışı Ülkeler olarak sınıflandırılan ülkelerin farklı sorumlulukları bulunmaktadır. BMİDÇS ülke sınıfları Şekil 4.1’de gösterilmiştir.

Ek-1 Ülkeleri sera gazı emisyonlarını sınırlandırmak, sera gazı yutaklarını korumak ve geliştirmek, ayrıca iklim değişikliğini önlemek için aldıkları önlemleri ve izledikleri politikaları bildirmek ve mevcut sera gazı emisyonlarını ve emisyonlarla ilgili verileri iletmekle yükümlüdürler. Grupta 42 ülke ve AB yer almaktadır [1].

Ek-2 Ülkeleri birinci grupta üstlendikleri yükümlülüklerle ilaveten çevreye uyumlu teknolojilerin özellikle gelişme yolundaki taraf ülkelere aktarılması veya bu teknolojilere erişimin teşvik edilmesi, kolaylaştırılması ve finanse edilmesi hususlarında her türlü adımı atmakla sorumlu kılınmışlardır. Bu grupta 23 ülke ve AB bulunmaktadır [1].

Ek Dışı Ülkeler ise belirli bir yükümlülük altına alınmamakla birlikte sera gazı emisyonlarını azaltmaya, araştırma ve teknoloji transferine ilişkin işbirliği yapmaya ve sera gazı yutaklarını korumaya teşvik edilmektedir. Ülke sayısı 154’dür [1].

EK-1 ÜLKELERİ	EK-2 ÜLKELERİ	EK DIŞI ÜLKELER
Emisyon azaltım yükümlülüğü bulunan ülkeler -OECD ülkeleri, AB, Dönüşüm Ekonomisi Ülkeleri (EIT), Türkiye, Monako, Malta, Kıbrıs ve Lihtenştayn	Emisyon azaltımı yanısıra iklim finansmanı yükümlülüğü bulunan ülkeler -OECD Ülkeleri	Herhangi bir emisyon azaltımı ve iklim finansmanı yükümlülüğü bulunmayan ülkeler

Şekil 4.1 : BMİDÇS Ülke sınıfları.

4.2 Kyoto Protokolü

İklim değişikliğinin olumsuz etkilerinin giderek daha fazla hissedilir hale gelmesi üzerine BMİDÇS’ye taraf ülkeler mevcut sözleşmenin niteliğini güçlendirmek amacıyla Kyoto Protokolü’nü (KP) müzakere etmeye başlamışlar ve görüşmeler sonucunda Kyoto Protokolü 1997 yılında kabul edilmiştir. Protokolün yürürlük tarihi ise 2005 yılıdır[2]. Türkiye “5386 Sayılı Birleşmiş Milletler İklim Değişikliği Çerçeve Sözleşmesine Yönelik Kyoto Protokolüne Katılmamızın Uygun Bulunduğuna Dair Kanun”un 5 Şubat 2009’da Türkiye Büyük Millet Meclisi’nce kabulü ve “13 Mayıs 2009 tarih ve 2009/14979 Sayılı Bakanlar Kurulu Kararı”nın ardından, katılım aracının Birleşmiş Milletler’e sunulmasıyla 26 Ağustos 2009 tarihinde Kyoto Protokolü’ne taraf olmuştur [16].

Kyoto Protokolü, sözleşmeyi tamamlayan ve güçlendiren bir belgedir. Protokole taraf olabilmek için sözleşmeye de taraf olunması gerekmektedir. Protokolün, sözleşme ile aynı temelleri ve nihai hedefi paylaşmasının yanı sıra protokol de ülkeleri Ek-I, Ek-II ve Ek-I Dışı Taraflar olarak gruplara ayırmıştır. Ek-I Tarafları için, Protokol hedeflerine ulaşılabilmesi amacıyla, kendi ülkelerinde iklim değişikliğine yol açan etmenleri azaltacak politikaları izlemek ve önlemleri almak zorunluluğu bulunmaktadır. Protokol, bu politikaların ve önlemlerin biçimi konusunda herhangi bir açıklamada bulunmamakla birlikte bu konuyu ulusal hükümetlere bırakmıştır. Enerji verimliliğinin artırılması, yenilenebilir kaynaklardan enerji üretiminin geliştirilmesi, ilgili sektörlerde gerçekleştirilecek reformlarla emisyonların azaltılması, sera gazı yutaklarının korunması ve yaygınlaştırılması gibi bir dizi uygulama istenilen sonuçlara ulaşılmasını sağlayacak önlemler arasında sayılabilir [18].

Bununla birlikte sözleşme ve protokol arasında önemli bir fark bulunmaktadır. Sözleşme sanayileşmiş ülkelerin sera gazı salımlarını sabit bir değerde tutma yönünde bağlayıcı olmayan bir yükümlülük tanımlamışken, protokol sanayileşmiş ülke taraflarına bağlayıcı sera gazı salım sınırlama ve azaltım yükümlülükleri getirmiştir [17].

ABD ve Avusturalya gibi gelişmiş ülkeler Kyoto Protokolü'nü kabul etmemiş ve gelişmekte olan ülkelerin de emisyonlarının sınırlaması gerektiğini öne sürmüşlerdir. Kanada ise uyması gereken taahhütleri yerine getirmeyeceğini beyan etmiştir. Birinci taahhüt dönemi 8 Aralık 2012 yılında Doha'da gerçekleştirilen Taraflar Konferansı'nda (COP18) sonuçlanmış ve pek çok ülkenin taahhütlerini yerine getirmediği görülmüştür [17]. *(2022 yılında Taraflar Konferansı (COP27) Mısır'da düzenlenmiştir.)*

Kyoto Protokolü kapsamında çevre dostu yatırımların artmasına yardımcı olmak ve aynı zamanda tarafların emisyon hedeflerine ulaşırken en uygun maliyetle erişmelerine imkan sağlamak amacıyla Esneklik Mekanizmaları olarak isimlendirilen mekanizmalar tanımlanmıştır [17].

Bunlar, Temiz Kalkınma Mekanizması (Clean Development Mechanism-CDM), Ortak Yürütme Mekanizması (Joint Implementation-JI) ve Emisyon Ticaret Sistemi (Emission Trading Scheme-ETS)'dir.

Temiz Kalkınma Mekanizması (Clean Development Mechanism-CDM): Bu mekanizma genel itibari ile Kyoto Protokolü (Ek B Tarafları) kapsamında emisyon azaltma veya emisyon sınırlama taahhüdü olan bir ülkenin gelişmekte olan ülkelere bir emisyon azaltma projesi uygulaması yapmasına izin vermektedir.

Ortak Yürütme Mekanizması (Joint Implementation-JI): Bu mekanizma iki Ek-1 ülkesinin kendi aralarında ortaklaşa yürütmüş oldukları emisyon azaltmayı ve emisyonu ortadan kaldırmayı hedefleyen projeleri kapsamaktadır.

Emisyon Ticaret Sistemi (Emission Trading Scheme-ETS): Sistem, sera gazı azaltım taahhüdünde bulunan taraf ülkelerin, belirlenmiş emisyon yükümlülüklerinin altında emisyon yapmaları durumunda arta kalan emisyon haklarının ticaretini yapabileceklerini ifade eder. Yani bir ülkenin taahhüt ettiği emisyon miktarından daha az emisyon yapması durumunda, arta kalan emisyon hakkını, yükümlülüğünün üzerinde emisyon yapmış olan ülkelere satması anlamına gelmektedir.

4.3 Paris İklim Anlaşması

Kabulü üzerinden 1 (bir) yıl geçmeden yürürlüğe giren ilk küresel anlaşma özelliği taşıyan Paris Anlaşması 2015 yılında Paris'te düzenlenen BMİDÇS 21. Taraflar Konferansı'nda kabul edilmiştir. 2020 yılı sonrası iklim değişikliği rejiminin çerçevesini oluşturan anlaşma, 5 Ekim 2016 itibariyle, küresel sera gazı emisyonlarının %55'ini oluşturan en az 55 tarafın anlaşmayı onaylaması koşulunun karşılanması sonucunda, 4 Kasım 2016 tarihi itibariyle yürürlüğe girmiştir. Paris Anlaşması'nın, BMİDÇS'ye göre en belirgin özelliği, tüm ülkelerin katkılarına dayanacak bir sistem öngörülmüş olmasıdır [19].

BMİDÇS'nin uygulamasını sağlamak amacıyla anlaşmanın 2. Maddesinde belirtilen hususlardan biri, küresel sıcaklık artışının 2°C altında kalmasının sağlanması ve ilave olarak bu artışın 1,5°C'yi geçmemesi için çaba sarf edilmesidir [17].

Anlaşma içeriğinde gelişmiş/gelişmekte olan ülke sınıflandırmasının yapılabilmesi için herhangi bir kıstas belirlenmemekle birlikte herhangi bir farklılaştırmaya da gidilmemiştir. Ayrıca anlaşmanın temeli iklim değişikliğiyle mücadelede gelişmiş/gelişmekte olan ülke sınıflandırmasına ve tüm ülkelerin “ortak fakat farklılaştırılmış sorumluluklar ve göreceli kabiliyetler” ilkesi tahtında sorumluluk üstlenmesi anlayışına dayandırılmıştır [19]. Bu kapsamda ülkelerin, kendi iklim eylemlerini imkânları dâhilinde maksimum katkıyı sunmayı hedefleyerek, anlaşmanın temel hedefini yerine getirmeye yönelik olarak gerçekleştirecekleri azaltım, uyum, finans, teknoloji transferi ve kapasite inşası konusundaki çalışmaları ile ilgili olarak INDC “Niyet Edilen Ulusal Katkı” beyanlarını ilk bildirim tarihinden sonra 5 (beş) yılda bir bildirmeleri gerekmektedir [17]. Bu hedeflerin uygulamaya konulması bağlamında ulusal katkılar, Anlaşma'nın önemli sacayaklarından birini oluşturmaktadır. Ülkemiz, 20 Eylül 2015 tarihinde, 2030 yılı itibariyle gerçekleşmesi öngörülen “Niyet Edilen Ulusal Katkı” (INDC) beyanını %21'e varan artıştan azaltım olarak açıklamıştır [19]. Bir başka ifade ile Türkiye 2012 yılında 430 milyon ton olan toplam sera gazı emisyonlarının, azaltım önlemleri ile 2030 yılında 929 milyon tona kadar çıkarabileceğini belirtilmiş, aslında sera gazı emisyonlarını azaltma taahhüdü vermemiş, iki katından fazla artırabileceğini beyan etmiştir [21]. 2022 yılında Mısır'da gerçekleştirilen COP 27 toplantısında Türkiye olarak 2015 yılında yüzde 21 olarak açıklanan hedef 2030 yılı için yüzde 41 oranında azaltıma yükseltilmiştir. Türkiye en

geç 2038 yılında emisyonları tepe noktasına ulaştırma ve akabinde Net Sıfır hedefine güçlü politikalarla ilerlemeye devam etme kararı almıştır [119].

Paris Anlaşması'nın bir diğer hedefi ise, 2020 yılı sonrası süreçte, iklim değişikliği tehlikesine karşı küresel sosyo/ekonomik dayanıklılığın güçlendirilmesidir [19]. Uzun dönemli hedefe bakıldığında, Paris Anlaşması'nın endüstriyelleşme öncesi döneme kıyasen küresel sıcaklık artışını 2°C'nin olabildiğince altında tutmak olduğu görülür. Bu hedefe ulaşmak da fosil yakıt (petrol, kömür) kullanımının tedricen azaltılarak, yenilenebilir enerjiye yönelinmesini gerektirmektedir [17].

Anlaşmanın bir diğer öngörüsü ise iklim değişikliğinin olumsuz etkilerine maruz kalan ülkelerin sera gazı emisyon azaltım kapasitelerinin yükseltilmesi ve de uyum ve direnç kabiliyetlerinin artırılması amacıyla gelişmiş ülkelerden, ihtiyacı olan gelişmekte olan ülkelere finansman, teknoloji transferi ve kapasite geliştirme imkanları sağlamaktır. Anlaşma kapsamında gelişmekte olan ülkelerin ise emisyon azaltımı hedeflerini yükselterek artırılmış hedefler benimsemeleri, gelişmiş ülkelerin ise mutlak emisyon azaltımı hedeflerini sürdürmeleri telkin edilmiştir. Bu bağlamda Niyet Edilen Ulusal Katkı (INDC) beyanları anlaşmanın önemli sayacaklarından birini oluşturmaktadır. Yapılan bilimsel araştırmalara göre tüm ulusal katkılar hayata geçirilse dahi, küresel sıcaklık artışının sınırlandırılması konusunda 2°C hedefine ulaşmada yetersiz kalınacağı ve çabaların artırılması gerektiğine dikkat çekilmiştir. Dolayısıyla Paris Anlaşması, Ulusal Katkı Beyanlarının (NDCs) belirli dönemlerde gözden geçirilmesini ve hedeflerin tedricen yükseltilmesini öngörmektedir [19].

4.4 Türkiye'nin Durumu

Türkiye'nin BMİDÇS'den Paris Anlaşması'na kadar olan süreç içerisindeki konumuna bakacak olursak ülkemiz, bir OECD üyesi olarak, BMİDÇS 1992 yılında kabul edildiğinde gelişmiş ülkeler ile birlikte Sözleşme'nin EK-I ve EK-II listelerine dâhil edilmiş, 2001'de Marakeş'te gerçekleştirilen 7. Taraflar Konferansı'nda (COP7) alınan 26/CP.7 sayılı kararla ülkemizin diğer EK-I Taraflarından farklı konumu tanınarak, adı BMİDÇS'nin EK-II listesinden çıkarılmış fakat EK-I listesinde kalmıştır. Türkiye 24 Mayıs 2004'te 189. Taraf olarak BMİDÇS'ne katılmıştır [20].

Türkiyenin Kyoto Protokolü'ne taraf olması ise *“5386 Sayılı Birleşmiş Milletler İklim Değişikliği Çerçeve Sözleşmesine Yönelik Kyoto Protokolüne Katılmamızın Uygun*

Bulunduğuna Dair Kanun’un 5 Şubat 2009’da Türkiye Büyük Millet Meclisi’nce kabulü ve “13 Mayıs 2009 tarih ve 2009/14979 Sayılı Bakanlar Kurulu Kararı”nın ardından, katılım aracının Birleşmiş Milletler’e sunulmasıyla 26 Ağustos 2009 tarihinde gerçekleşmiştir. Protokol kabul edildiğinde BMİDÇS tarafı olmayan Türkiye, EK-I Taraflarının sayısallaştırılmış salım sınırlama veya azaltım yükümlölüklerinin tanımlandığı Protokol EK-B listesine dâhil edilmemiştir. Dolayısıyla, Protokol’ün 2008-2012 yıllarını kapsayan birinci yükümlölük döneminde ve 2012-2020 yıllarını kapsayan ikinci yükümlölük döneminde Türkiye’nin herhangi bir sayısallaştırılmış salım sınırlama veya azaltım yükümlölüğü bulunmamaktadır[16]. Geç taraf olmadan kaynaklı olarak protokolün esneklik mekanizmalarından da yararlanamamaktadır.

Türkiye, Paris Anlaşması’na ise 22 Nisan 2016 tarihinde imza atmış, anlaşma 6 Ekim 2021 tarihinde TBMM’de onaylanmıştır. Anlaşmada 197 ülkenin imzası bulunmasına rağmen, onaylayan 191 ülke bulunmaktaydı. Türkiye’nin de anlaşmayı onaylamasıyla bu sayı 192’ye çıkmıştır. Paris Anlaşması’nı imzalamasına rağmen taraf olmayan 5 ülke ise Eritre, Irak, İran, Libya ve Yemen’dir [22].

Peki, Türkiye neden uzun bir süre boyunca anlaşmayı onaylamamıştır? Bu sorunun cevabının Türkiye’nin anlaşmanın kabulünden önce Birleşmiş Milletler (BM) Sekreteryasına özel koşullarının tanındığı COP kararına değinilmesi ve özel konumunun devam ettirilmesi isteğinin olduğu düşünülmektedir. Türkiye Ek 1 ‘de yer alan gelişmekte olan ülkeler kategorisinde yer almasına rağmen, bu gruptakilerin yararlandığı Yeşil İklim Fonundan yararlanamamaktadır. Türkiye 2019 Aralık ayında Madrid’de gerçekleştirilen COP 25 zirvesinde Ek 1’den çıkmak ve Ek Dışı ülkeler statüsüne dâhil olma talebinde bulunmuş fakat bunun kabulünün 197 üye ülkenin oybirliği sonucunda gerçekleşebileceği ifade edilmiştir [17].

4.5 Avrupa Birliği Yeşil Mutabakatı

İklim değışikliğıyle mücadele, sera gazı emisyonlarının azaltılması ve yenilenebilir enerji kullanımı gibi çevresel ve sosyal sürdürülebilirlik konularına karşı duyarlı tutumuyla tanınan Avrupa Birliği, bu hassasiyetleri 2019 yılı Kasım ayında bir adım öteye taşıyarak bir “Sürdürülebilirlik” paketi sunmuştur. Bu paket Avrupa Yeşil mutabakatı olarak adlandırılmaktadır [23].

Avrupa Yeşil Mutabakatı 2050 yılına kadar sıfır net sera gazı emisyonu, ekonomik büyümeyi kaynak kullanımından ayırma gibi ana hedefleri olan AB'nin yeni tanımlanmış büyüme stratejisidir. Böylece Anlaşma, emisyonları azaltırken iş fırsatları yaratacak ve yaşam standartlarını yükseltecektir. Belirlenen hedefler dahilinde temiz enerji, sürdürülebilir enerji, tarladan sofraya gibi bazı politikalar benimsenmiştir. AB ayrıca, anlaşma kapsamında hedeflenen dönüşüm sırasında aktörlere yol göstermesi açısından bazı mekanizmalar oluşturmuştur [23].

Bunlardan birincisi anlaşma için gerekli yatırımları yönetmek için bir çerçeve görevi gören Avrupa Yeşil Anlaşma Yatırım Planı'dır. İkinci olarak anlaşmanın süreçten sosyoekonomik olarak zarar görme riski taşıyan bölge ve topluluklar (fosil yakıt değer zincirlerinde olanlar gibi) üzerindeki olumsuz etkisini önlemek için oluşturulan Adil Geçiş Mekanizması'dır. Bir diğer mekanizma ise Avrupa'nın 2050 yılına kadar iklim açısından nötr olması hedefine engel olabilecek uygulamaların ulusal farklılıklarını ortadan kaldırmayı amaçlayan Avrupa İklim Yasası'dır. Son olarak yeşil ve dijital dönüşüm yoluyla sanayileri ve KOBİ'leri desteklemeyi amaçlayan Avrupa Sanayi Stratejisi ve Sürdürülebilir üretim ve tüketim uygulamalarının birlik içinde benimsenmesini amaçlayan Döngüsel Ekonomi Eylem Planı'dır [23].

Dolayısıyla Türkiye'nin de AB ile işbirliği yapması, gelişmeleri takip etmesi, standartlara hızla uyum sağlama yeteneğini geliştirmesi ve tarım, elektronik, ambalaj, plastik, tekstil ve inşaat sektörlerinde mevzuatları anlaması gerekmektedir [23].

4.6 Karbon Ticareti ve Piyasası

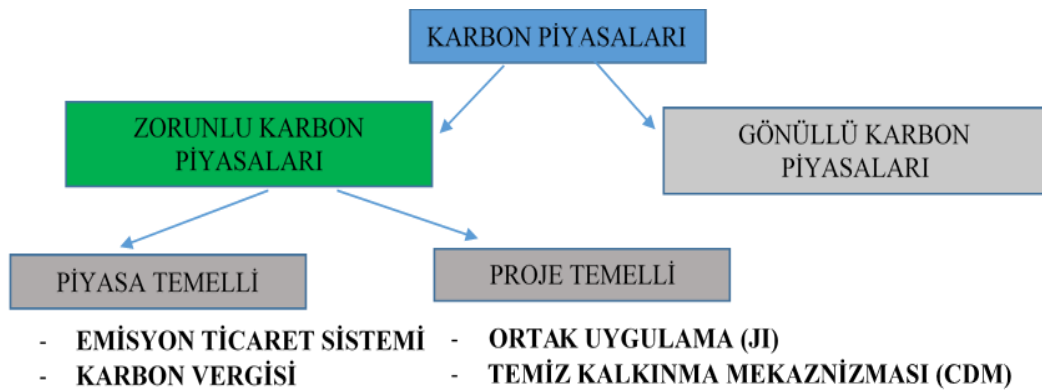
Karbon ticaretinin temelinde sera gazı salımlarını azaltmak düşüncesi yatmaktadır. Sera gazı salımlarının özellikle gelişmiş ülkelerde büyük maliyetlere yol açması sebebiyle yükümlü işletmelerin üretimlerini azaltmadan karbon kotalarını genişletmeleri karbon ticareti vasıtasıyla gerçekleşmektedir. Kyoto Protokolü kapsamında üye ülkelere belirlenen karbon kotaları gibi, üye ülkeler de kendi içlerinde yer alan işletmelere karbon kotaları belirleyerek kota aşımı yapan işletmelere büyük çapta cezai müeyyide uygulayabilmektedirler. Bu tip büyük çaptaki cezai müeyyidelerden kaçınmak amacıyla işletmeler aşım miktarları kadar karbon kredileri satın almaktadırlar. Herhangi bir taahhüdü olmayan bir işletme de marka değerini artırmak amacıyla karbon kredisi satın alabilmektedir. Karbon ticaretinin belli bir düzene oturtulması ve belirli kurallar çerçevesinde işletilebilmesi amacıyla da karbon

piyasaları kurulmuştur. Ticaret kısmının alıcı tarafında yukarıda da bahsedildiği üzere taahhüdünün üzerinde aşım yapan ya da marka değerine katkıda bulunmak isteyen ülke, kurum ya da kişiler var iken, satıcı tarafında ise taahhüt edilenden daha az emisyon yapan ve elinde emisyon yapma hakkı bulunan ülke, kurum ya da kişiler yer almaktadır. Söz konusu ticarete konu olan olgu karbondioksittir (CO₂) ve işlemler ton başına yapılmaktadır [24]. Tezin ileriki bölümlerinde bu konu detaylı olarak anlatılmıştır.

Karbon Piyasası'nda zorunlu ve gönüllü karbon piyasaları olmak üzere iki sistem mevcuttur. Her ne kadar zorunlu karbon piyasalarında fiyatlar gönüllü karbon piyasalarına göre daha yüksek olsa bile gönüllü karbon piyasalarında alıcı ve satıcıların birbirlerini bulmaları uzun zaman almaktadır ve daha fazla esneklik vardır [24].

Kyoto Protokolü kapsamında yer alan mekanizmalar vasıtasıyla gerçekleştirilen ekonomik faaliyetler Zorunlu Karbon Piyasaları olarak adlandırılmaktadır. Sera gazları emisyonlarının düşük maliyetle azaltılması amaçlı uluslararası ticaretin gerçekleşebilmesi için üç esneklik mekanizması oluşturmuştur. Bunlar Emisyon Ticaret Sistemi, Ortak Uygulama (JI) ve Temiz Kalkınma Mekanizması (CDM)'dir. Ortak Uygulama ve Temiz Kalkınma Mekanizması proje temelli uygulamalar iken Emisyon Ticaret Sistemi ise piyasa temelli bir uygulamadır [27].

Karbon Piyasalarının temel yapısı Şekil 4.2'de gösterilmiştir.



Şekil 4.2 : Karbon piyasalarının temel yapısı.

Karbon kredileri, herhangi bir proje ya da yatırım sonucu, sera gazlarının emisyonlarının azaltımlarının gerçekleştirilmesinin onaylanması karşılığında 1 ton CO₂'ye verilen kredilerdir[27]. Bir diğer ifade ile 1 ton CO₂ miktarı 1 karbon kredisine

eşittir. Karbon kredileri farklı mekanizmalarda farklı isim altında adlandırılmıştır. Örneğin Ortak Uygulama (JI) Mekanizması'nda bu kredilere verilen isim Emisyon Azaltım Birimleri (ERU) iken, Temiz Kalkınma Mekanizması (CDM) bu kredileri Karbon Emisyon Azaltımı (CER) olarak adlandırmıştır. Daha önce de bahsedildiği üzere JI mekanizmasında krediler iki Ek-1 ülkesi arasında gerçekleşmekte olan proje karşılığında; CDM mekanizmasındaki krediler ise EK-1 devletlerinin mevcut Kyoto taahhütlerine uyarak gelişmekte olan devletlere emisyon azaltıcı projelerinin yatırımlarını gerçekleştirmeleri sonucunda kazanılmaktadır. Bu krediler gelişmiş devletler tarafından yenilenebilir enerji üretimi için kullanılabileceği gibi daha sonra kullanılmak üzere de saklanabilmektedir [24].

Ortak Uygulama (JI) ve Temiz Kalkınma Mekanizması'nın (CDM) amacı, gelişmekte olan devletlerin, doğrudan düşük karbon emisyonlu yatırımları yapmaya teşvik etmektir. Bu mekanizmalar genel anlamda, mevcut sistemde en geniş çaplı yürütülen karbon denkleştirme mekanizmaları olarak da ifade edilebilmektedir. Tam da bu noktada dengeleme ifadesinin ne anlama geldiğini önemlidir. Zira dengeleme (offset) karbon piyasalarında ismi sıkça duyulan bir tabirdir.

Dengeleme en basit ifade ile herhangi bir faaliyette salımı gerçekleştirilen sera gazı miktarına karşılık, aynı miktarda fakat başka bir faaliyette karbon tasarrufu sağlayan projelere finansal destek sağlanması ya da o projelerde tasarruf sağladığı belgelenen karbon kredilerinin satın alınması olarak ifade edilmektedir [24]. Örneğin herhangi bir işletmenin yapmış olduğu emisyon miktarı kadar tasarruf yapan bir projeye (ağaçlandırma projesi gibi) yatırım yapması dengeleme adını almaktadır.

Ortak Uygulama (JI), Kyoto Protokolü kapsamında emisyon azaltım zorunluluğu bulunan Orta ve Doğu Avrupa devletlerini kapsamakta iken Temiz Kalkınma Mekanizması (CDM) , Brezilya gibi emisyon azaltım zorunluluğu bulunmayan ve gelişmekte olan devletler için düzenlenmiştir. Her iki mekanizmanın işleyiş yöntemi aynıdır, fakat kapsadığı devletlerin farklı kategorilerde olduğu anlaşılmaktadır. Her iki mekanizmayı kullanan ilk devletin Hollanda olduğu ifade edilmektedir. Ayrıca bu mekanizmalar çift yönlü fayda sağlayan mekanizmalardır. Sera gazlarının emisyonlarının azaltım maliyetleri az gelişmiş ve gelişmekte olan devletler için ucuzlamış olurken, gelişmiş olan devletler de yeni ve düşük karbon emisyonlu teknolojileri üretebilmek için gerekli karbon kredilerini edinmiş olmaktadır [24].

4.6.1 Ortak uygulama (JI)

Ortak Yürütme Mekanizması, Kyoto Protokolü'nün 6. maddesine dayanmaktadır. Bu mekanizmaya göre Ek-1 ülkeleri kendi aralarında oluşturdukları ortaklıklarla emisyon azaltımı sağlayan projeler gerçekleştirebilmektedirler. Ek-1'deki herhangi bir taraf, sayısallaştırılmış emisyon azaltımı taahhütlerini yerine getirmek amacıyla, ekonomide yer alan herhangi bir sektörde, sera gazlarından kaynaklanan salımlarının azaltımını ya da yutaklarca uzaklaştırılmasının arttırılmasını amaçlayan projelerden elde edilen Emisyon Azaltım Birimleri'ni (Emission Reduction Unit-ERU) belli şartlarda edinebilir veya diğer herhangi bir tarafa aktarabilir. Bu tür projeler sonucu yatırım yapan ülkeler, ERU sertifikası kazanarak, bunu kendi ülkelerinin taahhüdünü yerine getirmede ya da karbon piyasalarında satmak için kullanmaktadırlar. Ev sahibi ülkede yapılan emisyon azaltım faaliyetleri sonucu kazanılan emisyonlar ise ev sahibi ülkenin Belirlenmiş Azaltım Birimi (AAU-Assigned Amount Units)'nden düşülmektedir [100].

4.6.2 Temiz kalkınma mekanizması (Clean Development Mechanism-CDM)

Kyoto Protokolünün 12. maddesinde yer alan Temiz Kalkınma Mekanizması, gelişmiş ülkelere, gelişmekte olan ülkelerde emisyon azaltıcı bazı projeler uygulamak şartı ile emisyon azaltma oranı veya emisyon limiti belirleyen bir sistemdir [26].

CDM mekanizması kapsamında bir yatırımcı, Birleşmiş Milletler'in gözetiminde rüzgâr santralini kurarak, hak ettiği Emisyon Azaltım Birimlerini (Emission Reduction Units-ERUs) onaylatabilmektedir. Onayı takiben, yatırımcının aldığı Emisyon Azaltım Birimleri Brezilya'dan transfer edilerek emisyon ticaret sistemine aktarılmaktadır. Bu tür enerji yatırımlarının uzun vadeli istikrarlı ekonomik gelişmeye katkısı sebebiyle ağırlıklı olarak ev sahibi devletlerinin menfaatine hizmet ettiği görülmektedir [27].

Bürokratik işlemlerin fazlasıyla uzun sürmesi sebebiyle bir CDM projesinin piyasaya sürülebilmesi için, işlem maliyetleri yüksek gerçekleşmektedir. Dolayısıyla bu durum yatırımcıların gönüllü pazarlara kaymasına sebebiyet verebilmektedir. Fakat diğer yandan, merkezi İsviçre'nin Bonn şehrinde bulunan CDM Yönetim Kurulu'nun her sene tüm projeleri onaylama sürecine tabi tutması ile karbon emisyonunun her daim gerçekleştirilmesi garanti altına alınmış olmaktadır. Bu sebeple, zorunlu karbon pazarının kredi birimi olan CER'lerin değeri gönüllü karbon pazarının kredi birimi

olan VER'lerden daha pahalı işlem görmektedir. Diğer taraftan, Kyoto protokolü gereği devletlerin Ek-1 ve Ek-2 devletleri olarak kategorize edilmiş olması CDM ya da JI projesinin önündeki en önemli engellerdir. Bu engeller sebebiyle devletlerin istedikleri devletlerle ticaret yapabilmelerine mani bir durum teşkil ettiği anlaşılmıştır. CDM projelerinin onaylanabilmeleri için iki önemli hususa dikkat edilmektedir. Birinci husus, projenin özgün katkısı ve diğeri ise referans değeri olduğu belirtilmektedir. Özellikle söz konusu değerlerin ölçümü bir CDM mekanizmasının dalı olan Yetkilendirilmiş Bağımsız Denetçiler tarafından gerçekleştirilmektedir. BMİDÇS tarafından ancak özgün katkı sağladığını ispat edebilen projeler CDM'den onay almaktadır. Böylece; sadece yapılmaması halinde emisyon oluşumuna sebep olan projelere onay verilerek sistemin güvenilirliği sağlanmıştır [27].

4.7 Piyasa Temelli Mekanizmalar

Ekonomide açık bir karbon fiyatının getirilmesi için iki ana politika seçeneği mevcuttur. Birinci seçenek, sera gazı emisyonları veya fosil yakıtların karbon içeriği üzerinden bir vergi veya ücret yoluyla karbona bir fiyat koymayı içerir. (*Yani karbon vergisi*) Bir üst sınır ve ticaret planı/sistemi olarak bilinen ikinci ana seçenek, belirli bir zaman aralığında belirli bir dizi kaynaktan gelen izin verilen toplam emisyon hacmini (emisyon üst sınırı olarak adlandırılır) sınırlar ve ekonomik aktörlerin kendi emisyon hakları ticaretine izin verir. (*Emisyon Ticaret Sistemi*) [109].

Bu piyasalar piyasa temelli mekanizmalar olarak adlandırılırlar. Her iki piyasa mekanizmasının da ortak amacı emisyon miktarının azaltılmasına yöneliktir. Piyasa temelli bu mekanizmalar, karbondioksit (CO₂) başta olmak üzere, sera gazı emisyonlarını azaltmak amacıyla kabul edilebilir makul bir emisyon seviyesine uyulması ya da bu seviye aşıyorsa maliyetlerinin kabul edilmesi üzerine odaklanırlar.

4.7.1 Emisyon ticaret sistemi (ETS)

Emisyon ticareti fikri esasında Kyoto Protokolü'nden öncelere dayanmaktadır. İlk olarak, 1960'lı yılların sonlarına doğru John Dales adlı bir Kanadalı iktisatçı, hava kirliliği kontrolünün ekonomik maliyetinin azaltılması amacıyla emisyon kredilerinin ticarete konu edilebileceğini ifade etmiştir. ABD ise ekonomik faaliyetlerin bu yönde şekilleneceğini önceden görmüş ve 1990'da Temiz Hava Kanunu'nu çıkararak ozon tabakasının korunması amacıyla sülfür dioksit emisyonlarının azaltılması için emisyon

pazarını oluşturabilmeyi amaçlamıştır. Bu kanunla birlikte emisyon ticaretinin hayata geçirilmesinin gerekliliği hususunda teklifler sunulmaya başlamış ve 1995 yılından itibaren, sülfür dioksit pazarının ABD’de faaliyet göstermeye başladığı ifade edilmektedir. ABD’nin, atmosferin doğal yapısına zarar veren maddelerin ticaretinin yapılmasına yönelik bu yaklaşımı, Kyoto Protokolü’nün sunduğu esneklik mekanizmalarının işleyişine de örnek teşkil etmektedir. Dolayısıyla sera gazı emisyonlarının ticareti ile ilgili tarihsel sürece bakıldığında, Avrupa’nın Emisyon Ticaret Sistemi’nin ilk uygulayıcısı olarak algılanması da yanlıştır [27].

Piyasa temelli bir yaklaşım olan Emisyon Ticaret Sistemi emisyon miktarını azaltmak ya da kontrol altına almak için düzenleyici otoriteler tarafından kullanılır. Karbon emisyonlarını önlemek amacıyla karbon vergileri veya zorlayıcı/cezalandırıcı tedbirlerin yeterli olmadığı durumlarda emisyon miktarını azaltmak için teknolojik gelişmeler ya da farklı ayarlayıcı önlemleri uygulamak gerekebilir. Dolayısıyla emisyon miktarını azaltmada Emisyon Ticaret Sistemi politikacıların elindeki yasal düzenlemelerden biridir. Piyasa temelli mekanizmaların odak noktası, karbondioksit (CO₂) başta olmak üzere, sera gazı emisyonlarını azaltmak amacıyla kabul edilebilir makul bir emisyon seviyesine uyulması veya bu seviye aşılyorsa maliyetlerinin kabul edilmesidir. Daha önce de bahsedildiği üzere karbondioksit haricindeki diğer sera gazları (metan, diazotoksit, sülfürheksaflorid, hidroflorokarbonlar ve perflorokarbonlar) küresel ısınma potansiyeli içinde farklılıklar göstermektedirler. Bu sebeptendir ki diğer sera gazları için karbondioksit eşdeğerlerini belirlemek önemlidir [26].

Emisyon ticaretinin işleyişinde temel esas düzenleyici bir kurulun (hükümet ya da endüstri kuruluşu) belirli bir zaman dilimi içinde sera gazı yayımcılarına salmalarına müsaade edecekleri maksimum emisyon miktarını hedef olarak belirlemesidir [27]. Hangi sera gazı emisyonlarına nasıl bir üst sınır uygulanacağına karar vermek için öncelikle ulusal sera gazı emisyonlarının kaynağının belirlenmesi gerekir. Karbon emisyonunun büyük bir kısmı enerji üretimi, ulaştırma ve endüstriyel kaynaklardan açığa çıkarken, arta kalan karbon emisyonu ise tarımsal ve ticari alanlardan, ayrıca evsel kaynaklar nedeniyle meydana gelmektedir. Kaynakların tespitinden sonra, bu kaynakların belirli bir dönem için ne kadar emisyon oluşturabileceğine karar verilmelidir. Ülkenin toplam emisyon sınırı aynı dönem için kaynaklar üzerine izin verilebilecek emisyonlarının toplamına eşit olmalıdır. Emisyon Ticareti Sistemi’nde

düzenleyici kurum, emisyonun miktarını belirler ve fiyatın piyasa içerisinde belirlenmesine izin verir[26]. Emisyon ticaretinin temelinde yatan ekonomik teori azaltım sağlamaya yönelik yatırımlara yönelik ticaret yapma seçeneğini sunması ve bu sayede emisyon azaltımı için en düşük maliyetli seçeneklerin piyasa tarafından bulunacağıdır [28].

Emisyon Ticareti Sistemi'nde sera gazı emisyonunun belirli miktarı, belirli bir zaman aralığı için tanımlanır. Tanımlanan bu miktar daha doğrusu sınırlandırılan bu miktar “üst sınır” olarak adlandırılırken, zaman aralığı ise “taahhüt ya da uyum periyodu” olarak adlandırılır [26]. “Üst sınır” sera gazı emisyonlarına yönelik doğrudan kısıtlama sağladığı için bu uygulama düzenleyici kurula belirli bir periyod içerisinde gerçekleşecek emisyonların miktarına ilişkin bir kesinlik sağlamakla birlikte emisyon azaltma hedefi uyarınca, zaman içinde dereceli olarak düşürülür [28].

Tahsisatların yani izin verilen emisyon miktarına karşılık gelen hakların dağıtılmasına başlamak için öncelikle ülke/işletme için taahhüt edilen toplam emisyon tahsisatının belirlenmesi gerekir. “Üst sınır” belirlenirken merkezi bir otorite önce belirli bir zaman dilimi içinde oluşabilecek toplam emisyon miktarını tahmin eder ve bu zaman dilimi içerisinde müsaade edilebilecek emisyon miktarına karar vererek belirlenen bu seviyenin altında toplam bir “üst sınır” belirler. Belirlenen üst sınıra karşılık gelen emisyon miktarı, program dahilindeki tüm varlıkları kapsayan tahsisatlar veya bireysel kotalar şeklinde dağıtılır. Dolayısıyla toplam tahsisat miktarı belirlenen üst sınırı geçemez. Üst sınır tasarlanırken en çok tartışılan konulardan biri emisyon tahsisatlarının nasıl, kimler için ve hangi amaçla dağıtılacağıdır. Tahsisatların dağıtımında birden fazla seçenek uygulanmakla birlikte bu seçeneklerin kombinasyonu şeklinde de uygulamalar olabilir [26].

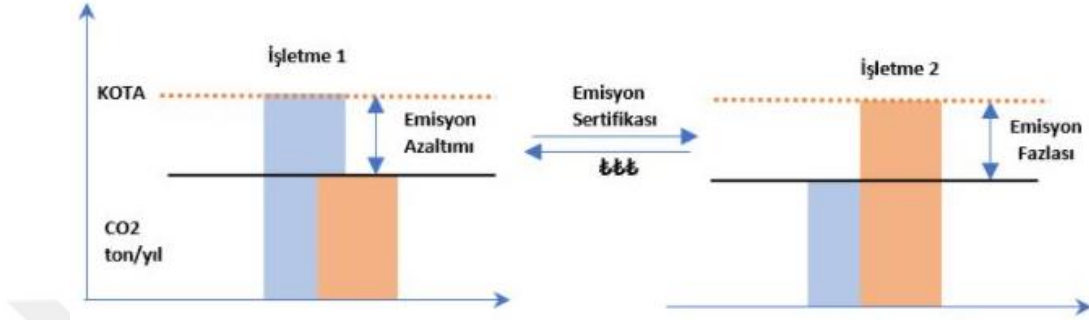
Emisyon ticaret sistemi kapsamında yer alan tesisler, salım yapabilecekleri emisyon miktarına temel olarak üç şekilde ulaşabilirler. Birinci yöntem; ilgili otorite tarafından karbon emisyonu yapacak işletmeye verilen ücretsiz kirletme hakkı (serbest tahsisat = ücretsiz istihkak) verilmesidir. İkinci yöntem karbon hakkı sahibi işletmelerin veya ilgili otoritelerin bu karbon haklarını açık arttırma yoluyla satışa sunmasıdır. Son olarak ise işletmelerin bu izinleri Emisyon Ticaret Sistemi içerisindeki aktörlerden (karbon hakkına sahip olanlardan) belirli bir bedel karşılığında elde etmesidir. Serbest tahsisat (ücretsiz tahsisat) verilirken ilgili düzenleyici kuruluş tarafından Emisyon Ticaret Sistemi içindeki her sektör için toplam karbon emisyon miktarı belirlenir.

Ardından, belirlenen karbon emisyon hakları işletmelerin geçmiş yıllardaki gerçekleşen emisyon miktarlarına orantılı olarak işletmelere dağıtılır. Daha önce de bahsedildiği üzere bu tahsisatlar ilgili otoritenin belirleyeceği açık arttırma yoluyla da dağıtılabilir. Tahsisatların açık arttırma yoluyla veya Emisyon Ticaret Sistemi içindeki ticari aktörler arasında alım satımının yapılması karbon tahsisatlarının piyasa fiyatını da belirlemektedir. Emisyon Ticaret Sistemi, işletmeler nezdinde karbon emisyonlarının miktarına göre belirli bir maliyete sebep olduğu için karbon emisyonlarını azaltmaları konusunda bir teşvik mekanizması görevi görmektedir[29]. Nitekim karbon tahsisatları dağıtılırken ücretsiz verilecek olan miktarlar doğru belirlenmelidir. Örneğin 2006 yılında Fransa, Estonya, Hollanda ve Çek Cumhuriyeti'nin karbon kredilerini bolca dağıttıklarının ortaya çıkması, karbon piyasalarında karbon kredilerinin birim fiyatlarının düşmesine sebep olmuştur [27].

Bu tahsisatlar Emisyon Ticaret Sistemi kapsamında olan tesisler tarafından salıma sebep oldukları toplam sera gazı emisyonlarını karşılamak amacı ile kullanılmak zorundadır[28]. Bununla birlikte sera gazı emisyonlarına sebep olan yayımcılara salabilmeleri için ellerinde kredilerin olmasını gerektirecek bir yaptırım sistemi kurulmuştur. Diğer bir ifadeyle kredilere sahip olmadan emisyon gerçekleştirenlerin cezaya tabi tutulmaları öngörülmüştür [27].

Sistemde mevcut olan kredilerin miktarı, sera gazına sebep olan aktörlerin normal zamanda yaydıkları emisyon miktarından daha azdır. Dolayısıyla piyasadaki krediler yeterli bir arz kapasitesine sahip değildir. Diğer bir ifadeyle, karbon kredilerine olan talep, karbon kredi arzından fazladır. Kredilerin gerçekten az bulunması piyasanın etkin işlemesi için gereklidir. Bu durum sera gazı salma hakkını nadir ve değerli bir olguya dönüştürür. Dolayısıyla her katılımcı için emisyonlarını azaltmak ya da tüm emisyonlarını karşılayabilecek yeterli kredileri temin etmek gibi iki seçenek vardır. Bazı aktörlerin emisyonlarını azaltma maliyetleri diğerlerine göre nispeten daha pahalıdır ki bu da pazar fırsatı olarak değerlendirilebilir. Bazı aktörler ise emisyonlarındaki düşüşü daha az maliyet ile gerçekleştirebilmektedirler. Bu aktörler ellerinde bulundurdıkları kredileri yüksek maliyetle azaltım sağlayabilecek aktörlere belirli bir kar karşılığında satabildikleri için emisyonlarını düşürmekte daha gayretlidirler. Kredi fiyatları emisyon azaltım maliyetlerinden düşük olduğu sürece yüksek azaltım maliyetine sahip olan devletler/işletmeler (gelişmekte olan devletler gibi) emisyon miktarlarında azaltım yoluna gitmek yerine kredi satın almayı yani

kirletme hakkı satın almayı tercih etmektedirler [27]. Böylelikle sera gazı emisyonlarının azaltılması için işletmenin en ucuz maliyetli seçimi yapması sağlanır. Öte yandan taahhüdünün ötesinde emisyon azaltım sağlayan işletme ise sahip olduğu fazla emisyon hakkını satarak ek bir gelir elde eder ve sera gazı azaltım maliyetlerini düşürür [30]. Örnek ETS işleyişi Şekil 4.3’de gösterilmiştir.



Şekil 4.3 : ETS işleyişi [30].

Çizelge 4.1’deki örneği inceleyecek olursak Emisyon Ticaret Sistemi’nin var olması durumunda, A kirleticisinin yerine B kirleticisi 1000 tonluk indirim daha gerçekleştirebilmektedir. Böylelikle, toplam emisyon miktarı aynı kalırken, emisyon maliyeti, B kirleticisi A kirleticisine daha az maliyetle sonuçlanacak bir teklif sunduğu sürece düşmüş olmaktadır. Bu örnekte B kirleticisi A kirleticisinden ton başına 15 TL talep etmesiyle, A kirleticisinin azaltım maliyeti 15000 TL’ye düşmüş olmaktadır. Böylelikle azaltım miktarı konusunda taahhüde uygun davranmakla kalınmamış, ayrıca azaltım maliyeti 5000 TL düşürülmüş olmaktadır.

Çizelge 4.1 : ETS işleyiş örneği.

	A FABRİKASI	B FABRİKASI	TOPLAM
Hedef Emisyon Azaltımı (t CO ₂)	1000	1000	2000
Emisyon Maliyeti (TL / t CO ₂)	20	20	
Gerçekleştirilen azaltım miktarı (t CO ₂)	2000	0	2000
Satın alınan emisyon azaltım kredisi miktarı (15 TL ton başına)	0	1000	
Toplam azaltım maliyeti (TL)	0	15000	
Azaltım bedelinin ödenmesi (TL)	15000	0	
Azaltımların nihai maliyeti (TL)	20000- 15000=5000	15000	20000

Yukarıdaki anlatımlardan ve Çizelgelardan da anlaşılacağı üzere, emisyon ticaret programlarının nihai hedefi, emisyonları çeşitli esneklik mekanizmalarıyla azaltırken, aynı zamanda düşük maliyet ve verimlilik sağlamaktır. Uzun vadeli hedefe bakıldığında ise sistemin sera gazı emisyonlarını azaltırken çevreyle daha uyumlu yeni teknolojilerin geliştirilmesinin sağlanması olduğu görülür [27].

Bir üst sınır ve ticaret sistemi iyi çalışırsa ve emisyonlar zamanla azalırsa, sera gazı kirliliği her yıl öngörülebilir bir miktarda azaltılacaktır, ancak emisyon hakları ticaretinin fiyatı belirsiz olacaktır. Ayrıca, değişen ekonomik büyüme oranları ve fosil yakıt fiyatları gibi birçok nedenden dolayı emisyon hacmi dalgalandığından, bir Emisyon Üst Sınırı ve Ticaret sistemindeki karbon fiyatını tahmin etmek zor olabilir. Politika yapıcılar, zaman içinde emisyon haklarının bankalama yapılmasına/veya ödünç alınmasına izin vererek, açık artırmaya çıkarılan emisyon hakları için bir taban fiyat belirleyerek; fiyatlar çok yükselirse kirleticilere daha fazla emisyon hakkı sunarak veya sonradan üst sınır ayarlamaları yaparak bir Emisyon Üst Sınırı ve Ticaret sisteminde karbon fiyatının potansiyel aralığını daraltabilirler. Örneğin taban fiyat uygulaması hakkında analistlere göre, Avrupa Birliği (AB) Emisyon Ticareti Sistemi (ETS) emisyonlarındaki düşüşün (2016'da yüzde 2,4) esas olarak AB ETS fiyatına 18 \$/t CO₂ ekleyerek 2016 yılında kömür santrallerinin emisyonlarını yüzde 58 oranında azaltmasını sağlayan Birleşik Krallık'ta uygulanan karbon fiyat tabanı uygulamasından kaynaklandığını öne sürmektedirler [109].

Sistemin düzenli işleyişi için, hedeflenen emisyon miktarının, sera gazı emisyonuna sebep olan aktörlerin normal zamanda gerçekleştirdikleri emisyon düzeyinden daha az olması gerekir. Aksi takdirde emisyonların azaltılabilmesi için gerekli teşvik ortamını yaratılamaz. Böylelikle emisyon miktarlarında azaltılan birim karşılığında eş değer miktarda kredi sağlanmaktadır. Sera gazları arasında karbondioksit daha yaygın olduğundan dolayı 1(bir) ton karbondioksit (t CO₂) emisyon azaltım ve ticaretinin işlem birimi olmuştur. Yani azaltım yapılan her 1 (bir) ton karbondioksit 1 (bir) karbon sertifikası anlamına gelir. Diğer sera gazlarından gerçekleştirilen azaltım ise küresel ısınmaya katkıları oranları dikkate alınarak eşdeğer karbondioksit (CO₂e) birimine çevrilmiştir [27]

“Üst sınır” oluşturulurken dikkate alınması gereken önemli konulardan biri uluslararası sistemlerle olan bağlantısı veya bir uluslararası “üst sınır” programıdır. Uluslararası işbirliği karbon emisyonları sebebiyle ortaya çıkacak zorlukların

üstesinden gelmek için gereklidir. Bir “üst sınır” programı, sadece ABD ve AB'yi değil, endüstrisi hızla gelişen ve neden oldukları emisyonları giderek artıran Çin ve Hindistan gibi ülkeleri de kapsamalıdır [26].

4.7.2 Karbon vergisi

Karbon emisyonu azaltımı için kullanılan ve piyasa temelli politika araçlarından biri olan karbon vergisi ya da diğer adıyla sera gazları vergisi, emisyonlarda maliyet etkin bir azalma sağlamak için kullanılabilecek bir araçtır [35]. Bu vergiler, emisyon azaltılmasını teşvik etme etkisine sahiptirler ve özellikle karbon yoğun mallar veya süreçleri hedef alarak fosil yakıtlara ve karbon yoğun mallara uygulanırlar [31]. Karbon vergilerinin yönetimi genellikle bir üst sınır ve ticaret sisteminden daha kolaydır, çünkü ne piyasaya dayalı bir ticaret sistemi içerirler ne de piyasa manipülasyonunu önlemek için yaptırım kuralları gerektirmezler. Ayrıca, mevcut vergiler (örneğin akaryakıt tüketim vergisi gibi) üzerine inşa edilebilirler ve ekonomik aktörler tahmini yükümlülüklerini makul ölçüde iyi tahmin edebilirler [109].

Karbon vergileri, negatif dışsallık yaratan sera gazı emisyonlarının içselleştirilmesini amaçlayan düzeltici tip vergilerdir. Bu noktada dışsallık kelimesini açıklamak gerekirse dışsallık, mal ve hizmetlerin üretim veya tüketiminin, diğer kişilere maliyet (negatif dışsallık) veya yarar (pozitif dışsallık) getirdiği durumları ifade etmektedir. Kirlilik, negatif dışsallık için açık bir örnek olup; dışsal eksi ekonomi olarak da adlandırılır [37]. Dolayısıyla bu vergilerin amacı zarar olarak ortaya çıkan dışsal maliyeti içselleştirmek ve toplam maliyet içerisine katmaktır. Bu durum dışsallığın içselleştirilmesinde iyi bir çözüm olarak tanımlanmaktadır. Karbon vergisi uygulaması emisyonu sebep olan ürün ya da hizmetin arz kısmında azalışa neden olurken, fiyatında ise artışa neden olmaktadır. Teoride karbon vergisi sera gazı emisyonu azaltımında iyi düzenlenmek şartıyla başarılı bir uygulamadır. Önemli olan karbon vergilerinin tasarlanması sırasında vergi oranının doğru tespit edilmesidir. Teoride vergi oranı, sera gazlarının yarattığı dışsallığı içselleştirecek marjinal sosyal maliyete eşittir [32].

Karbon Vergisi kapsamında düzenleyici kurumlar, emisyonu sebep olan üreticiler için yaydıkları her bir ton sera gazı emisyonu için ödemesi gereken bir fiyat belirlerler. Üreticiler karbon vergisi ödememek için emisyon miktarlarını azaltmaları gerekir. Bunun için de ya kullanılan yakıt tiplerini değiştirirler ya da yeni teknolojileri uygulamaya başlarlar [33].

Gerek Karbon Vergisi gerekse de Emisyon Ticaret Sistemi'nin ortak noktası emisyon azaltmaya teşvik olsa da aralarında bir takım farklılıklar bulunmaktadır. Temel farklılardan biri Karbon Vergisi emisyon azaltım konusunda herhangi bir taahhüt sunmaz ve fiyat konusunda kesinlik sağlar. Dolayısıyla bu bakımından Emisyon Ticareti Sistemi uygulamasından farklıdır [33]. Diğer farklılardan biri de Emisyon Ticaret Sistemi'nin maksimum emisyon seviyesini belirlemesidir. Böylece çevresel sonucun bilinir fakat sonuçta ortaya çıkan fiyatın bilinmemesi durumu söz konusudur. Karbon Vergisi ise uygulanacak fiyatı belirler ve piyasanın çevresel sonucu belirlemesine izin verir [35].

Kısacası her iki uygulama da temel olarak aynı amaca hizmet etseler de Karbon Vergisi altında karbonun maliyeti önceden belirlenip yapılacak olan karbon azaltım miktarı piyasaya bırakılır, emisyon ticaretinde ise yapılacak olan karbon azaltımı miktarı belirlenir ve karbon fiyatı buna göre piyasada oluşur [36].

Kimi ülkelerde Karbon Vergisi'nin sektörlere, bölgelere ve salım miktarına göre farklı oranlarda uygulanması, vergi uygulayan ülkelerin elde ettikleri gelirleri daha az karbonlu bir ekonomiye geçmek için kullanmaları, uygulanacak karbon vergisi fiyatının önceden belirlenmesi, emisyonu sebep olan aktörlerin emisyonlarını azaltma hususunda vergilendirme seçeneğinin iyi bir seçim olduğunu gösterir [31].

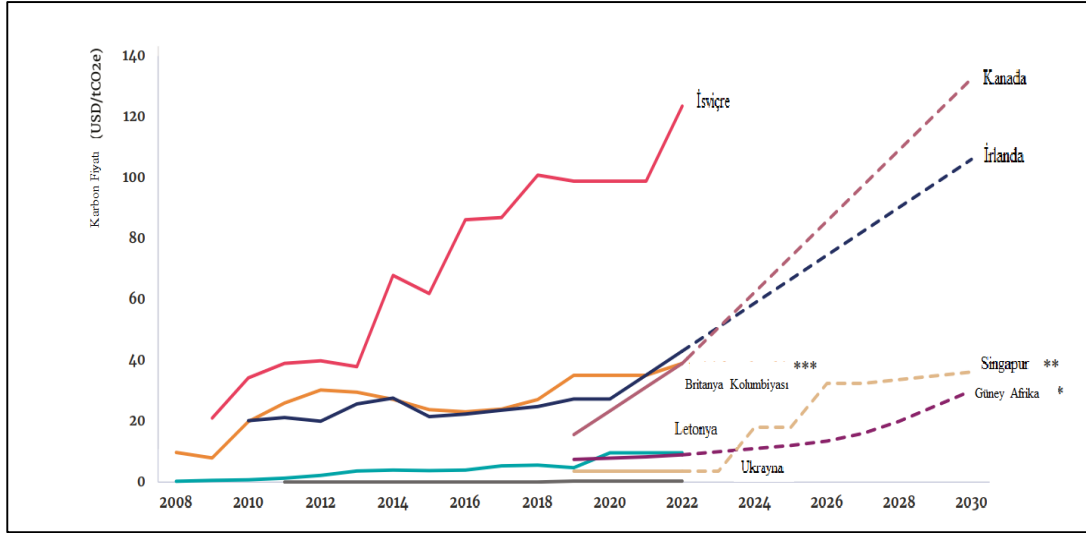
Karbon Vergisi'nin tarihsel sürecine bakıldığında fikir olarak 1970'li yıllarda tartışılmaya başlandığı görülür. Nitekim uygulama aşamasına ise ilk defa 1990'lı yıllarda Kuzey Avrupa ülkelerinde geçilmiştir. Finlandiya vergilendirme uygulamasını ilk gerçekleştiren ülkedir. 1991 yılında ise İsveç uyguladığı karbon vergisini enerji vergisi ile ilişkilendirerek Finlandiya'yı takip etmiştir. İsveç'te karbon vergisinin getirilmesiyle mevcut enerji vergileri %50 oranında azaltılmıştır. Bu tarihten itibaren vergilendirme politikalarını deneyen ve uygulamaya devam eden birçok ülke olmuştur. Özellikle iklim değişikliğinin yarattığı çarpıcı doğal felaketlerin son yıllarda daha gözle görülebilir hale gelmesiyle beraber, 2000'li yıllarda karbon salımının vergilendirilmesi daha çok gündeme gelmiş ve uygulanmaya başlanmıştır [34].

Vergilendirme hususunun ülkeden ülkeye farklılık gösterdiği tezin yukarı ki kısımlarında bahsedilmiştir. Örneğin Arjantin 2018 yılı itibarıyla uygulamaya koyduğu Karbon Vergisi'ni enflasyon ile endekslenmiştir. Finlandiya ise karbon vergisinin

uygulanmasında kullandığı yöntemi 2019 itibariyle değiştirerek salım yapılan emisyonu ek olarak değer zincirindeki bütün faaliyetlerin yarattığı emisyonları da içeren bir vergilendirme sistemi uygulamaya başlamıştır. Hollanda'da yayımlanan İklim Anlaşması'na göre karbon vergisinin sektörlere göre uygulanacağı açıklanmıştır. Portekiz ise uyguladığı karbon vergisini 2019 yılında neredeyse iki katına çıkartmıştır. Singapur'da 2019 yılı itibariyle uygulanmaya başlayan vergi fiyatı belli bir değer üzerinde salım yapan endüstriler için 2023 yılına kadar 4 USD/t CO₂ olarak belirlenmiştir. Karbon vergisi gelişmiş ülkeler haricinde Arjantin, Şili, Güney Afrika, Kolombiya, Meksika ve Ukrayna gibi birçok gelişmekte olan ülke tarafından da uygulanmaktadır. Karbon salımı için koyulan ek vergiler bazı ülkelerde tüm sektörleri kapsarken bazılarında sektör özelinde ele alınmaktadır. Japonya, Kanada ve Singapur enerji sektörünü kapsayan vergileri uygulayan ülkeler arasında gösterilebilir. Bu ülkeler koydukları vergilerle enerji sektörünün yaptığı salımı da fiyatlandırmaktadırlar [34].

Dünya Bankası'nın 2022 yılı Karbon Fiyatlandırma raporuna göre, 2022 yılının Nisan ayından itibaren dünya genelinde karbon fiyatlandırması uygulayan bölge sayısı 68'dir. Bu fiyatlandırmalara 37 karbon vergisi uygulaması, 34 adet ETS uygulaması dâhildir. *(Her iki uygulamaya sahip bölgelerde bulunmaktadır.)* Uruguay'da Ocak 2022'de yeni bir karbon vergisi uygulanmaya başlanmış ve geçtiğimiz yıl Kuzey Amerika'daki yerel bölgelerde (Oregon, New Brunswick ve Ontario) üç yeni ETS uygulamaya konmuştur. Bir ABD eyaleti olan Washington'un yanı sıra Endonezya ve Avusturya'nın da karbon fiyatlandırma uygulaması planı bulunmaktadır. Toplam küresel sera gazı emisyonlarının yaklaşık %23'ü şu anda işletmedeki karbon fiyatlandırma uygulamaları tarafından kapsamaktadır ve bu miktar, 2021 yılındaki küresel kapsama alanına benzer durumdadır [58].

Bazı ülkelerde uygulanmakta olan ve uygulanması planlanan karbon fiyatları Şekil 4.4 ve Şekil 4.5'de gösterilmiştir.



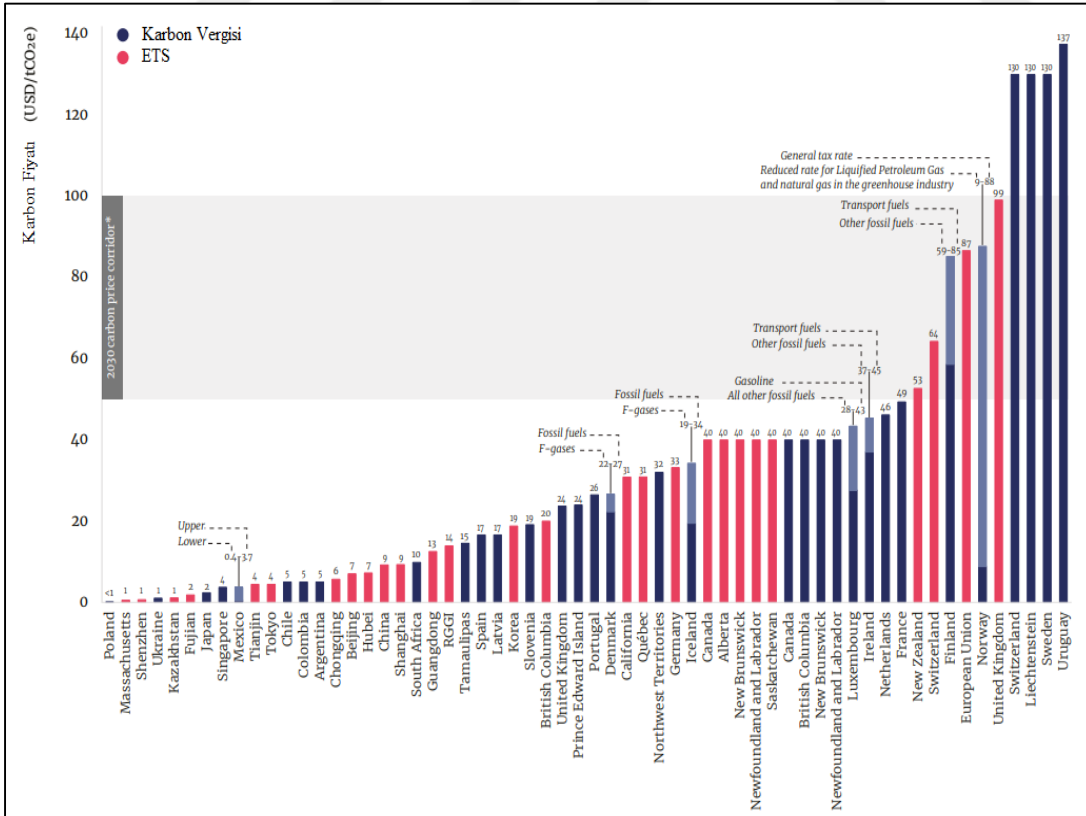
Şekil 4.4 : Bazı ülkelerde uygulanmakta olan ve uygulanması planlanan karbon fiyatları [58].

Noktalı çizgiler, gelecekteki fiyat yörüngelerini bildirmiş olan ülkelerin planlanmış fiyat artışlarını göstermektedir.

* Hükümetin vergi oranını yılda en az 1 ABD Doları artırma hedefine ve bu oranı 2026 yılından 2030 yılında 30 USD/t CO₂e'ye ve 2050 yılının ötesinde 120 USD/t CO₂e'ye artırma hedefine dayanan dayalı tahmini yol

** Singapur hükümeti 2030 yılına kadar 36-58 USD/t CO₂e karbon vergisi oranına ulaşmayı planladığı için bu düşük aralıklı bir tahmindir.

*** British Columbia, federal referans karbon fiyatını karşılamayı veya aşmayı taahhüt etmiştir.



Şekil 4.5 : Bazı ülkelerde uygulanmakta olan ve uygulanması planlanan karbon fiyatları [58].

4.8 Sınırdaki Karbon Düzenleme Mekanizması (SKDM)

Avrupa Birliği'nin (AB) iklimle mücadele kapsamında 2030 yılına kadar karbon emisyonlarını 1990 yılı seviyesine göre %55 azaltma hedefi bulunmaktadır. Bu hedefin yanı sıra nihai hedef 2050 yılında tamamen karbon nötr bir kıta olmaktır. Bu amaçla 2021 yılı Temmuz ayında AB'nin küresel bir iklim lideri olarak itibarını daha da güçlendirecek “55'e Uyum (Fit for 55)” adı altında bir paket yayınlamıştır [39].

“Karbon nötr” ifadesi kullanılmışken bu ifadenin ne anlama geldiğini burada açıklamak yerinde olacaktır, çünkü “karbon nötr” ve “Net Sıfır” ifadeleri karbon piyasasında adı sıklıkla duyulan ifadelerdir. “Karbon nötr” olma durumu, ticari faaliyetler sebebiyle atmosfere salınan karbondioksit eşdeğer miktarda karbondioksitin başka yollarla dengelenmesi (offset edilmesi) anlamına gelir. Karbon n trl ğe ulaşmak, bir işletmenin karbon emisyonlarının  evre üzerinde nötr bir etkisi olması demektir. “Net Sıfır” ise insan kaynaklı faaliyetler nedeniyle atmosfere salınan ve sera etkisine neden olan karbondioksit, metan, azot oksit gibi gazların miktarını yeryüzü tarafından doğal olarak emilen sera gazı miktarıyla e itlemek anlamına gelmektedir. Bir başka ifadeyle “Net Sıfır”, atmosfere yeni emisyonlar eklememek demektir. Yani salım devam edecek ancak bu, atmosferden eşdeğer miktarda gaz emilerek dengelenecektir.

Bir örnekle açıklamak gerekirse, bir üretim tesisi eğer bugün sebep olduğu karbon emisyonuna karşılık gelen karbon kredisini (ormanların ve karbon yutaęı⁴ alanlarının büyütülmesi, karbon tutma teknolojilerinin kurulumu, yenilenebilir enerji yatırımları vb. faaliyetlerden sağlanan karbon emisyon tasarruflarını) satın alırsa “karbon nötr” hale gelmektedir. Aynı  retim tesisi, bilime dayalı hedefler belirleyip seçilmiş bir referans yıla göre karbon (ve varsa diğer sera gazı) emisyonlarını belli bir tarihe kadar azaltırsa ve o yılda hâlâ kalan emisyonlar için de karşılık  derse, “Net Sıfır” şartını yerine getirmiş olacaktır [44].

AB'nin iklimle mücadele çabalarının bir parçası olarak, Sınırdaki Karbon Vergisi Düzenlemesi (SKDM), karbon kaçağı riskini önlemesi ve AB'nin Dünya Ticaret  rg t  uyumluluğunu sağlarken küresel ısınmanın azaltılması konusundaki artan tutkusunu desteklemesi gereken bir iklim önlemi olarak ön plana çıkmaktadır [40]. Bu

⁴ Karbon Yutağı: Karbondioksiti atmosferden yutarak depolayan doğal veya insan yapımı sistemler. Örneğin ormanlar

noktada “**karbon kaçağı**” ifadesini tanımlamak yerinde olacaktır. Esasen “karbon kaçağı” iklim politikalarıyla ilgili maliyetler nedeniyle, işletmelerin üretimlerini daha gevşek emisyon kısıtlamaları olan diğer ülkelere aktarması durumunda ortaya çıkabilecek durumu ifade eder [39].

İklim değişikliği, küresel çözümler gerektiren küresel bir sorundur. AB kendi iklim hedefini yükselttikçe ve buna paralel olarak AB üyesi olmayan ülkelerde çevre ve iklim politikalarının daha az katı geçerli olduğu sürece , 'karbon kaçağı' için güçlü bir risk ortaya çıkmaktadır. Bir Diğer ifade ile AB'de yerleşik şirketler karbon yoğun üretimlerini yurtdışına kaydırabilirler. AB içerisinde üretilen ürünlerinin yerini daha karbon yoğun ithalat ürünleri alabilir. Bu tür bir karbon kaçağı, sera gazı emisyonlarını Avrupa dışına kaydırabilir ve bu nedenle AB ve küresel iklim çabaları ciddi şekilde baltalanabilir. SKDM, yerli ürünler ile ithal edilen ürünler arasındaki karbon fiyatını eşitleyecek ve üretimin iklim politikalarının daha az katı geçerli olduğu ülkelere kaymasını engelleyecek, AB'nin iklim hedeflerinin baltalanmamasını sağlayacaktır [40].

Dünya Ticaret Örgütü (WTO) kurallarına ve AB'nin diğer uluslararası yükümlülüklerine uygun olarak tasarlanan SKDM sistemi şu şekilde çalışacaktır;

AB ithalatçıları, ithal edilen ürünler eğer AB'nin karbon fiyatlandırma kurallarına göre üretilmiş olsaydı ödenecek olan karbon fiyatına karşılık gelen karbon sertifikalarını satın alacaklardır. Aksi durumda, AB üyesi olmayan bir üretici, ithal ettiği malların üretiminde kullanılan karbon için üçüncü bir ülkede zaten bir fiyat ödediğini ispat edebildiğinde, ilgili maliyet AB ithalatçısı için tamamen düşülecektir. Böylelikle SKDM, AB üyesi olmayan ülkelerdeki üreticileri üretim süreçlerini yeşillendirmeye teşvik ederek karbon kaçağı riskini azaltmaya yardımcı olacaktır [40].

SKDM, uzun yıllardır tartışılan ve bazı ülke ve eyaletlerde uygulanan bir mekanizmadır. Nihai amaç tek taraflı iklim politikası uygulayan ülkelere/bölgelerde üreticilerin karşılaştıkları rekabet dezavantajlarını ortadan kaldırmaktır. Mekanizma ilk kez 1980'lerde ve 90'larda belirli kimyasalların ithalatıyla ilgili yerli mallar üzerindeki vergileri dengelemek ve ozon tabakasını incelten maddelerin girişini vergilendirmek için kullanılmıştır. Halen yürürlükte olan ilk ve tek SKDM, Kaliforniya'da elektrik ithalatının 2013 yılında Kaliforniya'nın “Sınırla ve Sat” (ETS) programına dâhil edilmesiyle birlikte uygulanmaya başlamıştır. Elektriğin satın

alındığı eyalet Kaliforniya'nın Emisyon Ticaret Sistemi'ne bağlı bir karbon fiyatlandırma sistemine sahip değilse, elektrik ithalatçılarının ithal edilen elektriğin karbon içeriği için karbon izinleri satın almalarını gerekir.

California Hava Kaynakları Kurulu (2020) verilerine göre, elektrik ithalatının sera gazı içeriği 2011 yılında 0,5 ton CO₂e/MWh iken yarı yarıya düşerek 2018 yılında 0,25 ton CO₂e/MWh'ye olmuştur. Ayrıca eyalette üretilen elektriğin emisyon yoğunluğu da 0,2 ton CO₂e/MWh'nin altına düşmüştür[38]. Kanada ve Japonya gibi bazı ülkeler de benzer girişimler planlamaktadır [40].

SKDM aşamalı olarak uygulanacak ve başlangıçta yalnızca yüksek karbon kaçağı riski taşıyan ve yüksek karbon emisyonuna sahip belirli sayıda ürün için geçerli olacaktır. Bu ürünler; “**demir-çelik, çimento, gübre, alüminyum ve elektrik**” olarak belirlenmiştir. Bu ürünler için ayrıca 2023'ten itibaren sorunsuz bir şekilde piyasaya arzı kolaylaştırmak ve üçüncü ülkelerle diyalogu kolaylaştırmak amacıyla bir raporlama sistemi uygulanacak ve ithalatçılar 2026'da mali düzenleme ile karbon vergisi ödemeye başlayacaklardır. Komisyonun önerisine göre, ithalatçılar, 2023'te başlayıp 2025'in sonunda sona erecek bu geçiş aşamasında, mallarında bulunan emisyonları herhangi bir mali düzenleme ödemedi raporlamak zorunda kalacaklardır. Mekanizma 2026'da tam olarak faaliyete geçtiğinde, AB ithalatçılarının bir önceki yıl AB'ye ithal ettikleri toplam mal miktarını ve gömülü emisyon miktarını yıllık olarak beyan etmeleri ve karşılık gelen SKDM sertifikalarını teslim etmeleri gerekecektir [40].

Sistemin işleyişi ise şu şekilde gerçekleşecektir;

SKDM, ithalatçılar tarafından sertifika satın alınması prensibine dayanması anlamında bir bakıma ETS'yi yansıtacaktır. Sertifikaların fiyatı, salınan € / ton CO₂ olarak ifade edilen AB ETS tahsislerinin haftalık ortalama açık artırma fiyatına bağlı olarak hesaplanacaktır. Ürünlerin ithalatçıları, bireysel olarak veya bir temsilci aracılığıyla, SKDM sertifikaları alabilecekleri ulusal makamlara kayıt yaptırmak zorunda kalacaklardır. Ulusal makamlar, beyan sahiplerinin SKDM sistemine kaydedilmesine, beyanların gözden geçirilmesine ve doğrulanmasına izin verecektir. Ayrıca, ithalatçılara SKDM sertifikalarının satışından da sorumlu olacaklardır. SKDM kapsamındaki malları AB'ye ithal etmek için, her yıl 31 Mayıs'a kadar, bir önceki yılda AB'ye ithal edilen malların miktarını ve bu mallardaki gömülü emisyonları beyan

edeceklerdir. Aynı zamanda ithalatçıların yetkili makamlardan önceden satın almış oldukları SKDM sertifikalarını da teslim etmeleri gerekmektedir. SKDM, ithalatçıların AB ETS kapsamında yerli üreticilerle aynı karbon fiyatını ödemesini sağlayarak, AB'de yapılan ürünler ve başka yerlerden yapılan ithalatlar için eşit muameleyi sağlayacak ve karbon kaçağını önleyecektir [40].

SKDM'ye tabi ürünler için gömülü emisyonlar hakkındaki bilgiler, AB'de kayıtlı ithalatçılara, AB dışı üreticileri tarafından iletilecektir. Mallar ithal edilirken bu bilgilerin mevcut olmadığı durumlarda, AB ithalatçıları satın almaları gereken sertifika sayısını belirlemek için her bir ürün için CO₂ emisyonlarında varsayılan değerleri (sistem kesin olarak devreye girdiğinde bile) kullanabilecektir. İthalatçılar yine de bir mutabakat prosedürü sırasında gerçek emisyonları gösterebilecek ve uygun sayıda SKDM sertifikasını buna göre teslim edebilecektir. Prensip olarak AB üyesi olmayan tüm ülkelerden ithal edilen ürünler SKDM kapsamında yer alacaktır. Bununla birlikte, ETS'ye katılan veya AB ETS ile bağlantılı bir Emisyon Ticaret Sistemi'ne sahip olan belirli üçüncü ülkeler, mekanizmanın dışında tutulacaktır. Bu durum Avrupa Ekonomik Alanı üyeleri ve İsviçre için de geçerlidir. SKDM, elektrik piyasalarını AB ile entegre etmek isteyen ülkelerde üretilen ve ithal edilen elektriğe, bu elektrik piyasalarının tamamen entegre olduğu noktaya kadar uygulanacaktır. Bu noktada ve belirli yükümlülüklerin ve taahhütlerin uygulanmasıyla bağlantılı koşullar altında, bu ülkeler mekanizmadan muaf tutulabileceklerdir [40].

Bu noktada Türkiye açısından bakıldığında Avrupa'ya ithal edilen elektrik için Türkiye ve AB arasında entegre bir elektrik piyasası yapısının olması büyük avantaj sağlayacaktır. Hâlihazırda AB içerisinde bütünsel bir Gün Öncesi (Tek Gün Öncesi Piyasası- SDAC) [41] ve Gün İçi Piyasaları (Tek Gün İçi Piyasası- SIDC) mevcuttur[42]. 2010 yılından itibaren ENTSO-E (Avrupa Elektrik İletim Sistemi İşleticileri Ağı) ile senkron paralel olarak işletilen iletim sistemimiz entegre bir elektrik piyasası aşamasında büyük öneme sahiptir.

SKDM devreye girdiğinde Türkiye'nin ne derece etkileneceği TÜSİAD tarafından 2020 yılında yayınlanan “Ekonomik Göstergeler Merceğinden Yeni İklim Rejimi” adlı raporda ele alınmıştır. Rapora göre Türkiye ihracatının maruz kalabileceği toplam karbon maliyeti;

SKDM altında karbonun ton fiyatı 30 Euro/tCO₂e olduğunda;

Kapsam 1 Toplam Maliyet: 478 Milyon Euro

Kapsam 1 + Kapsam 2 Toplam Maliyet: 1085 Milyon Euro

SKDM devreye girdiğinde karbonun ton fiyatı 50 Euro/tCO₂e düzeyinde olduğunda;

Kapsam 1 Toplam Maliyet: 798 Milyon Euro

Kapsam 1 + Kapsam 2 Toplam Maliyet: 1809 Milyon Euro

olarak hesaplanmıştır.

Türkiye'nin iklim değişikliği politikalarının gerçekleşmesi durumunda (yani Türkiye'nin Birleşmiş Milletler Sekretaryasına sunduğu Ulusal Katkı Niyet Beyan'ındaki (INDC) %21 emisyon azaltımını mümkün kılacak bir karbon fiyatlandırma stratejisinin izlemesi durumunda) 1 \$ milli gelir başına CO₂ emisyonu 2018'deki 0,66 kg/\$ düzeyinden 0,49 kg/\$'a gerilemekte; dolayısıyla birim GSYH başına karbon emisyonu verimliliği yükselmektedir. Türkiye'nin iklimle mücadele politikalarını değiştirmedeği durumda olası bir SKDM'nin ekonomide yaratacağı GSYH kaybı 2030 yılı itibarıyla %2,7-%3,6 mertebesinde olacağı görülmüştür. Bununla birlikte farklı emisyonlara yönelik uygulanan vergilerin ekonomik büyüme açısından birbirinden farklı sonuçlara sebep olabileceğine işaret ettiği belirtilmektedir. Örneğin SO₂ gazına uygulanacak bir vergilendirme 2030 yılı milli gelirde %1,5 azaltım gerçekleştirmektedir. Yakıtlardaki kükürt oranına getirilecek 500 \$/ton vergi uygulaması ise milli gelirde %3,3- %6,9 arası bir düşüşe sebebiyet vermektedir. Oysa ki NO_x gazlarına uygulanacak vergilerin milli geliri artıracakları belirtilmiştir. Bunun sebebinin ise NO_x emisyonların daha çok ithal edilen petrol ve petrol türevi ürünlerden kaynaklandığı, vergilendirme durumunda ithal edilen bu ürünlerde düşüş yaşanacağı ve üretimin NO_x içermeyen ya da daha düşük içeren ürünlere kayacağı, sektörler arası bu ikamenin de milli geliri artıracakları belirtilmektedir [43].

“Türk Enerji Sektörünün Gelişimi ve Paris Anlaşması Hedefleri” başlığı altında yapılan başka bir çalışmada Emisyon Ticaret Sistemi'nin farklı senaryolar altında Türkiye üzerindeki etkileri incelenmiştir. Hesaplanabilir Genel Denge Modeli (Computable General Equilibrium Model-CGE) kullanılarak yapılan analizler, nükleer santralin ve yenilenebilir enerji sübvansiyonlarının olduğu bir senaryo (1.Senaryo) ile nükleer santralin olmadığı (2. Senaryo) senaryolar altında gerçekleştirilmiştir. Analiz

sonuçlarına göre herhangi bir politika olmadan 2030 yılında birincil enerjinin ağırlıklı olarak petrol, doğal gaz ve kömürden karşılanacağı ortaya çıkmıştır. Bununla birlikte, bir emisyon ticareti planı kapsamında, yüksek karbon maliyeti nedeniyle hem birinci senaryoda hem de ikinci senaryoda kömürle çalışan elektrik üretimi 2030 yılına kadar ortadan kalkacaktır. Nükleer olduğu ve karbon fiyatının 50 \$/ton olduğu senaryoda nükleer olmadığı ve karbon fiyatının 70 \$/ton olduğu senaryoya göre sera gazı emisyonları %3,1 daha düşük olacaktır. Çalışmanın sonuçlarına göre, Türkiye'nin taahhüdünün yerine getirilmesinin 2030 yılına kadar yaklaşık %0,8–1 gibi mütevazı bir ekonomik maliyetle mümkün olabileceğini göstermiştir [102].

4.9 Ülke Bazlı Emisyon Ticaret Sistemleri

4.9.1 Avrupa birliği emisyon ticaret sistemi (AB ETS)

Avrupa Birliği Emisyon Ticaret Sistemi (AB ETS), Avrupa Birliği (AB) dahilinde, enerji ve endüstriyel tesislerden ve Avrupa içi havacılıktan kaynaklanan iklime zarar veren sera gazı emisyonlarını uygun maliyetli bir şekilde azaltmak için uygulanan merkezi iklim koruma aracıdır. AB ETS, toplamda yaklaşık 10.000 sabit tesisi kapsamakla birlikte AB'nin toplam sera gazı emisyonlarının neredeyse yüzde 40'ını kapsamaktadır. Avrupa genelinde tek tip olarak düzenlenmekte ve uygulanmakta olan sistem, kapsam içerisinde yer alan sektörlerdeki tüm katılımcılar için maksimum toplam emisyon hacmini belirleyen, ticarete konu olan emisyon izinlerine dayanmaktadır [45].

2005 yılında kurulan AB ETS, dünyanın ilk uluslararası Emisyon Ticaret Sistemi'dir [46].

Avrupa Emisyon Ticareti Sistemi (AB ETS), 27 AB üye devletinin tamamında uygulanmaktadır. Ayrıca Norveç, İzlanda ve Lihtenştayn, AB ETS'ye katılmıştır. Birleşik Krallık -Kuzey İrlanda'daki birkaç tesis dışında- kendi Emisyon Ticaret Sistemi'ni uygulamaya koyması sebebiyle 2021 yılının başından itibaren AB ETS'ye kapsamında yer almamaktadır [45]. AB ETS, diğer ülkelerde ve bölgelerde emisyon ticaretinin gelişimine de ilham vermekle birlikte AB, AB ETS'yi diğer uyumlu sistemlerle ilişkilendirmeyi amaçlamaktadır [46]. Bu doğrultuda AB ETS, İsviçre'deki Emisyon Ticaret Sistemiyle de bağlantılı olarak işlemektedir [45].

Sisteme konu olan sera gazları CO₂ (Karbondioksit), NO₂ (Nitritoksit) ve PFCs (Perflorokarbonlar) olarak adlandırılan gazlardır. NO₂ ve PFC esasında CO₂'den çok daha zararlı etkiye sahip olan gazlar olarak öne çıkmaktadır. (NO₂ CO₂'den 300 kez; PFC CO₂'den 6000 kez daha zararlıdır) [45].

Ticarete konu olan emisyon izinleri (emisyon tahsisatları) 1 ton CO₂'e eşdeğer olan (CO₂e) sertifikalardır. Bu sertifikalar EUA olarak (EU Allowance kısaltması) da adlandırılmaktadırlar. Her kullanıcı, emisyon ticaretine tabi olan tesislerinin emisyonları için bu tür izinleri teslim etmelidir. Bu amaçla, her işletmecinin AB Emisyon Ticaret Kayıt Sisteminde (EU Emissions Trading Registry) bir emisyon tahsisat hesabı bulunur. Bu kayıt sistemi Birlik Kaydı (Union Registry) olarak da isimlendirilmektedir. AB ETS'ye katılmak için şirketler veya bireyler Birlik Kaydında bir hesap açmalıdır. Birlik Kaydı, AB Emisyon Ticaret Sistemi (EU ETS) kapsamında verilen tüm tahsisatların doğru bir şekilde muhasebeleştirilmesini garanti eder. Tüm işlemler (alım, satım... vb) bu hesaplara kaydedilmektedir. Birlik Kaydı, Avrupa Komisyonu tarafından işletilmektedir. Emisyon ticaretine dâhil olan devletlerin, sorumlu oldukları hesapları yönettikleri kendi alanları bulunmaktadır. Örneğin Almanya için, Alman Emisyon Ticareti Kurumu (DEHSt), Birlik Kaydında yaklaşık 2.750 hesabı yönetmektedir. Bu görevde, hesap açmak için Alman başvurularını ele alır ve emisyon izinleri verir. Kayıt, tıpkı bir bankanın tüm müşterilerinin ve paralarının kaydını tutması gibi, elektronik hesaplarda tutulan tahsisatların sahipliğini takip eder. Bu tahsisatlar her takvim yılında faturalandırılmaktadır. Mart ayı sonuna kadar işletmeler, tesislerinin bir önceki yıla ait sera gazı emisyonlarını belirlemelidirler. Bu veriler önce ulusal olarak akredite edilmiş doğrulayıcılar (örneğin TÜV ve diğer büyük test kuruluşları) tarafından kontrol edilir ve daha sonra Birlik Kaydına iletilir. İşletmeler, uygun emisyon izinlerini en geç Nisan ayı sonuna kadar Birlik Kaydına teslim etmelidir. Teslim edilmeyen yetersiz emisyon tahsisatı olması durumunda ağır yaptırımlar uygulanmaktadır. Bu gibi durumlarda her tahsisat için 100 Euro ödenmesi gerekmektedir. Dolayısıyla tüm işletmeler yeterli düzeyde emisyon izinlerini Nisan ayı sonuna kadar teslim ettiklerinden emin olmalıdırlar. Eksik tahsisatlar için enerji borsalarında (Leipzig EEX ve Londra ICE gibi) alım satımı işlemi gerçekleştirebilirler [45]. Birlik Kaydı, AB ETS'ye katılan tüm ülkeleri kapsamaktadır. Kayıt içerisinde gerçekleştirilen tüm işlemler European Union Transaction Log (EUTL) tarafından kontrol edilmektedir. EUTL bu görevi Birlik

Kaydı kurulmadan önceki Community Independent Transaction Log (CITL) devralmıştır [47].

Emisyon Ticaret Sistemi'nin nasıl işlediği tezin önceki bölümlerinde açıklanmıştı. Dolayısıyla AB ETS'de de 2013 yılından bu yana, her yıl sabit bir sayı ile azaltılan, aynı zamanda Doğrusal İndirgeme Faktörü (Linear Reduction Factor-LRF) olarak da adlandırılan, Avrupa çapında bir üst sınır mevcuttur. Üçüncü ticaret döneminde (2013-2020 yılları arasını kapsayan dönem) üst sınır her yıl 38 milyon tahsisat azaltılmıştır. Dördüncü ticaret döneminde (2021 ile 2030 yılları arasını kapsayan dönem) LRF, Brexit'in ardından yaklaşık 43 milyon tahsisat olacaktır. Avrupa Birliği'nin genel iklim koruma hedefi 1990'a kıyasla en az yüzde 40'tan minimum yüzde 55'e yükseltildiğinden, üst sınır ve doğrusal azaltma faktörü dördüncü ticaret döneminde ayarlanmalıdır. Emisyon izinleri, emisyon ticaretine konu olan katılımcılara ücretsiz tahsis veya satış (açık artırma) şeklinde verilebilir. *(Hatırlarsanız tahsisatların sistemde yer alan aktörlere ne şekilde dağıtıldığı hakkında daha önce bilgi verilmişti)* Prensip olarak, kirleten öder ilkesinin bu şekilde dikkate alınması ve devletin iklim koruma tedbirleri için kullanılabilecek gelir elde edebilmesi nedeniyle emisyon izinlerinin satışı tercih edilmelidir. Ancak, birlik dışındaki ülkelerde yer alan rakip şirketler daha düşük iklim koruma gerekliliklerine tabi olduklarından ya da daha düşük CO₂ fiyatlarına tabi tutulduklarından ve bu düşük CO₂ fiyatları devam ettiği sürece yüksek enerji tüketimine sahip Avrupa endüstrisinin rekabet gücünü kaybetmesi ve üretim ile birlikte buna bağlı emisyonları kıta dışına taşıması (karbon kaçağı) riski vardır. Bu nedenle, katı ve tek tip AB kriterlerine dayalı olarak sanayi ve ısı üretimine yıllık olarak azalan bir ücretsiz tahsisat verilmektedir [45].

Şirketler sahip oldukları kredi miktarlarından daha düşük seviyede emisyon hacimlerini yakaladıkları takdirde, ellerindeki fazla kredileri o anki talebi göz önünde bulundurarak bir fiyat belirleyip satabilirler. Emisyon limitlerine uyabilme konusunda zorlanan kuruluşlar, emisyonlarını azaltmak için ya daha verimli temiz teknolojilerine yatırım yaparak ya da daha az karbon yoğun enerji kaynaklarını kullanarak gerekli önlemleri almaları gerekecektir. Bir diğer yol ise ihtiyaç duydukları ekstra kredileri satın almaktır. Bazen kuruluşlar bu yöntemlerden birini tercih edebilirken bazen de diğer yöntemleri de aynı anda benimseyebilmektedirler. Amaç en az maliyetli bir şekilde sonuca ulaşmaktır. Her yılın sonunda, sistem dahilindeki kuruluşlar kendilerine tahsis edilmiş karbon emisyonlarına eş değer kredi miktarlarını iade

ederler. Bu krediler bir daha kullanılmamaları için iptal edilirler. Kuruluşlar geriye kalan kredileri satabilirler ya da gelecek dönemlerde kullanmak üzere bankaya yatırabilirler [27].

Bununla birlikte ETS'nin işleyişinde bazı aksaklıklar da gözlemlenmiştir. Üye devletlerin karbon kredilerinin dağıtılmasında farklı yöntemler kullanması sistemin işlevselliğini ve güvenilirliğini sarsmıştır. Bir kısım üye devlet kendi işletmelerine fazlasıyla kredi dağıtırken, bir kısım üye devletin ise kredilerin dağıtılması konusunda daha kısıtlayıcı ve kontrolcü bir tutum sergilemesi bir takım sorunlara sebebiyet vermiştir. Nitekim yeterli krediyi bulamayan bazı devletlerdeki şirketlerin, kredileri bolca dağıtan devletlerin şirketlerinden kredi satın almaları haksız rekabet ortamı oluşturmuştur. Örneğin 2006 yılında Fransa, Estonya, Hollanda ve Çek Cumhuriyeti'nin karbon kredilerini bolca dağıttıklarının ortaya çıkması, karbon piyasalarında karbon kredilerinin birim fiyatlarının düşmesine sebep olmuştur. Bu olumsuz verilerin ışığı altında, ETS'nin ilk taahhüt döneminde iklim değişikliği sınır ötesi sorunuyla mücadelede yeterince etkili olamadığı anlaşılmıştır[27].

4.9.2 İsviçre emisyon ticaret sistemi

İsviçre ETS, fosil yakıtlar üzerindeki CO₂ vergisine alternatif bir seçenek olarak 2008'de beş yıllık gönüllü bir aşamayla başlamıştır. Hâlihazırda 2021-2030 yıllarını kapsayan 3. (üçüncü) faz dönemi uygulanmaktadır [49]. İsviçre Emisyon Ticaret Sistemi'ne 20 MW'ın üzerinde kurulu enerji kapasitesine veya yılda 25.000 tonun üzerinde sera gazı emisyonuna sahip İsviçreli şirketlerin katılmaları gerekmektedir [48]. Kapsam dâhilinde büyük ölçüde çimento, kimya, ilaç, kâğıt, rafineri ve çelik sektörlerinden şirketler bulunmaktadır. 2019'da ülkenin toplam sera gazı emisyonlarının yaklaşık %11'i ETS kapsamı içerisinde yer almıştır. ETS'ye katılanlar CO₂ vergisinden muaf tutulmaktadır [49].

Orta ölçekli firmalar, karbon vergisi ödemekle ETS'ye katılmak arasında seçim yapabilmektedir. Hem karbon vergisi hem de gönüllü ETS 2008'de uygulamaya konulmuş bunun yanı sıra ETS'ye katılım, 28 Şubat 2013'te büyük firmalar için zorunlu hale gelmiştir [48].

İsviçre'nin iklim mevzuatının temel çerçevesini oluşturan CO₂ Yasası, 2021 yılı Ocak ayında yürürlüğe girmiştir. Ardından tamamen revize edilen yasa, 2021 yılı Haziran ayında halk oylamasına sunulmuştur. Ülkenin uzun vadeli NDC hedeflerini

karşılamaya yönelik bir dizi önlem içeren yasa, küçük bir farkla çoğunluğu elde edememiştir. Bu durum karşısında hükümet, 2030 yılına kadar %50 emisyon azaltma hedefine ulaşmak için Aralık 2021'de istişare için yeni bir politika paketi sunmuştur. Buna paralel olarak, popüler bir inisiyatifin tetiklediği 2050 yılı için Net Sıfır hedefini anayasaya yerleştirmek için tartışmalar devam etmektedir [49].

İsviçre ETS kapsamında karbon tahsisatları ücretsiz ya da ihale usulü ile katılımcılara dağıtılmaktadır. 2022 yılı itibariyle, açık artırma hacimleri bir piyasa istikrar mekanizmasına (market stability mechanism) tabidir. Piyasa İstikrar Mekanizması, tahsisat sayısı belirli bir eşik değeri aştığında ihale hacimlerini azaltan bir mekanizma olarak 2022 yılında uygulamaya konulmuştur. Sirkülasyondaki tahsisat sayısı ve önceki yılda mevcut olan maksimum emisyon tahsisat miktarı (sınır) eşik değerinin hesaplanmasında belirleyici unsurlardır. Tahsisat sayısı bir önceki yılın tavanını yarıdan fazla aşarsa, piyasa istikrar mekanizması o yılın ihale hacmini %50 oranında azaltmaktadır. Bu durumda ihale edilmemiş tahsisatlar uyum döneminin bitiminden sonra geçerliliğini kaybetmektedir. Mekanizma, piyasa dinamikleri ve AB'deki gelişmelere göre düzenli olarak gözden geçirilmektedir. İsviçre ETS, AB ETS Piyasa İstikrar Rezervi'ne* tabi değildir [49].

**AB ETS Piyasa İstikrar Rezervi uzun vadeli bir çözüm olarak, Ocak 2019'da faaliyete geçmiştir. Rezerv, cari ödenek fazlasını ele alarak ve açık artırmaya çıkacak tahsisatların arzını ayarlayarak sistemin büyük şoklara karşı dayanıklılığını artırmaktadır [50].*

4.9.3 Kaliforniya karbon üst sınır ve ticaret programı

Kaliforniya'nın Karbon Üst Sınır ve Ticaret Programı, sera gazı ve diğer emisyonları azaltma yolunda piyasa temelli bir uygulama olmakla birlikte dünyadaki en büyük çok sektörlü emisyon ticaret sistemlerinden biridir. Kalifornia'nın programı, Kuzey Amerika'daki ilk çok sektörlü emisyon üst sınırı ve ticaret programını temsil etmektedir. Bölgesel Sera Gazı Girişimi (RGGI) ve Avrupa Birliği Emisyon Ticareti Sistemi'nden (AB ETS) alınan dersler üzerine inşa edilen Kalifornia programı, kanıtlanmış piyasa unsurlarını kendi politika yenilikleriyle harmanlamaktadır [51]. 2006 Kaliforniya Küresel Isınma Çözümleri Yasası, Kaliforniya eyaletinin sera gazı emisyonlarını 2020 yılına kadar 1990 seviyelerine düşürmesini şart koşturmuştur [48]. Buna uymak için Kaliforniya Hava Kaynakları Kurulu (CARB) 2012 yılında bir ETS

kurmuştur [48]. Sera gazı emisyonlarının 2020 yılına kadar 1990 seviyelerine düşürülmesi hedefine ise 2016 yılında ulaşılmıştır[51]. Programın ayrıca 2030 yılına kadar 1990 seviyelerinin %40 altına ve 2050 yılına kadar da 1990 seviyelerinin %80 altına düşürmeye yönelik hedefi bulunmaktadır. 2045 yılına kadar %100 karbonsuz elektriğe ve 2045 yılına kadar ekonomi çapında karbon nötrlüğüne ulaşmak da programın bir diğer hedefidir [51]. Emisyon Üst Sınırı ve Ticareti Programı, Kaliforniya'nın sera gazı emisyonlarını azaltma stratejisinin önemli bir unsurudur. Kaliforniya'nın sera gazı emisyonlarını azaltma hedeflerini maliyet etkin bir şekilde karşıladığından emin olmak için diğer önlemleri tamamlar niteliktedir [53].

Üst sınır ve ticaret kuralları ilk olarak yılda 25.000 ton karbondioksit eşdeğeri yayan elektrik santralleri ve endüstriyel tesislere uygulanmıştır. 2015 yılından itibaren program, 25.000 metrik ton eşliğini karşılayan akaryakıt distribütörlerini kapsayacak şekilde genişletilmiştir. Programın genel sera gazı emisyon üst sınırı, 2015 yılından 2020 yılına kadar yıllık yüzde üç (% 3) azalmıştır. 2021 yılından 2030 yılına kadar ise % 5 (yüzde beş) daha azaltmak için tasarlanmıştır. Emisyon izinleri, ücretsiz tahsis ve üç aylık açık artırmaların bir karışımıyla dağıtılmaktadır. Ücretsiz tahsisatların kapsadığı emisyon kısmı, sektöre ve her bir tesisin sektör kriterlerine göre ne kadar verimli olduğuna göre değişmektedir. Kaliforniya'nın programdan elde ettiği gelirler, eyaletin Sera Gazı Azaltma Fonuna yatırılmakta ve ardından sera gazı emisyonlarını daha da azaltan programları uygulamak için devlet kurumlarına tahsis edilmektedir. Gelirlerin %35'inin yasa gereği çevresel olarak dezavantajlı ve düşük gelirli topluluklara yönlendirilmesi gerekmektedir [51].

Programın kapsadığı kuruluşlar arasında büyük elektrik santralleri, büyük endüstriyel tesisler ve yakıt distribütörleri (örneğin, doğal gaz ve petrol) bulunmaktadır. Toplamda 450 işletme program kapsamındadır ve Kaliforniya'nın toplam sera gazı emisyonlarının yaklaşık yüzde 85'inden sorumlu olan bu işletmeler buna uymak zorundadır. Kaliforniya ayrıca sistemini Kanada'nın Quebec Eyaleti'nin Üst Sınır ve Ticaret Programıyla ilişkilendirmiştir. ETS ilişkilerinin program kapsamındaki işletmelerin uyum için diğeri tarafından verilen emisyon izinlerini (veya denkleştirmeleri) kullanabilmelerine imkan sağlaması emisyon üst sınırı altındaki işletme sayısını artırarak ve şirketlere emisyonlarını azaltmaları için daha fazla seçenek sunarak uyum maliyetlerini düşürmektedir [51].

4.9.4 Çin emisyon ticaret sistemi

2021 yılında devreye alınan Çin Emisyon Ticaret Sistemi kapsam bakımından dünyanın en büyük Emisyon Ticaret Sistemi'dir. Diğer Emisyon Ticaret Sistemlerinde olduğu gibi nihai amaç karbon emisyonlarının etkin kontrolüne ve kademeli olarak azaltılmasına katkıda bulunmaktır. 2030 yılına kadar Çin, emisyon miktarlarını en üst seviyeye getirme niyetindedir, fakat 2060 yılında tamamen karbon nötr bir ülke hedefi taşımaktadır. Dolayısıyla devreye alınan ETS karbon nötrlüğüne ulaşma hedeflerine ulaşmak için önemli bir politika önlemi olacaktır. ETS, enerji sektöründen yılda 26.000 tondan fazla karbon emisyonuna sebep olan 2.000'den fazla şirketi (birleşik ısı ve elektrik ile diğer sektörlerdeki sabit enerji santralleri dahil) düzenlemektedir. Çin Ulusal ETS'sinin, ulusal karbon emisyonlarının %40'ından fazlasını oluşturan 4 milyar tCO₂'den fazlasını kapsadığı tahmin edilmektedir. Gerçek üretim seviyelerine dayalı olarak üst sınırdan sonradan ayarlamalar içeren yoğunluğa dayalı bir sistemdir [54]. Bu şu anlama gelmektedir. Tahsisatlar, kömür ve gaz yakıtlı elektrik santrallerinin fiili üretim seviyelerine ve yalnızca kömür ve gaz yakıtlı elektrik santrallerini kapsayan önceden belirlenmiş emisyon yoğunluğu kriterlerine göre kapsam dahilindeki kuruluşlara ücretsiz olarak tahsis edilir. Bu, kapsanan emisyonlar için önceden belirlenmiş bir mutlak üst sınır belirleyen AB ETS gibi çoğu Emisyon Ticaret Sistemi'nden farklı olduğu anlamına gelir [55]. Uyum yükümlülükleri şu anda sınırlıdır ve farklı elektrik üretimi türleri arasında değişiklik göstermektedir. Sistem zaman içinde diğer sektörlerle yayılacak ve politika tasarımı ve uygulamasında ince ayar yapacaktır. Çin genelinde mevcut durumda pilot uygulama olarak bölgesel düzeyde Emisyon Ticaret Sistemleri mevcuttur. Mevcut Çin bölgesel ETS pilot uygulamaları, kademeli olarak ulusal ETS'ye geçiş yapmaktadır. Kısa vadede pilot uygulamalar, ulusal pazarda yer almayan sektör ve kuruluşları kapsayacak şekilde ulusal pazara paralel olarak faaliyet göstermeye devam edecektir. Orta ve uzun vadede ise ulusal ETS'ye daha fazla sektör dahil edildiğinden, halihazırda bölgesel sistemler tarafından kapsanan kuruluşların ulusal pazara entegre edilmesi beklenmektedir [54].

Başlangıçta Ulusal Kalkınma ve Reform Komisyonu'nun (National Development and Reform Commission-NDRC) sorumluluğu altında olan, 2018'de iklim değişikliği politika portföyü (ETS'nin geliştirilmesi dahil) yeni kurulan Ekoloji ve Çevre Bakanlığı'na (Ministry of Ecology and Environment -MEE) kaydırılmıştır. 2021 yılının sonunda, MEE, kapsanan emisyonların %99,5'ini temsil eden kuruluşların

uyum sağladığı 2019 ve 2020 yıllarını kapsayan ilk uyum döneminin başarılı bir şekilde sonuçlandığını duyurmuştur [54].

Karbon tahsisatları diğer ETS’lerde olduğu gibi ücretsiz ya da ihale usulü ile dağıtılmaktadır. Ücretsiz tahsis kapsamında 4 (dört) farklı sınıflandırma mevcuttur. Bu sınıflandırmalar “300 MW’ın altındaki konvansiyonel kömür santralleri”, “300 MW’ın üzerindeki konvansiyonel kömür santralleri”, “geleneksel olmayan kömür santralleri” ve “doğal gaz santralleri” olarak belirlenmiştir. Tesisler, karşılık gelen kıyaslama faktörü (corresponding benchmark factor) ile çarpıldığında 2018 yılı çıktılarının %70’i oranında ödenek almışlardır. Tahsisler daha sonra 2019 ve 2020’deki fiili üretimi yansıtabilecek şekilde ayarlanmıştır [54].

İhale usulü dağıtılan tahsisler ise ücretsiz tahsis yoluyla gerçekleşmektedir, ancak Taslak Geçici Yönetmelik, açık artırmanın getirileceğini ve kademeli olarak genişletileceğini açıklamaktadır. Nitekim bu durum için herhangi bir zaman çizelgesi oluşturulmamıştır [54].

4.9.5 Bölgesel sera gazı girişimi (Regional Greenhouse Gas Initiative –RGGI)

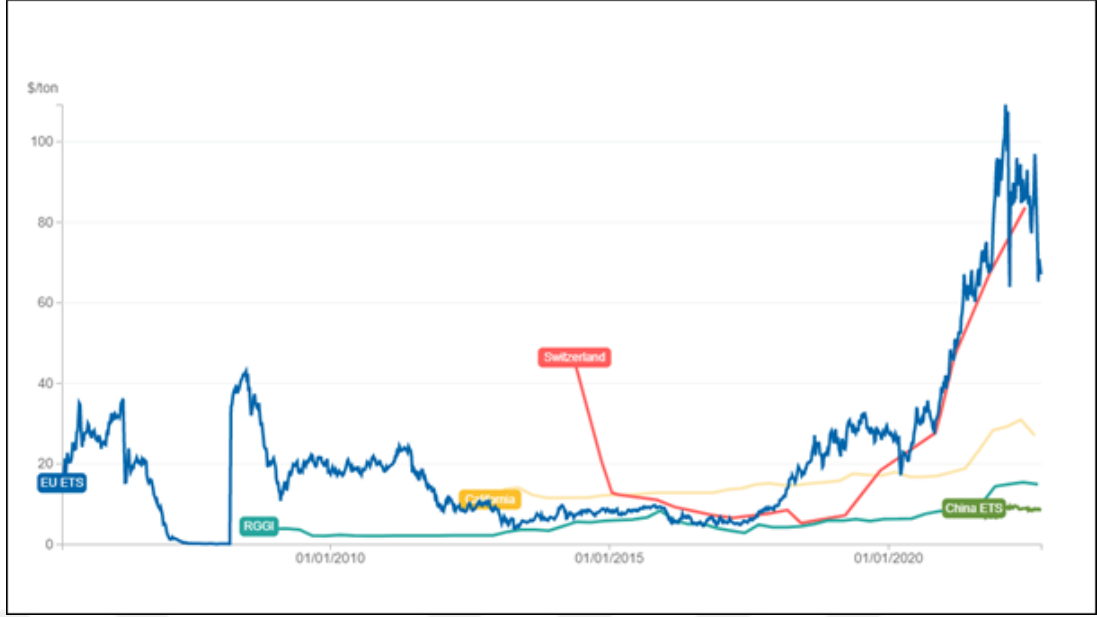
Bölgesel Sera Gazı Girişimi (RGGI), Connecticut, Delaware, Maine, Maryland, Massachusetts, New Hampshire, New Jersey, New York, Rhode Island, Vermont ve Virginia eyaletleri arasında enerji sektörü CO₂ emisyonlarını sınırlamak ve azaltmak için oluşturulmuştur. RGGI, her üye eyaletin bireysel Bütçe Ticaret Programlarından oluşmaktadır. Her eyaletin CO₂ Bütçe Ticaret Programı, RGGI kurallarına dayanan bağımsız düzenlemeler vasıtasıyla, elektrik santrallerinden kaynaklanan CO₂ emisyonlarını sınırlar, CO₂ tahsisatlarını oluşturur ve bölgesel CO₂ tahsisat ihalelerine katılımı sağlamaktadır. RGGI, Amerika Birleşik Devletleri’ndeki ilk piyasa temelli, üst sınıra ve yatırıma dayalı bölgesel girişimdir. RGGI eyaletlerinde, 25 MW veya daha yüksek kapasiteli fosil yakıtla çalışan elektrik generatörlerinin, üç yıllık bir kontrol dönemi boyunca CO₂ emisyonlarına eşit miktarda tahsisat almaları gerekmektedir. Diğer sistemlerde olduğu gibi 1 (bir) CO₂ tahsisatı bir ton karbondioksit salımına eşittir. Program dâhilindeki herhangi bir katılımcı sahip olduğu tahsisatı herhangi bir eyalette değerlendirebilir. Tahsisatlar bölgesel ihaleler ya da ikinci piyasalar vasıtasıyla elde edilebilir. RGGI karbon üst sınırı, enerji sektöründen kaynaklanan CO₂ emisyonları için bölgesel bir bütçeyi temsil eder ve bu sınır her yıl belirli oranlarda düşürülmektedir [56].

RGGI eyaletleri, üst sınıra ek olarak bir miktar tahsisattan oluşan bir Maliyet Sınırlama Rezervi (CCR) oluşturmıştır. Bu tahsisatlar, tahsisat fiyatları önceden tanımlanmış fiyat seviyelerini aşarsa satılır. Böylece CCR yalnızca emisyon azaltma maliyetleri öngörülenden daha yüksekse işleme konur. Maliyet sınırlama Rezervi (CCR) her takvim yılının başında güncellenir. CCR fiyatı 2022 yılı için 13,91 \$ olarak belirlenmiştir. Bu fiyat 2022 yılından sonraki yıllarda ise %7 oranında artırılabacaktır.(2021 yılı için belirlenen CCR fiyatı 13 \$) CCR tahsisat miktarı ise yıllık toplam bölgesel rezervin %10'u olarak belirlenmiştir [56].

Maliyet Sınırlama Rezervi (CCR) haricinde 2021 yılının başından itibaren bazı eyaletler Emisyon Sınırlama Rezervi (ECR) uygulamaktadır. Bu eyaletler fiyatlar belli bir değerin altına düştüğünde emisyon azaltım maliyetlerini garanti altına almak için tahsisatlarını piyasadan çekebileceklerdir. ECR, yalnızca emisyon azaltma maliyetleri öngörülenden daha düşük olduğunda işleme konur. Emisyon azaltım maliyeti 2022 yılı için 6,42\$ olarak belirlenmiştir ve her yıl %7 oranında artırılabacaktır. Miktarı ise ilgili eyaletin bütçesinin %10'u kadardır. Bir hususu belirtmek gerekirse Maine ve New Hampshire eyaletleri ECR'ye katılmamaktadır [56].

Tahsisatlar, üç ayda bir, bölgesel CO₂ tahsisat ihaleleri yoluyla sunulmaktadır. Bu ihaleler, tüm katılımcılara açıktır. Teklifler kapalı ve tek fiyat üzerinedir. İhale sonunda tek bir üç aylık takas fiyatı belirlenir. İhale vasıtasıyla tahsisat satın alınmanın yanı sıra, kuruluşlar ayrıca, doğrudan tezgah üstü işlemler yoluyla veya ICE ve Nodal Exchange gibi borsalardaki vadeli işlem sözleşmeleri yoluyla dolaylı olarak ikincil piyasalarda tahsisat ticareti yapabilirler [56].

16.03.2005-27.09.2022 tarihleri arasında yukarıda detayları verilmiş olan Emisyon Ticaret Sistemlerindeki ton başına karbon fiyatları (\$/ton) Şekil 4.6'da gösterilmiştir. Grafik incelendiğinde 2022 yılında AB ETS fiyatlarının 100 \$/ton üzerine çıktığı görülmektedir. Bunu şöyle yorumlamak gerekir. Türkiye eğer herhangi bir karbon fiyatlandırma mekanizması uygulamadığı takdirde SKDM kapsamında maruz kalacağı fiyatlar bu seviyelerde olacaktır ki tezin yukarı bölümlerinde açıklanan ekonomik etkilerden çok daha fazla bir ekonomik yükü karşılaştıma ihtimali bulunmaktadır.



Şekil 4.6 : 16.03.2005-27.09.2022 Tarihleri arasındaki ets bazlı karbon fiyatları [101].

4.10 Birbiriyle İlişkilendirilmiş Emisyon Ticaret Sistemleri

Uyumlu emisyon ticaret sistemlerini birbirine bağlamak, bir sistemdeki katılımcıların uyum amacıyla başka bir sistemdeki birimleri kullanmasına imkan verir. ETS'lerin birbiriyle olan bağlantıları emisyon azaltım maliyetlerine yardımcı olmakla birlikte ayrıca piyasa likitidesini de artırmaktadır. Böyle bir bağlantı durumunda karbon fiyatları daha istikrarlı duruma gelerek farklı bölgelerdeki karbon fiyatları daha uyumlu hal alır. İklim değişikliği konusunda ise küresel işbirliği desteklenmiş olur [57].

Devletlerin doğrudan müdahalesinin bulunmadığı AB ETS, karbondioksit emisyonunun azaltılmasını en az maliyetle gerçekleştirebildiği için, küresel ısınmaya karşı uygulanan en başarılı girişim olarak düşünülmektedir. ETS, politik olarak kabul edilebilir, ekonomik olarak uygulanabilir ve çevre dostu bir emisyon ticaret sistemi olarak varlığını ispat etmiş; dahası uluslararası arenada başka emisyon ticareti girişimleri için olumlu yönde örnek teşkil etmesi bağlamında da önemi büyüktür. AB ETS pek çok açıdan olumlu etkiler yaratmaktadır. Hem emisyon ticareti gerçekleştirilmekte, hem küresel ısınmayla mücadele faaliyetleri ticari bir avantaja dönüştürülmekte hem de karbon emisyon azaltılmasına yönelik hedeflerin gerçekleştirilebilmesi için gerekli teknolojinin bulunmasına hız verilmektedir [27]. AB ETS kurulduğu yıldan beri diğer ülke ve bölgelerde emisyon ticaretinin gelişimine

ilham vermiştir. Avrupa Birliği ayrıca AB ETS'yi diğer uyumlu sistemlerle ilişkilendirme fırsatlarını da değerlendirmektedir. 2017 yılında AB ve İsviçre, emisyon ticaret sistemlerini birbirine bağlamak için bir anlaşma imzalamıştır. Anlaşma 1 Ocak 2020'de yürürlüğe girmiş ve bağlantı o yılın Eylül ayında faaliyete geçmiştir. İsviçre ETS AB ETS'den ayrı bir sistem olmasına rağmen havacılık sektörü de dahil aynı alandaki tesisleri kapsamaktadır [57].

AB ve Avustralya da sistemlerini birbirine bağlama olasılığını değerlendirmişlerdir, fakat 2014 yılında Avustralya sisteminin yürürlükten kaldırılması nedeniyle, bağlantı müzakereleri devam ettirilmemiştir [57].

2012 yılı Mayıs ayında, Kaliforniya Hava Kaynakları Kurulu (CARB), Kalifornia ve Québec Emisyon Üst Sınırı ve Ticareti Programları arasındaki bağlantıyı onaylamak için Üst Sınır ve Ticaret Tüzüğü'nde önerilen değişiklikleri yayınlamıştır. 2013 yılı Ekim ayında, Üst Sınır ve Ticaret Tüzüğü'nde önerilen değişiklikler, 1 Ocak 2014'ten itibaren Québec'in enstrümanları kabul edilerek onaylanmıştır. Yönetmelik değişikliği ile bağlantı gerçekleştirilmiştir. Kalifornia ve Québec ayrıca 2018 yılının ilk yarısı için Üst sınır ve Ticaret programlarını Ontario'daki ETS ile ilişkilendirmişlerdir [60].

Dünya çapında emisyon ticareti sistemlerinin sayısı gittikçe artmaktadır. AB Emisyon Ticaret Sistemi'nin (AB ETS) yanı sıra Kanada, Çin, Japonya, Yeni Zelanda, Güney Kore, İsviçre ve Amerika Birleşik Devletleri'nde ulusal veya alt ulusal sistemler hâlihazırda çalışmakta ve geliştirilmektedir [57]. Dünya Bankasının 2022 yılında yayınladığı raporda toplam 34 ülkede ETS sisteminin var olduğu, birçok ülkede de değerlendirme aşamasında olduğu belirtilmektedir [58].

2014-2017 yılları arasında Avrupa Komisyonu, Çin ile yakın işbirliği içinde Çin'de emisyon ticaretinin tasarımı ve uygulamasını desteklemek için 3 yıllık bir proje yürütmüştür. Proje, kapasite geliştirme için teknik yardım sağlamış ve halihazırda kurulmuş olan yedi bölgesel pilot sistemi ve bir ulusal emisyon ticaret sisteminin kurulmasını desteklemiştir. 2015 yılında AB-Çin zirvesinde kabul edilen AB-Çin İklim Değişikliği Ortak Bildirisi'nde, AB ve Çin, karbon piyasaları konusundaki ikili işbirliklerini daha da geliştirme konusunda anlaşmışlardır [57].

Avrupa Komisyonu, KORE ETS'i uygulamak için gerekli kapasiteyi oluşturmaya odaklanan bir teknik yardım projesi aracılığıyla Kore'yi desteklemektedir. Avrupa Komisyonu aynı zamanda zorunlu emisyon üst sınırı ve ticaret sistemine sahip ülkeleri

ve bölgeleri bir araya getiren Uluslararası Karbon Eylem Ortaklığı'nın (ICAP) kurucu üyesidir. Bunun dışında, Piyasaya Hazırlık Ortaklığı (PMR) aracılığıyla yerel karbon piyasalarının gelişimini de desteklemektedir. PMR, karbon piyasası araçlarına ilişkin deneyim alışverişi için bir platformdur ve yaklaşık 17 ülkeye bunları hazırlama ve uygulama konusunda yardımcı olmaktadır [57]. Karbon Piyasalarına Hazırlık Ortaklığı” (Partnership for Market Readiness – PMR) teknik destek programı iklim değişikliği ile küresel mücadelede büyük önem taşıyan gelişmekte olan ülkelerde sera gazı emisyonlarının azaltımı çabalarına katkı sağlamak ve piyasa temelli emisyon azaltım mekanizmalarının (market-based instruments) etkin olarak kullanılmasına yönelik olarak Dünya Bankası tarafından 2011 yılında hayata geçirilmiştir. Türkiye programa 2013 yılında dahil olmuş ve bu kapsamda Çalışma ve Sosyal Güvenlik Bakanlığı bünyesinde emisyon ticaret sistemi, karbon vergisi gibi karbon fiyatlandırma mekanizmalarının yanı sıra beyaz ve yeşil enerji sertifikaları, genişletilmiş kredilendirme mekanizmaları (scaled-up crediting mechanism), sonuç odaklı finansman gibi emisyon azaltım mekanizmalarının da analitik olarak detaylı bir şekilde çalışılması planlanmıştır [59]. ETS karşılaştırma çizelgesi Çizelge 4.2’de gösterilmiştir.

Çizelge 4.2 : ETS karşılaştırma çizelgesi.

EMİSYON TİCARET SİSTEMİ (ETS)	BAŞLANGIÇ TARİHİ	KAPSAMDAKİ SERA GAZI	KAPSAMDAKİ SEKTÖRLER	TESİS SAYISI	İLGİLİ KURUM	TAHSİSAT KAZANIMI	ORTALAMA SERTİFİKA FİYATI (\$/ton)	TOPLAM SERA GAZI SINIRI* (Milyon Ton)	HEDEF	TOPLAM GELİR
KANADA Québec Üst Sınır ve Ticaret Sistemi	2013	CO ₂ , CH ₄ , N ₂ O, SF ₆ , HFCs, PFCs, NO ₃ ve diğer florlu sera gazları	Elektrik-Sanayi-Ulaştırma ve İnşaat sektörlerinde ve küçük ve orta ölçekli işletmelerde kullanılan yakıtların dağıtımı ve ithalatı	125 Tüzel kişilik bünyesinde toplam 162 Tesis (2020 yılı)	Çevre ve İklim Değişikliği ile Mücadele Bakanlığı Karbon Piyasası Birimi	Ücretsiz ve ihale usulü	22,4	54 (2022 yılı)	2030 Yılı %37,5 azaltım (1990 yılı emisyonlarına göre); 2050 yılı nötr olma	Başlangıcından itibaren toplam 4,53 milyar ABD doları
ÇİN Ulusal ETS	2021	CO ₂	Enerji Sektörü	2162 (2020 ve 2021 yılları)	Ekoloji ve Çevre Bakanlığı	Ücretsiz fakat ilerleyen yıllarda ihale usulü olabilir	7,23	4500 (2019 ve 2020 yılı ayrı ayrı)	2030 Yılı %65 üzeri azaltım (2005 yılı emisyonlarına göre); 2060 yılı nötr olma	N/A
AVRUPA BİRLİĞİ ETS (AB ETS)	2005	CO ₂ , N ₂ O, PFCs	Havacılık, Endüstri, Enerji Sektörleri	9628 yerleşik tesis, 349 hava operatörü	Avrupa Komisyonu ve tüm AB Üye Devletlerinin yanı sıra İzlanda, Lihtenştayn ve Norveç'in ilgili makamları	Ücretsiz ve ihale usulü; Denkleştirme kredileri ve uluslararası krediler 2021-2030 yıllarını kapsayan 4. faz döneminde kullanılamıyor	62,61	1597 (2021 yılı)	2030 Yılı %55 azaltım (1990 yılı emisyonlarına göre); 2050 yılı nötr olma	Başlangıcından itibaren toplam 118 milyar ABD doları

*arazi kullanımı, arazi kullanım değişikliği ve ormancılık harici değer
Tabloda yer alan verilere 11.10.2022 tarihinde erişim sağlanmıştır.
<https://icapcarbonaction.com/en/compare>

Çizelge 4.2 (devam) : ETS karşılaştırma çizelgesi.

EMİSYON TİCARET SİSTEMİ (ETS)	BAŞLANGIÇ TARİHİ	KAPSAMDAKİ SERA GAZI	KAPSAMDAKİ SEKTÖRLER	TESİS SAYISI	İLGİLİ KURUM	TAHSİSAT KAZANIMI	ORTALAMA SERTİFİKA FİYATI (\$/ton)	TOPLAM SERA GAZI SINIRI* (Milyon Ton)	HEDEF	TOPLAM GELİR
ALMANYA Ulusal ETS	2021	CO ₂	ISITMA ve ULAŞIM (Akaryakıt, LPG, doğal gaz, benzin ve dizel) (Kömür 2023 yılı ve sonrası için)	N/A	Alman Federal Çevre, Doğa Koruma ve Nükleer Güvenlik Bakanlığı, Alman Çevre Ajansı Alman Emisyon Ticareti Kurumu	2021-2025 yılları arası sabit fiyat uygulaması 2026 yılı itibari ile ihale usulü	35,48	301 (2021 yılı)	2030 Yılı %65 azaltım (1990 yılı emisyonlarına göre); 2050 yılı nötr olma	Başlangıcından itibaren toplam 8,5 milyar ABD doları
JAPONYA TOKYO Üst Sınır ve Ticaret Programı	2010	CO ₂	Ticari ve endüstriyel binalarda yakıt, ısı ve elektrik tüketimi	~1200 tesis Ofis/ticari binalar ~1000 Fabrikalar ~200	Tokyo Büyükşehir Yönetimi	Ücretsiz	4,92	12,1 (2019 yılı)	2030 Yılı %30 azaltım (2000 yılı emisyonlarına göre); 2050 yılı nötr olma	N/A
KAZAKİSTAN ETS	2013	CO ₂	Enerji sektörü ve merkezi ısıtma. Maden çıkarma endüstrileri ve imalat: petrol ve gaz madenciliği, metalurji, kimya ve işleme endüstrisi (inşaat malzemelerinin üretimi: çimento, kireç, alçı ve tuğla).	128 şirket (199 tesis)	Enerji Bakanlığı; Ekoloji, Jeoloji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı; JSC Zhasyl Damu (Devlete ait bir anonim şirket)	Ücretsiz	1,18	140,3 (2022 yılı)	2030 Yılı %25 azaltım (1990 yılı emisyonlarına göre); 2050 yılı enerji sektöründe %40 azaltım (2012 yılı emisyonlarına göre); 2060 yılı nötr olma	N/A

Çizelge 4.2 (devam) : ETS karşılaştırma çizelgesi.

EMİSYON TİCARET SİSTEMİ (ETS)	BAŞLANGIÇ TARİHİ	KAPSAMDAKİ SERA GAZI	KAPSAMDAKİ SEKTÖRLER	TESİS SAYISI	İLGİLİ KURUM	TAHSİSAT KAZANIMI	ORTALAMA SERTİFİKA FİYATI (\$/ton)	TOPLAM SERA GAZI SINIRI* (Milyon Ton)	HEDEF	TOPLAM GELİR
İSVİÇRE ETS	2008	CO ₂ , NO ₂ , CH ₄ , HFCs, NF ₃ , SF ₆ , PFCs	Çimento, Kimyasallar ve İlaç, Rafineriler, Kâğıt, Bölgesel ısıtma, Çelik; 2020 yılından itibaren ise havacılık ve fosil yakıtlı termik santraller	95 tesis (2021 yılı), 141 uçak operatörü (2020 yılı)	Federal Çevre Ofisi	Ücretsiz ve ihale usulü	57,54	4,9 (2020 yılı endüstriyel tesisler için) 1,1 (2021 yılı havacılık için)	2025 yılı %35 azaltım (1990 yılı emisyonlarına göre); 2030 Yılı %50 azaltım (1990 yılı emisyonlarına göre); 2050 yılı nötr olma	Başlangıcından itibaren toplam 63,5 milyon ABD dolar
BİRLEŞİK KRALLIK Emisyon Ticaret Şeması	2021	CO ₂ , N ₂ O, PFCler	Enerji, Sanayi ve Havacılık	1000	Birleşik Krallık İş, Enerji ve Endüstriyel Strateji Departmanı	Ücretsiz ve ihale usulü	70,72	151,4 (2022 yılı)	2030 Yılı %68 azaltım (1990 yılı emisyonlarına göre) 2050 yılı nötr olma	Başlangıcından itibaren toplam 5,9 milyar ABD dolar
ABD KALİFORNİYA Üst Sınır ve Ticaret Programı	2012	CO ₂ , CH ₄ , N ₂ O, SF ₆ , HFC'ler, PFC'ler, NF ₃ ve diğer florlu sera gazları	Büyük endüstriyel tesisler (çimento, cam, hidrojen, demir ve çelik, kurşun, kireç üretimi, nitrik asit, petrol ve doğal gaz sistemleri, petrol arıtma ve kâğıt hamuru ve kâğıt üretimi, kojenerasyon tesisleri); elektrik üretimi; elektrik ithalatı, doğal gaz tedarikçileri	500	California Hava Kaynakları Kurulu	Ücretsiz ve ihale usulü	22,43	307,5 (2022 yılı)	2030 Yılı %40 azaltım (1990 yılı emisyonlarına göre) 2045 yılı nötr olma	Başlangıcından itibaren toplam 18,23 milyar ABD dolar

Çizelge 4.2 (devam) : ETS karşılaştırma çizelgesi.

EMİSYON TİCARET SİSTEMİ (ETS)	BAŞLANGIÇ TARİHİ	KAPSAMDAKİ SERA GAZI	KAPSAMDAKİ SEKTÖRLER	TESİS SAYISI	İLGİLİ KURUM	TAHSİSAT KAZANIMI	ORTALAMA SERTİFİKA FİYATI (\$/ton)	TOPLAM SERA GAZI SINIRI* (Milyon Ton)	HEDEF	TOPLAM GELİR
KORE ETS	2015	CO ₂ , CH ₄ , N ₂ O, PFCs, HFCs, SF ₆	Isı ve enerji, sanayi, binalar, ulaşım, atık sektörü ve kamu sektörü. Ulaştırma sektörü (yük, demiryolu, yolcu ve gemicilik) ve inşaat sektörleri sistemin kapsamına alınarak, kapsanan alt sektör sayısı 69'a çıkarılmıştır.	684 (2022 yılı)	Sorumlu kurum Çevre Bakanlığı, Ekonomi ve Finans Bakanlığı ise Tahsisat Komitesine başkanlık yapıyor. Kore Borsası (Ticaret Platformu)	Ücretsiz ve ihale usulü	23,06	589 (2022 yılı)	2030 Yılı %40 azaltım (2018 yılı emisyonların a göre); 2050 yılı nötr olma	Başlangıcından itibaren toplam 667,5 milyon ABD doları
YENİ ZELANDA ETS	2008	CO ₂ , CH ₄ , N ₂ O, SF ₆ , HFCs, PFCs	Ormançılık, Atık, Havacılık, Ulaşım, Bina, Endüstri, Enerji	2475 (77 tesis uyum yükümlülüğü yok fakat raporlama zorunluluğu var,2198 tesis gönüllü raporlama fakat uyum yükümlülüğü var,200 tesis hem raporlama hem uyum yükümlülüğü var)	Çevre Bakanlığı, Çevre Koruma Kurumu, Birincil Endüstriler Bakanlığı	Ücretsiz ve ihale usulü	36,04	34,5 (2022 yılı)	2030 Yılı %50 azaltım (2005 yılı emisyonların a göre) 2050 yılı nötr olma (biyojenik metan hariç)	Başlangıcından itibaren toplam 2,14 milyar ABD doları
BÖLGESEL SERA GAZI GİRİŞİMİ (RGGI)	2010	CO ₂	Fosil yakıtlı Elektrik Üretim Tesisleri	228 (2021 yılı Kasım ayı)	Her eyaletten Enerji ve Çevre ile ilgili kurumlar	İhale usulü	10,59	88 (2022 yılı)	2030 Yılı enerji sektörü %30 azaltım (2020 yılı emisyon üst sınırına göre)	Başlangıcından itibaren toplam 4,7 milyar ABD dolar

4.11 Gönüllü Karbon Piyasaları

Gönüllü Karbon Piyasalarında işlem süreci zorunlu olarak uygulanan mekanizmalara benzetmekle birlikte en önemli fark ülkelerin sera gazı emisyonlarını azaltmak üzere belirledikleri politika ve hedeflerden ayrı olarak gönüllülük esasına dayandırılmasıdır [24].

Gönüllü karbon piyasaları bireylerin, kurum ve kuruluşların, firmaların ve etkinliklerin faaliyetleri sonucu oluşan sera gazı emisyonlarının gönüllü olarak azaltımını ve dengelenmesini kolaylaştırmak amacıyla oluşturulan bir pazar olarak tanımlanmaktadır. Karbon nötr olmak isteyen organizasyonlar, öncelikle karbon ayak izlerini ölçerek, faaliyetleri çerçevesinde sebep oldukları emisyonların karşılığı olan bedeli, diğer devletlerdeki çevreci projeleri finanse etmek amacıyla karbon kredilerini satın almaktadırlar [27].

Ulusal çıkarların evrensel hedeflerle uyumlaştırılmasında uzlaşmaya varılamaması sebebiyle bu durum Kyoto Protokolü'nün etkinliğinin sorgulanmasına neden olmuş, bunun sonucunda da, Kyoto Protokolü ve AB ETS düzeneklerine bağlı karbon piyasaları harici belli bir düzenekten bağımsız çalışan gönüllü karbon piyasaları meydana getirilmiştir [27].

Gönüllü karbon piyasaları, ilk kez 1989 yılında AES şirketi tarafından Guetamala'da gerçekleştirilen bir proje olarak işlem görmekle beraber 2006 yılına kadar oldukça pasif ve sessiz bir şekilde varlıklarını sürdürmüştür. Şirket elektrik santralının kurulumu aşamasında ortaya çıkacağı hesaplanan CO₂ emisyonunu dengelemek amacıyla bölgedeki çiftçilere 50 milyon ağaç dikimine bedel maliyet ödemiştir [27].

Gönüllü karbon piyasalarının sadece Kyoto Rejimi'nin yükümlülükleri altında bulunan devletlerde değil, diğer devletlerde de faaliyet gösterebilmesi bu piyasanın sunduğu avantajlardan biri olarak gsterilmektedir. Gönüllü karbon piyasalarının, zorunlu karbon piyasalarının işleyiş alanından daha geniş bir alana sahip olduğu bilinmekle birlikte iki piyasanın bir diğer farklı yanı ise Gönüllü Karbon Piyasası (Voluntary Carbon Market-VCM) yapılanmasının gönüllülük esasına dayalı olmasıdır. Hukuki bağlayıcılığı olmayan sosyal sorumluluk çerçevesinde, iklim değişikliği sorununa duyarlı olan şirketlerin, kuruluşların ya da bireylerin karbon emisyonlarını dengeleme kolaylığını sağlamak amacıyla oluşturulmuş bir piyasadır. Gönüllülük

esasına dayalı olması nedeniyle gönüllü karbon piyasalarının faaliyet alanları çok dar ve Kyoto Protokolü mekanizmalarının işlem hacimleri ile kıyaslandığında daha küçük bir paya sahip olduğu anlaşılmaktadır [27].

Kimi devlet ve özel şirketler Kyoto Protokolü'nün esneklik mekanizmalarından faydalanabilmelerine rağmen yine de gönüllü karbon piyasalarında faaliyet göstermeyi tercih edebildikleri anlaşılmaktadır. Ayrıca hukuki bağlayıcılığı olmayan ve yalnızca gönüllülük esasına bağlı gönüllü karbon piyasası zorunlu karbon piyasasında yer alamayan devletler ve özel kuruluşlar tarafından, uluslararası arenada söz sahibi olabilmek için tercih edilmektedirler [27].

GKP'lerin karbon piyasalarına en büyük katkısı sisteme sadece devletler bazında değil, şirketler hatta bireylerin de katılımını mümkün kılmasıdır. Bu şekilde, iklim değişikliği sadece devlet politikası olarak değil, şirketlerin sürdürülebilir kalkınma politikaları olarak da ele alınmıştır. GKP, çoğunlukla sera gazı emisyonlarını dengelemek isteyen fakat bu konuda herhangi bir denetime tabi olmayan şirketler, bireyler ya da kurumlar tarafından oluşturulmuştur. Aynı zamanda Kyoto Protokolü'nün hukuki bağlayıcılığından bağımsız olarak faaliyet göstermekle birlikte ticari mekanizması karbon denkleştirme üzerine oturtulmuştur. Piyasada mevcut olan şirket ve organizasyonlara bakıldığında havacılık, otomotiv, bilişim, atık, çöp depolama alanları gibi farklı sektörlerin yer aldığı görülmektedir [27].

GKP, Onaylı Emisyon Azaltım (OEA) (Verified Emission Reduction- VER) Projeleri aracılığı ile gerçekleştirilmektedir. Karbon denkleştirme piyasasında güvenilir bir standart oluşturulmadığı sürece iyi niyetten öteye varılamayacağı anlaşılmıştır. Bu sebeple, gönüllü projelerin meşrutiyetlerinin kanıtlanmaları amacıyla standartların oluşturulmasının gerekliliği kesinlik kazanmıştır [27].

4.12 Gönüllü Karbon Projeleri Standartları

Gönüllü Karbon Standartları'nın oluşturulmasındaki temel amaç küresel ekonomiye dinamizm kazandıran yeni finans alanının sera gazlarının emisyonlarının azaltılmasına yardımcı olmaktır. Herhangi bir şirket sera gazı emisyonlarını denkleştirmeye karar verdiği zaman bilinen bir standart tarafından sera gazı emisyonu azaltımı sağladığı onaylanmış projelere yönelerek gerçekten karbon nötrleşme yolunda adım atmış

olmaktadır. Bağımsız standartların oluşturulmasındaki bir diğer önemli amaç ise daha fazla katılımcıyı yeni finans alanına çekebilme arzusudur [27].

Bu standartlara örnek vermek gerekirse en popüler olan standartlar Gold Standart (GS), Verified Carbon Standart (VCS) ve Küresel Karbon Konseyi (Global Carbon Council-GCC) olarak adlandırılan standartlardır.

4.12.1 Gold standart (GS)

Gold Standart, Dünya Yaban Hayatı fonu (World Wildlife Fund-WWF) ve diğer uluslararası Sivil Toplum Kuruluşları tarafından, karbon emisyonlarını azaltan projelerin en yüksek düzeyde çevresel bütünlüğe sahip olmasını ve aynı zamanda sürdürülebilir kalkınmaya katkıda bulunmasını sağlamak için 2003 yılında kurulmuştur. Paris İklim Anlaşması'nın ve sürdürülebilir kalkınma hedeflerinin kabul edilmesiyle, etkiyi en üst düzeye çıkarmak, dünyanın her yerindeki insanlar ve gezegen için değer yaratmak amacıyla iklim ve sürdürülebilir kalkınma müdahaleleri için başlatılmıştır. 2021 yılının sonunda Gold Standart, dünya çapında 98'den fazla farklı ülkede bulunan projelerden 191 milyon karbon kredisi vermiştir [61].

4.12.2 Onaylanmış karbon standartı (Verified Carbon Standard-VCS)

VCS Programı, dünyanın en yaygın kullanılan gönüllü sera gazı programıdır. 1.840'tan fazla sertifikalı VCS projesi, toplu olarak atmosferden 984 milyon tondan fazla karbon ve diğer GHG emisyonlarını azalttı veya ortadan kaldırmıştır. VCS projeleri, yenilenebilir enerji (rüzgar ve hidroelektrik projeleri gibi), ormancılık (ormansızlaşmanın önlenmesi dahil) ve diğerleri dahil olmak üzere çok çeşitli sektörleri kapsamaktadır. Program tarafından onaylanan emisyon azaltımları, azaltılmış veya kaldırılmış bir metrik ton sera gazı emisyonunu temsil eden bir Onaylanmış Karbon Birimi (Verified Carbon Units-VCU) olarak adlandırılır [62].

VCS projeleriyle ilgili tüm bilgiler bir Kayıt Sisteminde saklanır ve herkese açıktır. Verra Kayıt Sistemi (Verra Registry) ayrıca tüm VCU'ların oluşturulmasını ve kullanımdan kaldırılmasını da izlemektedir. Bu kontrol ve denge sistemine ek olarak, her bir VCS Programı projesi, herkesin projenin VCS Programı standartlarını karşılayıp karşılamadığını belirtebileceği bir kamu yorumu sürecinden geçmektedir. Bu yorumlar Verra Kayıt Sistemi'ne girer ve proje liderleri tarafından dikkate alınmalıdır [99].

4.12.3 Küresel karbon konseyi (Global Carbon Council-GCC)

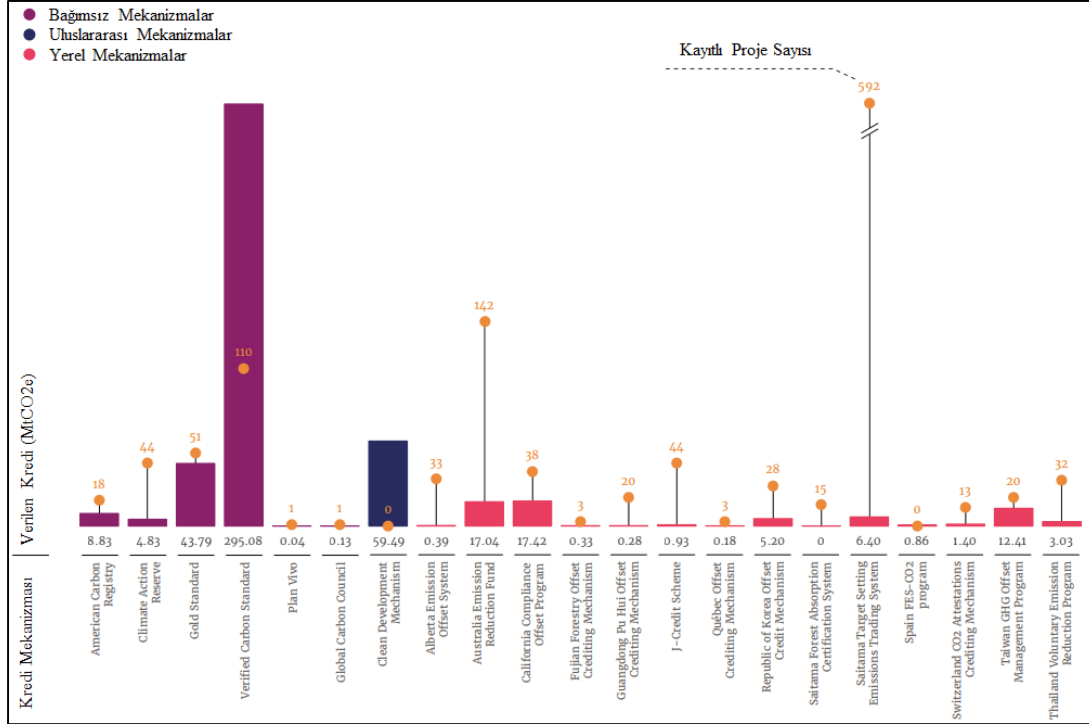
Küresel Karbon Konseyi (GCC) Programı, Orta Doğu ve Kuzey Afrika (Middle East & North Africa-MENA) bölgesinin ilk gönüllü karbon denkleştirme programıdır ve Körfez Araştırma ve Geliştirme Örgütü'nün (Gulf Organization for Research and Development-GORD) bir girişimidir. Kayıtlı bağımsız bir tüzel kişilik olan GCC tarafından geliştirilen gönüllü GHG denkleştirme programı ürdürülebilir ve düşük karbonlu bir dünya ekonomisi vizyonuna katkıda bulunmayı amaçlayan 'GCC Programı' olarak adlandırılmaktadır. GCC Programı, karbon piyasalarında büyük ölçüde yeterince temsil edilmeyen MENA bölgesinde düşük karbonlu kalkınmaya özel önem vermesine rağmen, tüm dünyadan sera gazı emisyonu azaltma projelerini kabul etmektedir. Program, proje inşaatı ve operasyonlarının çevreye ve topluma herhangi bir zarar vermesini ve ev sahibi ülkenin önceliklerine göre Birleşmiş Milletler Sürdürülebilir Kalkınma Hedeflerine katkıda bulunmasını sağlarken, sahada iklim eylemini hızlandırmaya da yardımcı olmaktadır [63].

Küresel Karbon Konseyi (GCC), kuruluşların karbon ayak izlerini azaltmalarına yardımcı olmayı, düşük karbonlu yollar benimseyerek sektörel ekonominin çeşitlenmesine katkı sağlamayı ve karada iklim eylemlerini hızlandırmayı amaçlayan gönüllü bir karbon denkleştirme programıdır. GCC, karbon nötrlüğü konusunda kısa vadeli, orta vadeli ve uzun vadeli hedefler belirleyerek düşük karbon yolculuğunu başlatmak için stratejiler, politikalar ve önlemler geliştirmek için kamu ve özel kuruluşlara ve hükümetlere yardımcı olmaktadır. GCC, kendi metodolojilerini kullanan projeleri kabul etmenin yanı sıra, uluslararası sera gazı azaltma programı kapsamında diğer uluslararası karbon kredisi standartlarından Temiz Kalkınma Mekanizması (CDM) metodolojisini kullanan projeleri de kabul etmektedir [63].

Standartlar sayesinde emisyon azaltım projeleri sertifikalandırılarak Onaylanmış Emisyon Azaltım (OEA) kredileri ihraç edilebilir hale getirilmektedir. Uluslararası ölçekte uygulanan standartlar olan Gold Standard ve VCS, karbon kredilerinin sertifikalandırılmasında kullanılmakla beraber; Gold Standard çevresel ve sosyal yararları özel olarak dikkate alırken, VCS ise çevresel ve sosyal yararları öncelikli görmemektedir. Türkiye'nin küresel karbon piyasaları içinde özel bir konumu bulunması sebebiyle, ancak gönüllü karbon piyasalarında işlem yapabilmektedir. Türkiye'deki şirketler elde ettikleri OEA kredilerini BMİDÇS tarafından akredite

edilmiş kurumlara onaylabilmektedir. Onaylanan bu krediler ise gönüllü karbon indirimi birimleri olarak tezgâh üstü piyasalarda işlem görebilmektedir [27].

Mekanizma kategorisine göre 2021 yılında verilen kredi miktarı ve proje sayısı Şekil 4.7’de gösterilmiştir.



Şekil 4.7 : Mekanizma kategorisine göre 2021 yılında verilen kredi miktarı ve proje sayısı [58].

4.13 İklim Değişikliğinin Ekonomik Yönden İncelenmesi

İklim değişikliğinin ekonomik etkisi bir diğer deyişle İklim Ekonomisi esasında iklimle mücadele kapsamında alınması gereken önlemleri, önlemlerin alınmadığı durumda bunun ekonomilere olan yansımalarını ele almaktadır. İklim değişikliğinin ekonomik etkileri birçok kurum, kişi tarafından ele alınmış ve çeşitli senaryolar altında incelenmiştir. Bu raporlardan biri de 30 Ekim 2006 yılında yayınlanan ve literatürde Stern Raporu (Stern Report) olarak geçen rapordur. Rapora göre iklim değişikliği sebebiyle dünya için beklenen tehlikeler şunlardır [103];

- ✓ Tüm ülkeler iklim değişikliğinden etkilenecek, ancak en erken ve en çok yoksul ülkeler bu durumdan zarar görecektir.
- ✓ İklim değişikliği kontrol altına alınmazsa, ortalama sıcaklıklar sanayi öncesi seviyelere göre 5 derece artabilecektir.

- ✓ 3 veya 4 C'lik bir ısınma, milyonlarca insanın daha sular altında kalmasına neden olacaktır. Yüzyılın ortalarına gelindiğinde, yükselen deniz seviyeleri, şiddetli seller ve kuraklık nedeniyle 200 milyon kişi kalıcı olarak göç etmek zorunda kalacaktır.
- ✓ 4 C veya daha fazla ısınmanın küresel gıda üretimini ciddi şekilde etkilemesi muhtemeldir. 2 C'lik bir sıcaklık artışı, canlı türlerinin %15-40'ının yok olma tehlikesiyle karşı karşıya kalmasına neden olabilir.
- ✓ Sanayi devriminden önce atmosferdeki sera gazlarının seviyesi milyonda 280 parça (ppm) CO₂ eşdeğeri (CO₂e) iken mevcut seviye 430 ppm CO₂e'dir. *(Hatırlarsanız tezin giriş bölümünde mevcut seviyenin 417,93 ppm olduğu belirtilmişti)* Seviye 450-550 ppm ile sınırlandırılmalıdır.
- ✓ Ormanlık alanların yok edilmesi (ormansızlaşma), ulaşım sektöründen daha fazla emisyon sorumludur.

Raporun tavsiye kısmında öne çıkan öneriler şunlardır [103];

- ✓ Küresel ısınmaya karşı etkili bir yanıt için politikanın üç unsuru gereklidir: karbon fiyatlandırması, teknoloji politikası ve enerji verimliliği.
- ✓ Vergilendirme, emisyon ticareti veya düzenleme yoluyla karbon fiyatlandırması, insanlara eylemlerinin tüm sosyal maliyetlerini gösterecektir. Amaç, ülkeler ve sektörler arasında küresel bir karbon fiyatı oluşturmak olmalıdır.
- ✓ AB genelinde faaliyet gösteren emisyon ticareti gibi uygulamalar genişletilmeli ve birbirine bağlanmalıdır.
- ✓ Teknoloji alanında uygulanacak politikalar, bir dizi düşük karbonlu ve yüksek verimli ürünün geniş ölçekli gelişimini ve kullanımını yönlendirmelidir.
- ✓ Küresel olarak, enerji araştırma ve geliştirme desteği en az iki katına çıkmalı; düşük karbonlu teknolojilerin konuşlandırılması için destek beş katına kadar artırılmalıdır.
- ✓ Uluslararası ürün standartları getirilebilir.
- ✓ Ormansızlaşmayı engellemenin en iyi yollarını keşfetmek için büyük ölçekli uluslararası pilot programlar çok hızlı bir şekilde başlatılmalıdır.

- ✓ İklim değışikliğı kalkınma politikasına tam olarak entegre edilmeli ve zengin ölkeler kıtalararası kalkınma yardımı yoluyla desteklerini artırma taahhütlerini yerine getirmelidir.
- ✓ Uluslararası finansman, iklim değışikliğinin etkileri hakkında gelişmiş bölgesel bilgileri desteklemelidir.
- ✓ Uluslararası finansman, kuraklık ve sele karşı daha dayanıklı olacak yeni mahsul çeşitlerinin araştırılmasına gitmelidir.

Raporun iklim değışikliğinin ekonomik etkileri kısmında vurgulanan hususlar ise şunlardır [103];

- ✓ Erken ve güçlü önlem almanın faydaları, maliyetlerden daha önemlidir.
- ✓ Azaltılmayan iklim değışikliğı, dünyaya her yıl GSYİH'nın en az %5'ine mal olabilir; daha dramatik tahminler gerçekleşirse, maliyet GSYİH'nın %20'sinden fazla olabilir.
- ✓ Emisyonları azaltmanın maliyeti, küresel GSYİH'nın yaklaşık %1'i ile sınırlı olabilir; karbon yoğun mallar için insanlardan daha fazla ücret alınabilir.
- ✓ Atmosfere salınan her bir ton CO₂, en az 85\$ değerinde hasara neden olmaktadır, ancak emisyonlar, ton başına 25\$'dan daha düşük bir maliyetle kesilebilir.
- ✓ Dünyayı düşük karbonlu bir yola kaydırmak, sonunda ekonomiye yılda 2,5 trilyon dolar fayda sağlayabilir.
- ✓ 2050 yılına kadar, düşük karbonlu teknolojiler için pazarlar en az 500 milyar dolar değerinde olabilir.
- ✓ Şimdi yaptıklarımızın önümüzdeki 40 veya 50 yıl içinde iklim üzerinde yalnızca sınırlı bir etkisi olabilir, ancak önümüzdeki 10-20 yıl içinde yapacaklarımızın bu yüzyılın ikinci yarısında iklim üzerinde derin bir etkisi olabilir.

Raporda ayrıca, iklim değışikliğı şimdiye kadar görölen en büyük ve en geniş kapsamlı piyasa başarısızlığı olarak nitelendirilmiştir.

Swiss Re Enstitüsü'nün yaptığı bir analize göre ise, önlem alınmadığı takdirde dünya ekonomisi iklim değışikliğinden %18'e varan GSYİH kaybedecektir. Analize göre

iklim değişikliği olmayan bir dünyaya kıyasla farklı senaryolar altında 2050 yılına kadar beklenen küresel GSY H etkileri ise aşağıdaki gibi olacaktır [104];

- Herhangi bir azaltıcı önlem alınmazsa -%18 (3,2 C artış)
- Bazı hafifletici önlemler alındığında -%14 (2,6 C artış)
- Daha fazla etki azaltıcı önlem alındığında -%11 (2 C artış)
- Paris Anlaşması hedeflerine ulaşılırsa -%4 (2 C artışın altında)

3,2 C'lik ciddi bir sıcaklık artışı senaryosunda Çin, GSY H'sinin yaklaşık %24' n  kaybetme riskiyle karşı karşıya kalırken, dünyanın en büyük ekonomisi ABD %10'a yakın ve Avrupa yaklaşık %11'ini kaybetme riskiyle karşı karşıya kalacaktır. Finlandiya veya İsviçre (6) gibi ekonomiler,  rneğin Fransa veya Yunanistan'dan (%13) daha az risk altındadır Asya'daki ekonomiler ise en çok etkilenen ekonomiler olacaklardır. Herhangi bir azaltıcı önlem alınmazsa, küresel sıcaklıklar önümüzdeki 30 yıl içinde 3 C'den fazla artabilir ve dünya ekonomisi %18 k  lebilir. Ancak Paris Anlaşması'nda belirlenen hedeflere ulaşmak için kararlı adımlar atılırsa bu etkiler azaltılabilir. Bu durum, bugün taahhüt edilenden daha fazlasını gerektirecek, net sıfıra geçişin hızlandırılmasında kamu ve özel sektör çok önemli bir rol oynayacaktır. Yükselen sıcaklıklardan en çok ekvator bölgelerindeki gelişmekte olan ekonomiler etkilenecektir. 6,3 trilyon ABD doları tutarındaki yıllık küresel altyapı yatırımlarına yalnızca %10 eklemek, ortalama sıcaklık artışını 2 C'nin altında sınırlayacaktır [104].

The Economist Intelligence Unit'in (EIU) İklim Değişikliğine Dayanıklılık Endeksi, dünyanın en büyük 82 ekonomisini iklim değişikliğine karşı koyma yetenekleri ve isteklilikleri açısından puanlamıştır. EIU'nun araştırması, zengin olmanın bir avantaj olduğunu, ancak kurumsal kalitenin de önemli olduğunu göstermektedir. Kurumsal kalite, uzun vadeli ekonomik büyümenin önemli bir belirleyicisidir, ancak EIU'nun sonuçları, iklim değişikliğinin etkisini en aza indirmek için kurumsal kalitenin önemine de işaret etmektedir. Bu nedenle, zayıf kurumlar aynı anda ekonomik büyümeye zarar verebilir ve iklim değişikliğinin olumsuz etkilerini şiddetlendirebilir. EIU tarafından geliştirilen yeni bir çerçeveye göre ekonomi 2050 yılında %3 daha k  k olacaktır. EIU'nun çerçevesine göre, Afrika kıtası iklim değişikliğinin etkisine en az dirençli bölge (%4,7 daha k  k), onu Latin Amerika (%3,8), Orta Doğu (%3,7), Doğu Avrupa (%3) ve Asya-Pasifik (%2,6) izlemektedir. Kuzey Amerika (%1.1 daha k  k) ve Batı Avrupa (%1.7) daha zengin ve kurumsal bir bakış açısından iklim

değişikliğiyle mücadeleye daha hazırlıklı olduklarından dolayı en fazla dayanıklılık gösteren kıtalardır ve ekonomik olarak en az etkiyi görmeleri muhtemeldir [105].

Dünya Kaynakları Enstitüsü ve Climate Works Vakfı tarafından hazırlanan bir rapora göre ise, küresel ısınmayı 1,5 C ile sınırlamak için ülkelerin tüm sektörlerde net sıfır emisyonlu bir geleceğe dönüşümü son trendlerden çok daha hızlı bir şekilde hızlandırmaları gerekmektedir. Örneğin, rapora göre, 2030 yılına kadar gerekli olan emisyon kesintilerini takip etmek için dünya [108];

- Elektrik üretiminde yenilenebilir kaynakların artan payını beş kat daha hızlı hızlandırmalı
- Elektrik üretiminde kömürü beş kat daha hızlı kullanımdan kaldırılmalı
- Elektrik üretiminin karbon yoğunluğunu üç kat daha hızlı azaltmalı
- Elektrikli araçların alımını, son yıllardaki önemli benimseme oranlarından 22 kat daha hızlı hızlandırmalı
- Düşük karbonlu yakıtların payındaki artışı sekiz kat hızlandırmalı
- Yıllık ağaçlandırma artışını beş kat daha hızlı hızlandırmalıdır.

2030 yılına kadar emisyonları yarıya indirmek için gereken hızlı dönüşüm, gelişmekte olan ülkeler için önemli finansal yatırımlar, teknoloji transferi ve kapasite geliştirme gerektirecektir. Son yıllarda kamu, özel sektör ve gönüllü sektörlerde iklim finansmanı önemli ölçüde artmış olsa da, enerji ve ulaşım sistemlerimizde devrim yaratacak, enerji verimliliğini hızlandıracak ve ormanları koruyacak boyutta değildir. Tahminler, yalnızca enerji sistemini dönüştürmek için 2050 yılına kadar yılda 1,6 ila 3,8 trilyon dolar arasında bir ihtiyaç olacağını göstermektedir [108].

Karbon Fiyatları Üst Düzey Komisyonu'nun 2017 yılında hazırladığı rapora baktığımızda ülkelerin, ulusal ve yerel koşullara ve aldıkları desteğe bağlı olarak iklim politikalarını uygulamak için farklı araçlar seçebilecekleri belirtilmiş ve destekleyici bir politika ortamının mevcut olması koşuluyla, Paris Anlaşması sıcaklık hedefine ulaşılmasıyla tutarlı olan karbon fiyatı seviyesinin 2020 yılına kadar en az 40-80 \$/tCO₂ ve 2030 yılına kadar 50-100 \$/tCO₂ olduğu sonucuna varılmıştır [109].

Uzun vadeli ekonomik büyüme ve bunun iklim değişikliğine etkisi üzerine yaptığı katkılardan dolayı 2018 yılında Nobel Ödülü'ne layık görülen William Dawbney Nordhaus "*Climate Change: The Ultimate Challenge for Economics*" adlı

çalışmasında ekonomistlerin, iklim değişikliğini yavaşlatmak için üç potansiyel stratejiye odaklandığını belirtmiştir [115].

- Plan A, öncelikle karbon içerikli yakıtlarının yanmasını azaltarak CO₂ ve diğer sera gazı emisyonlarının “ortadan kaldırılması” veya azaltılmasıdır.
- Plan B, “karbon uzaklaştırma” veya CO₂'nin atmosferden çıkarılmasıdır.
- Plan C, dünyanın yansıtılabilirliğini artırarak küresel ısınmayı önleyecek olan “jeomühendislik” veya daha doğrusu güneş radyasyonu yönetimidir.

Nordhaus bu yöntemlerden Plan C’de, dünyanın “daha beyaz” veya “daha yansıtıcı” hale geleceğini, böylece daha az güneş ışığının dünya yüzeyine ulaşacağını ifade etmiştir. Bu soğutma etkisinin, atmosferdeki CO₂ birikiminden kaynaklanan ısınmayı ortalama olarak dengeleyebileceğini, görsel olarak hayal edilebilmesi için milyonlarca küçük ayna benzeri parçacığı stratosfere yerleştirmek olduğunu ifade eden Nordhaus bu yöntemi tehlikeli bulmaktadır. Sebep olarak bu yöntemin, test edilmediğini, iklim değişikliğini tüm bölgelerde eşit olarak engellemeyeceğini, okyanusların karbonlaşmasıyla uğraşmayacağını ve uluslararası işbirliği için büyük karmaşıklıklara sahip olacağını söylemiştir. Nordhaus’ göre jeomühendislik, doktorların “kurtarma tedavisi” dediği şeye benzemektedir. Yani her şey başarısız olduğunda kullanılacak potansiyel olarak tehlikeli bir tedavi yöntemi. Doktorlar, çok hasta olan ve daha az tehlikeli tedavilerin bulunmadığı durumlarda kurtarma tedavisini uygulurlar. Hiçbir sorumlu doktor, tedavi edilebilir bir hastalığın erken evresi teşhisi konan bir hasta için kurtarma tedavisi uygulamaz. Benzer şekilde, hiçbir sorumlu ülke, küresel ısınmaya karşı ilk savunma hattı olarak jeomühendisliği üstlenmemelidir [115].

Plan B, yani karbon giderme, prensipte oldukça çekici bir seçenek olarak gözükmektedir. Kavramsal olarak faydalı olsa da, atmosferden 200 veya 400 veya 1.000 milyar ton CO₂'yi makul bir maliyetle çıkarabilecek teknolojinin olmadığını ifade eden Nordhaus, bu seçeneğin kullanılabileceğini, ancak henüz böyle bir teknolojinin olmadığını ve buna güvenmenin akıllıca görünmediğini belirtmiştir [115].

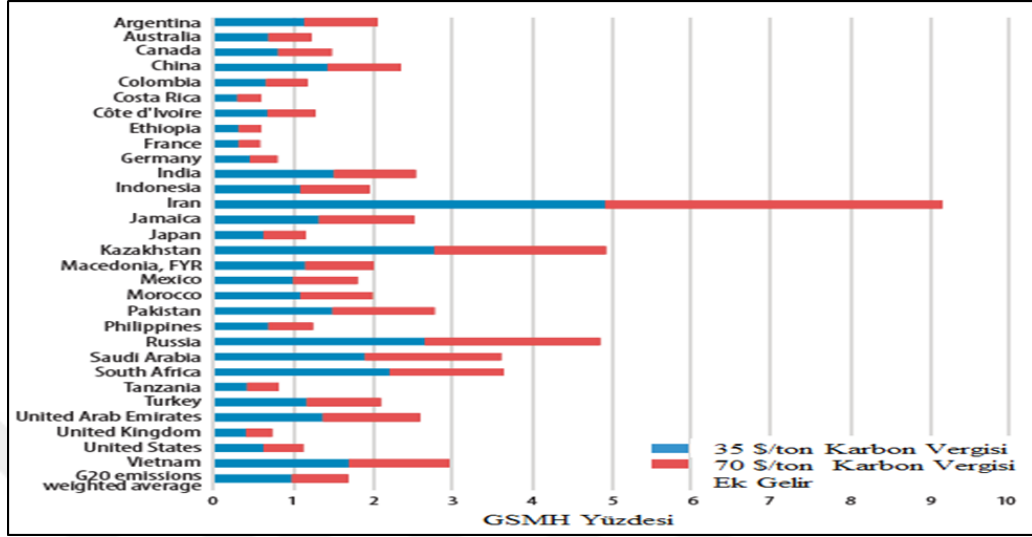
Dolayısıyla iklim değişikliğiyle başa çıkmak için tek gerçekçi seçenek olarak Plan A, yani CO₂ azaltma görünmektedir. Bu yaklaşımı da pahalı bir seçenek olarak gören Nordhaus, sonuç olarak, Plan A’nın, emisyonları azaltmak için tek uygulanabilir ve sorumlu politika olduğunu ifade etmektedir. Küresel sıcaklık hedeflerini tutturulması

maliyetli olacaktır, fakat 2019 yılı itibariyle gerçekçi bir Plan B veya Plan C bulunmamaktadır [115].

IMF tarafından 2019 yılında hazırlanan bir rapora göre ülkeler taahhüt ettikleri emisyon azaltımlarını başarılı bir şekilde uygulasalar bile, mevcut ülke taahhütleri, küresel emisyonlar iklim istikrarı hedeflerini karşılamak için gereken miktarın yalnızca üçte biri kadar azaltacaktır. Bu nedenle, uluslararası düzeyde azaltma çabalarını artırmak için yenilikçi mekanizmalara ihtiyaç vardır. Daha öncede bahsedildiği gibi karbon vergileri, fosil yakıtların karbon içeriği üzerinden alınan ücretlerdir. Karbon vergilerinin kullanılmasının temel gerekçeleri ise, genellikle yerel emisyon azaltım taahhütlerini yerine getirmek için etkili bir araç olmalarıdır. Bu vergiler, fosil yakıtların, elektrik ve genel tüketici ürünlerinin fiyatlarını artırdığı için diğer araçların yanı sıra, elektrik üretiminde daha düşük karbonlu yakıtlara geçişi, enerji kullanımından tasarruf etmeyi ve daha temiz araçlara geçişi teşvik etmektedir. 2030 yılında CO₂ emisyonları üzerinden ton başına 35 dolarlık bir vergi, tipik olarak kömür, elektrik ve benzin fiyatlarını sırasıyla yüzde 100, 25 ve yüzde 10 oranında artıracaktır. Karbon vergileri ayrıca enerji yatırımlarını yenilenebilir enerji santralleri gibi düşük karbonlu teknolojilere yönlendirmek için açık bir teşvik sağlamaktadır [110].

Ton başına 35 dolarlık bir karbon vergisi tek başına Çin, Hindistan ve Güney Afrika gibi ülkelerde azaltma taahhütlerini yerine getirmek için gereken seviyeyi aşarken, Endonezya, İran İslam Cumhuriyeti, Pakistan, Birleşik Krallık ve Amerika Birleşik Devletleri'ndeki taahhütleri yerine getirmek için doğru bir fiyat olacaktır. Ancak ton başına 70\$'a varan bir karbon vergisi (veya eşdeğer önlemler) bile Avustralya ve Kanada gibi bazı ülkelerde ihtiyaç duyulan miktarın gerisinde kalacaktır. Emisyonların karbon fiyatlandırmasına en duyarlı olduğu ülkeler, Çin, Hindistan ve Güney Afrika gibi büyük miktarda kömür tüketen ülkelerdir. Bununla birlikte bu ülkeler 2030 yılında ton başına 35 \$ bir vergi ile GSYİH'nın yüzde 1-2'si gibi önemli miktarda gelir elde edebileceklerdir. Örneğin IMF'nin 2019 verilerine göre Türkiye yürürlüğe koyacağı 35-70\$ arası bir karbon fiyatı ile Ulusal Katkı Niyet Beyanı'nda belirlediği %21'lik azaltım hedefini yakalayabilmektedir. *(Hatırlarsanız 2022 yılında Türkiye azaltım hedefini yenilemişti)* Türkiye'nin bu aralıkta belirlenecek bir karbon fiyatından 2030 yılına kadar kazanacağı gelir ise GSYH'sinin %1'inden fazlasına karşılık gelmektedir[110]. IMF raporu dikkatli incelendiğinde 35\$'lık bir karbon

vergisinin bazı ülkeler için Paris Anlaşması hedeflerini yakalamaları açısından uygun olduğu görülür iken, diğer ülkeler için ise bu seviyeden çok daha fazla bir fiyatlandırmanın olması gerektiği anlaşılmaktadır (Şekil 4.8).



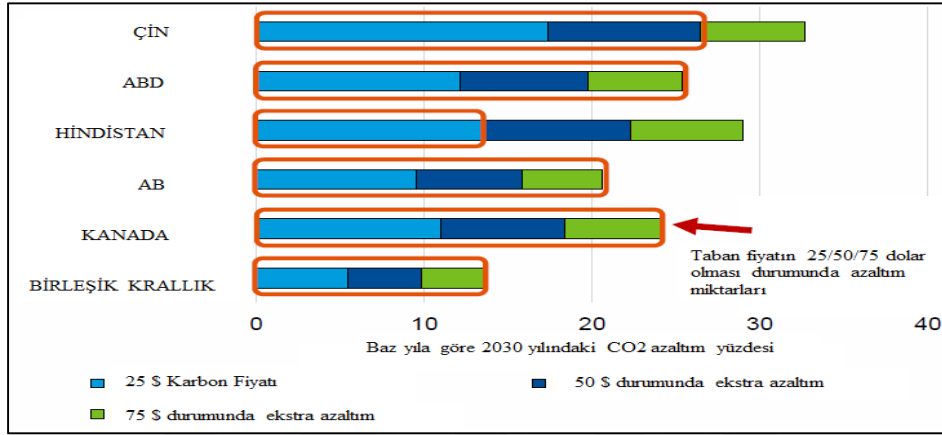
Şekil 4.8 : Karbon fiyatlandırmasının GSMH'ye etkisi [110].

Karbon vergisi gelirleri ülkenin ekonomisine fayda sağlamak için verimli bir şekilde kullanmak, zararlı makroekonomik etkilerin dengelenmesine yardımcı olabilir. Karbon emisyonlarını fiyatlandırmanın alternatif bir yolu da, firmaların emisyonlarını karşılamak için tahsisat almalarının gerekli olduğu, hükümetin toplam tahsisat arzını kontrol ettiği ve firmalar arasında tahsisat ticaretinin bir emisyon fiyatı oluşturduğu emisyon ticareti sistemleridir. *(Hatırlarsanız Emisyon Ticaret Sistemi başlığı altında bu sistemi incelemiştik.)* Lakin Emisyon Ticaret Sistemleri gelecekteki emisyonlar konusunda daha fazla kesinlik sağlarken, emisyon fiyatları konusunda daha az kesinlik sağlar ve bu da temiz teknoloji yatırımını caydırabilir. Çeşitli ülkelerde ulusal ve bölgesel seviyelerde birçok karbon vergisi ve ticaret sistemi faaliyette olmasına rağmen, dünya çapında ortalama emisyon fiyatı ton başına sadece 2 dolardır. *(ihtiyaç duyulanan küçük bir kısmı)* [110].

Kanada ve Amerika Birleşik Devletleri'nde ton başına 70\$'lık bir karbon vergisi ve Çin ve Hindistan'da ton başına 35\$'lık bir vergi, enerji ve genel tüketim mallarının fiyatları üzerindeki etkileri aracılığıyla, ortalama hane halkı için 2030 yılı tüketimlerinde faturalarında ortalama yüzde 2'lik bir artış getirecektir. Raporda yer alan ekonomik modellemeler uyarınca, Paris Anlaşması'nın öngördüğü 2°C hedefinin yakalanabilmesi için güncel senaryoda etkin olacak 75\$'lık bir küresel karbon fiyatının uygulanması gerektiği belirtilmiştir [110].

25/50/75 \$/ton karbon vergisi fiyatları altında gelişmiş ekonomiler arasında yer alan ABD ve Kanada (yüzde 25 ve 24)), AB ve İngiltere'den (yüzde 21 ve 14) biraz daha yüksek emisyon azaltımlarına sahip olmaktadır [111].

Alternatif karbon fiyatları altında 2030 yılındaki emisyon azalmaları Şekil 4.9'da gösterilmiştir.



Şekil 4.9 : Alternatif karbon fiyatları altında 2030 yılındaki emisyon azalmaları [111].

Şekil 4.10 ise 50 dolarlık bir karbon fiyatının 2030 yılında G20 ülkelerinde enerji fiyatlarını nasıl etkileyeceğini göstermektedir. Grafik incelendiğinde kömür fiyatlarının çarpıcı bir biçimde etkilendiği görülürken; doğal gaz, elektrik ve perakende benzin fiyatları üzerindeki etkiler daha küçüktür [111].

ÜLKE	KÖMÜR		DOĞALGAZ		ELEKTRİK		BENZİN	
	TEMEL FİYAT , \$/GJ	FİYAT ARTIŞI	TEMEL FİYAT , \$/GJ	FİYAT ARTIŞI	TEMEL FİYAT \$/kWh	ARTIŞI	TEMEL FİYAT \$/liter	FİYAT ARTIŞI
Argentina	2.9	172%	3.7	86%	0.08	18%	1.14	13%
Australia	3.4	154%	7.9	37%	0.12	25%	1.13	12%
Brazil	4.4	122%	9.2	34%	0.07	7%	1.23	8%
Canada	2.6	209%	4.2	69%	0.08	10%	1.14	11%
China	4.4	114%	10.5	25%	0.05	46%	1.13	12%
France	6.2	94%	15.8	18%	0.13	2%	1.77	9%
Germany	5.8	91%	12.4	23%	0.17	9%	1.74	8%
India	5.0	99%	3.5	98%	0.06	47%	1.12	12%
Indonesia	2.7	187%	5.7	44%	0.08	57%	0.45	31%
Italy	4.6	116%	15.4	24%	0.12	11%	1.90	8%
Japan	3.7	132%	11.1	24%	0.12	24%	1.37	10%
Mexico	1.8	284%	3.0	91%	0.09	26%	0.97	14%
Russia	2.2	209%	2.7	95%	0.08	36%	0.73	18%
Saudi Arabia			3.9	69%	0.10	33%	0.27	45%
South Africa	1.6	285%	3.7	62%	0.05	66%	1.16	10%
Korea	4.7	103%	11.4	25%	0.08	37%	1.46	8%
Turkey	1.4	421%	7.6	41%	0.06	59%	1.40	10%
United Kingdom	6.9	74%	11.5	27%	0.12	9%	1.72	8%
United States	2.4	220%	4.4	69%	0.07	23%	0.83	16%
Basit Ortalama	3.7	171%	7.8	51%	0.11	39%	1.19	14%

Şekil 4.10 : 2030 yılına kadar ton başına 50 ABD doları karbon vergisinin enerji fiyatlarına etkisi.Kaynak: IMF [111] (Tüm fiyatlar gerçek 2018 terimleriyle belirtilmiştir).

Karbon fiyatlarının emisyonları etkin bir şekilde azaltılması Birleşik Krallık'da açıkça görülmüştür. Birleşik Krallık'taki elektrik sektöründeki karbon fiyatlarının ton CO₂ başına 7 Avro'dan 2012 ve 2016 yılları arasında 30 Avro'nun üzerine çıkarılması Birleşik Krallık'ın elektrik sektöründeki emisyonlarının aynı dönemde %58 azalmasına neden olmuştur ve azalmaya da devam etmektedir. Birleşik Krallık'taki genel CO₂ emisyonları ise %25 oranında azalmış, bunun yüzde 19'u daha temiz elektrik üretiminden kaynaklanmıştır [112].

Enerji tüketiminin karbon içeriğinin vergilendirilmesi üzerine 2017 yılında yayınlanan bir çalışmaya göre enerji vergilerinde 1 (bir) Euro artışın, uzun vadede fosil yakıt tüketiminden kaynaklanan karbon emisyonlarını yüzde 0,73 oranında azalttığını göstermektedir[113] Bu, hiç karbon fiyatının olmadığı bir ülke için, tüm enerji tabanında bir ton CO₂ başına 10 EURO değerinde bir karbon vergisinin getirilmesinin, emisyonları %7,3 oranında azaltacağı anlamına gelmektedir [112].

Britanya Kolombiyası üzerine yapılan bir çalışmada ise 2008 yılında uygulanmaya başlayan karbon vergisinin 2012 yılında 30\$/ton seviyesine çıktığı belirtilerek, bu yıllar arasında sera gazı emisyonun ilk uygulandığı yıldan itibaren %5 ile %15 arasında azaldığı tespit edilmiştir [114]. Paris Anlaşmasındaki hedeflere ulaşılabilmesi için de Yüksek Düzeyli Karbon Fiyatları Komisyonu (2017) raporuna göre, ülkelerin Paris Anlaşması uyarınca karbondan arındırılması için 2020 yılında ton CO₂ başına 40-80 EUR düzeyinde karbon fiyatlarına ihtiyaç oldukları tahmin edilmiştir. Bununla birlikte 2030 yılında fiyatların bir ton CO₂ başına 50-100 Euro'ya ulaşması gereklidir [112].

Ekonomileri yüzyılın ortalarına kadar tamamen karbondan arındırmak için gereken karbon fiyatlarının düzeyine ilişkin çok daha fazla tahmin varken, bu tahminlerden en yaygın olan yaklaşımlar Sosyal Maliyet yaklaşımları ve Karbonun Gölge Maliyeti yaklaşımıdır. Sosyal Maliyet yaklaşımları, atmosfere salınan bir ton CO₂'den kaynaklanan hasarı tahmin ederken, Karbon Gölge Maliyeti yaklaşımları, belirli bir siyasi hedefe ulaşmak için karbon fiyatlarının hangi seviyeye ulaşması gerektiğini tahmin eder (örn. yüzyılın ortalarında karbonsuzlaştırma gibi) [112].

Sosyal Maliyet yaklaşımlarına göre, emisyonları azaltmak için gereken yatırım, emisyonların topluma maliyetinden daha düşük olduğu sürece emisyonları azaltmak ekonomiktir. Tahminler, farklı varsayımlar nedeniyle önemli ölçüde farklılık gösterir, örneğin, mevcut tüketime kıyasla gelecekteki tüketimin ne kadarının değerlendirildiği

ve hangi zararların dikkate alındığı önemlidir. Sosyal maliyet yaklaşımının bir örneği, Alman Çevre Koruma Ajansı tarafından 2016 yılında piyasaya sürülen bir ton CO₂ başına 180 Euro'luk sosyal hasar tahminidir [112]. Karbonun sosyal maliyeti, politika hedefine bağlı olarak büyük ölçüde değişmekle birlikte ekonomik büyüme, emisyon yoğunlukları ve hasar fonksiyonlarından kaynaklanan ardışık belirsizlikler nedeniyle çok belirsizdir [115].

Karbonun Gölge Maliyeti yaklaşımında ise tahminler, örneğin zaman içinde farklı noktalarda mevcut olduğu varsayılan teknolojik seçeneklere dayalı olarak da değişmektedir. Örnek vermek gerekirse, Quinet Komisyonu, 2018 yılında bir ton CO₂ başına 52 Euro'luk bir karbon fiyatı önerirken, bu fiyat 2030 yılında 250 Euro'ya ve 2050 yılında 775 Euro'ya yükselmektedir. Teknolojik ilerleme, karbonun gölge maliyetlerini hesaplamak için modellerde varsayılandan daha güçlü olursa, yüzyılın ortasına kadar karbondan arındırmak için gereken karbon fiyatları daha düşük olacaktır [112].

4.14 Sera Gazı Protokolü (Greenhouse Gas Protokol)

GHG Protokolü, özel ve kamu sektörünün gerçekleştirdiği operasyonlardan, değer zincirlerinden ve azaltma eylemlerinden kaynaklanan sera gazı (GHG) emisyonlarını ölçmek ve yönetmek için kapsamlı küresel standart çerçeveler oluşturan bir protokoldür. Dünya Kaynakları Enstitüsü (World Resources Institute-WRI) ve Sürdürülebilir Kalkınma için Dünya İş Konseyi (World Business Council for Sustainable Development -WBCSD) arasındaki 20 yıllık bir ortaklığa dayanan GHG Protokol, hükümetler, endüstri dernekleri, sivil toplum kuruluşları, işletmeler ve diğer kuruluşlarla birlikte çalışmaktadır. GHG Protokolü, WRI ve WBCSD'nin 1990'lı yılların sonlarında kurumsal GHG muhasebesi ve raporlaması için uluslararası bir standarda olan ihtiyacı fark etmesiyle ortaya çıkmıştır. 1998 yılında WRI, BP ve General Motors gibi büyük kurumsal ortaklarla birlikte, “Güvenli İklim, Sağlam İş” adlı bir rapor yayınlamış ve standartlaştırılmış bir GHG emisyon ölçüm ihtiyacı olan iklim değişikliğini ele almak için bir eylem planı belirlemiştir. Aynı yıllarda benzer girişimler WBCSD'de tartışılırken, 1997 yılının sonlarında, WRI üst düzey yöneticileri WBCSD yetkilileriyle bir araya gelerek GHG muhasebesi için standartlaştırılmış yöntemleri ele almak için bir STK-İş ortaklığı başlatmak amacıyla uzlaşma sağlamışlardır. WRI ve WBCSD, standart geliştirme süreci içerisinde çevresel

gruplardan (WWF, Pew Center on Global Climate Change, The Energy Research Institute gibi) ve endüstri grubu (Norsk Hydro, Tokyo Electric, Shell gibi) üyelerinden oluşan bir çekirdek yönetim grubu oluşturmuştur [64].

Dünyanın en yaygın kullanılan sera gazı muhasebe standartlarını sağlayan protokol, aynı zamanda Kurumsal Muhasebe ve Raporlama Standardı (Corporate Accounting and Reporting Standard) adı altında bir standarda sahiptir. Bu standart, Kyoto Protokolü kapsamındaki 7 (yedi) sera gazının (karbondioksit (CO₂), metan (CH₄), azot oksit (N₂O), hidroflorokarbonlar (HFC'ler), perflorokarbonlar (PCF'ler), kükürt heksaflorür (SF₆) ve nitrojen triflorür (NF₃)) muhasebeleştirilmesini ve raporlanmasını kapsamaktadır. Kurumsal Standardın 2001 yılında yayınlanan ilk baskısı, 2015 yılında, şirketlerin satın alınan elektrik, buhar, ısı ve soğutmadan kaynaklanan emisyonlarını güvenilir bir şekilde ölçmesine ve raporlamasına olanak tanıyan Kapsam-2 (Scope-2) Kılavuzu ile güncellenmiştir. GHG Protocol ayrıca şirketlere sera gazı emisyonlarını hesaplamada ve iklim değişikliğini azaltma projelerinin faydalarını ölçmede yardımcı olmak için bir dizi hesaplama aracı geliştirmiştir. 2016 yılında, Karbon Saydamlık Projesi'ne (Carbon Disclosure Projekt –CDP) bildirimde bulunan Fortune 500 şirketlerinin %92'si GHG Protokolü'ne dayalı bir program aracılığıyla doğrudan veya dolaylı olarak GHG Protokolü kullanmıştır [64].

Tesislerin sebep oldukları emisyonlarla ilgili doğrudan ve dolaylı emisyon kaynaklarının tanımlanmasına yardımcı olmak, şeffaflığı artırmak ve farklı türdeki kuruluşlar ile farklı türdeki iklim politikaları ve iş hedefleri için fayda sağlamak amacıyla bu standart altında 3 (üç) farklı kapsam belirlenmiştir. Bunlar literatürde Kapsam 1 (Scope 1), Kapsam 2 (Scope 2) ve Kapsam 3 (Scope 3) olarak adlandırılmıştır. Standart altında Kapsam 1 ve Kapsam 2, iki veya daha fazla şirketin aynı kapsamda emisyonları hesaba katmamasını sağlamak için dikkatlice tanımlanmıştır. Şirketler, asgari olarak Kapsam 1 ve Kapsam 2'yi ayrı ayrı hesaplayacak ve raporlayacaklardır [65].

Kapsamların detayları aşağıda açıklanmıştır.

4.14.1 Kapsam 1 (doğrudan GHG emisyonları)

Kapsam 1 emisyonları, bir şirketin ya da tesisin sahip olduğu veya kontrol ettiği kaynaklardan kaynaklanan doğrudan sera gazı emisyonlarını kapsamaktadır. Biokütlenin yanmasından kaynaklanan doğrudan CO₂ emisyonları Kapsam 1'e dâhil

edilmeyerek ayrı olarak raporlanmaktadır. Kyoto Protokolü kapsamında olmayan sera gazı emisyonları (CFC'ler, NOx vb.) Kapsam 1'e dâhil edilmemekte ancak ayrı rapor edilmektedir [65].

Doğrudan GHG emisyonları, esas olarak şirket tarafından üstlenilen aşağıdaki faaliyet türlerinin sonucudur;

❖ Elektrik, ısı veya buhar üretimi.

Bu emisyonlar, örneğin kazanlar, fırınlar, türbinler gibi sabit kaynaklarda yakıtların yanmasından kaynaklanır.

❖ Fiziksel veya kimyasal işleme.

Bu emisyonların çoğu, örneğin çimento, alüminyum, adipik asit, amonyak üretimi ve atık işleme gibi kimyasalların ve malzemelerin imalatından veya işlenmesinden kaynaklanmaktadır.

❖ Malzemelerin, ürünlerin, atıkların ve çalışanların taşınması.

Bu emisyonlar, şirketin sahip olduğu/kontrol ettiği mobil yakma kaynaklarında (örneğin kamyonlar, trenler, gemiler, uçaklar, otobüsler ve arabalar) yakıtların yanmasından kaynaklanır.

❖ Kaçak emisyonlar.

Bu emisyonlar, örneğin bağlantılardan, contalardan, ambalajlardan kaynaklı sızıntılar gibi kasıtlı veya kasıtsız salımlardan kaynaklanır. (kömür madenlerinden ve havalandırmadan kaynaklanan metan emisyonları; soğutma ve iklimlendirme ekipmanının kullanımı sırasında hidroflorokarbon (HFC) emisyonları; gaz taşımacılığından kaynaklanan metan sızıntıları).

4.14.2 Kapsam 2 (elektrik/ısı/buhar kaynaklı dolaylı GHG emisyonları)

Kapsam 2 dolaylı olarak tüketilen elektrik, ısı ve buhar kaynaklı dolaylı emisyonları kapsar iken bu tezin ana konusu elektrik enerjisi üzerine olduğu için Kapsam 2 kapsamı tüketilen elektrik enerjisi üzerine anlatılmıştır. Dolayısıyla Kapsam 2 şirket tarafından tüketilen satın alınan elektriğin üretiminden kaynaklanan yani şirketin dolaylı olarak sebep olduğu sera gazı emisyonlarını hesaplar. Satın alınan elektrik, satın alınan veya başka bir şekilde şirketin kurumsal sınırlarına getirilen elektrik olarak tanımlanır. Kapsam 2 emisyonları, elektriğin üretildiği tesiste fiziksel olarak meydana

gelmektedir. Kapsam 2 emisyonları, dolaylı emisyonların özel bir kategorisidir. Birçok şirket için satın alınan elektrik, en büyük sera gazı emisyon kaynaklarından birini ve bu emisyonları azaltmak için en önemli fırsatı temsil etmektedir. Şirketler, enerji verimli teknolojilere ve enerji tasarrufuna yatırım yaparak elektrik kullanımlarını azaltabilirler. Ek olarak, gelişmekte olan yeşil enerji piyasaları, bazı şirketlerin daha az sera gazı yoğunluklu elektrik kaynaklarına geçmeleri için fırsatlar sunmaktadır.

Şirketler ayrıca, özellikle şebekeden veya elektrik tedarikçisinden satın aldıkları ve daha fazla sera gazı salımına sebep olan elektrik için, öz tüketim için daha verimli bir kojenerasyon tesisi kurabilirler. Kapsam 2 emisyonlarının raporlanması, sera gazı emisyonlarının ve bu tür fırsatlarla ilişkili azalmaların şeffaf bir şekilde muhasebeleştirilmesine olanak tanımaktadır [65].

Elektrik iletim/dağıtım hatları vasıtasıyla son tüketicilere iletilen elektrik teknik olarak kayıplara uğramaktadır. Kapsam 2 tanımına uygun olarak, iletim ve dağıtım sırasında teknik olarak kaybedilen elektriğin üretiminden kaynaklanan emisyonlar, ilgili iletim/dağıtım şirketi tarafından Kapsam 2'de rapor edilmektedir. Satın alınan elektriğin son tüketicileri, iletim/dağıtım hattına sahip olmadıkları veya kontrol etmedikleri için Kapsam 2'deki teknik kayıplarıyla ilişkili dolaylı emisyonlarını raporlamamaktadırlar. Bununla birlikte, nihai tüketiciler, Kapsam 3 kapsamındaki iletim/dağıtım kayıplarıyla ilişkili dolaylı emisyonlarını “iletim/dağıtım sisteminde tüketilen elektrik üretimi” kategorisi altında rapor edebilirler [65].

Kapsam 2, küresel olarak en büyük sera gazı emisyon kaynaklarından birini temsil etmektedir. Elektrik ve ısı üretimi, şu anda küresel sera gazı emisyonlarının en az üçte birini oluşturmaktadır. Elektrik tüketicileri, elektrik talebini azaltarak bu emisyonları azaltmak için önemli fırsatlara sahiptir ve enerji arzını alternatif düşük karbonlu kaynaklara kaydırmada giderek daha fazla rol oynamaktadır [66].

Kapsam 2'nin tanımı, Kapsam 2'deki emisyonların iki kez kullanılmasına (çifte sayım-double counting) izin vermez, yani iki farklı şirket, aynı elektriğin satın alınmasından kaynaklanan Kapsam 2 emisyonlarını birlikte muhasebeleştiremez. Kapsam 2 emisyonları kapsamında bu tür mükerrer sayımdan kaçınılması, onu son elektrik kullanıcılarını düzenleyen sera gazı ticaret programları için faydalı bir muhasebe kategorisi haline getirmektedir. Kapsam 2 emisyonlarını ölçmek için, GHG Protokolü

Kurumsal Standardı, şirketlerin satın alınan elektrik için kaynağa/tedarikçiye özel emisyon faktörleri edinmelerini tavsiye etmektedir. (Standart, Kapsam 2 emisyonlarını hesaplamak için, elektrik kullanımının toplam GHG emisyonunu hesaplamak için elektrik tüketiminin MWh'si ile kaynak ve tedarikçiye özel emisyon faktörleriyle çarpılmasını önermektedir [66]) Bunlar mevcut değilse, **bölgesel veya sebeke emisyon faktörleri** kullanılmalıdır [65].

Kapsam 2 emisyonlarının niteliksel muhasebesi için, şirketler genellikle tek ve basit bir hesaplama yöntemi veya ifadesi kullanmaktadırlar [98];

Emisyonlar [tCO₂e] = Faaliyet verileri [MWh] * Emisyon Faktörü [tCO₂e/MWh]

- Faaliyet verileri, satın alınan ve tüketilen elektrik miktarının megavat-saat (MWh) cinsindeki değeridir. Bu değer genellikle ölçülecek (fiziksel bir cihaz tarafından) veya tahmin edilecektir.
- Emisyon Faktörü, belirli bir şebeke, tedarikçi veya elektrik kaynağı için belirli bir süre içerisindeki MWh başına emisyonların bir tür ortalamasını temsil eden faktördür.

Kapsam 2 emisyonlarının hesaplanması, elektrik tüketimiyle ilişkili emisyonların belirlenmesi için bir yöntem gerektirmektedir. Elektrik üretiminin sebep olduğu sera gazı emisyonlarını belirli bir şebekenin son tüketicilerine “tahsis etmek” için şirketler, programlar ve politika yapıcılar tarafından öncelikle iki yöntem kullanılmıştır. Kapsam 2'deki tüketici sera gazı muhasebesi, bu tahsis sürecini, her bir enerji tüketimi birimine uygulanan emisyon faktörleri aracılığıyla tamamlamaktadır. GHG Kapsam-2 Kılavuzu, bu yöntemleri “Lokasyon Temelli – Location Based” ve “Piyasa Temelli – Market Based” yöntemler olarak adlandırmaktadır. Kısacası, Piyasa Temelli Yöntem, şirketlerin bilerek seçtikleri (veya seçim yapmadıkları) elektrikten kaynaklanan emisyonları yansıtırken, Lokasyon Temelli Yöntem, enerji tüketiminin gerçekleştiği şebekelerin ortalama emisyon yoğunluğunu yansıtmaktadır [66].

4.14.2.1 Lokasyon temelli yöntem (location-based method)

Bu yöntem, enerji üretimi ve dağıtımı tüm şebekelerde aynı şekilde gerçekleştirildiği için, aynı zamanda elektrik talebinin de enerji üretimi ve dağıtımı ihtiyacını doğurması sebebiyle tüm lokasyonlarda uygulanabilmektedir. Tüketicinin elektrik talebi ile yerel elektrik üretiminden kaynaklanan emisyonlar arasındaki bağlantıyı vurgulamaktadır.

Lokasyon Temelli Yöntem, istatistiksel emisyon bilgilerine ve belirli bir coğrafi sınır içinde ve belirli bir süre boyunca toplanan ve ortalaması alınan elektrik çıktısına dayanmaktadır [66].

4.14.2.2 Piyasa temelli yöntem (market-based method)

Piyasaya Temelli Yöntem, bir tüketicinin elektrik tedarikçisi veya ürünüyle ilgili yaptığı seçimlerle ilişkili GHG emisyonlarını yansıtmaktadır. Bu seçimlerle ilgili bir örnek vermek gerekirse “Enerji Öznitelik Sertifikaları (Energy Attribute Certificate) satın alma” örnek gösterilebilir. Kapsam 2 muhasebesinin Piyasaya Temelli Yöntemi’ne göre, bir enerji tüketicisi, sahip olduğu nitelikli sözleşme araçlarıyla ilişkili GHG emisyon faktörünü kullanır. Lokasyon Temelli Yöntem’in aksine, bu tahsis yolu, şebekedeki temel enerji akışlarından farklı olabilecek sözleşmeye dayalı bilgi ve talep akışını temsil etmektedir. Piyasaya Temelli Yöntem, tarihsel olarak yeşil enerji satın alma seçenekleriyle ilişkilendirilmiştir [66].

4.14.3 Kapsam 3 (diğer dolaylı GHG emisyonları)

Kapsam 3, diğer tüm dolaylı emisyonların işlenmesine izin veren isteğe bağlı bir raporlama kategorisidir. Kapsam 3 emisyonları, şirketin faaliyetlerinin bir sonucudur, ancak şirkete ait olmayan veya şirket tarafından kontrol edilmeyen kaynaklardan oluşur. Örneğin satın alınan malzemelerin çıkarılması ve üretilmesi, satın alınan yakıtların taşınması ya da satılan ürün ve hizmetlerin kullanımı gibi aktiviteler Kapsam 3 dâhilindedir. Bu faaliyetlerden bazıları, ilgili emisyon kaynakları şirkete aitse veya şirket tarafından kontrol ediliyorsa (örneğin, ürünlerin nakliyesi şirkete ait veya şirket tarafından kontrol edilen araçlarda yapılıyorsa) Kapsam 1'e dahil edilecektir [65].

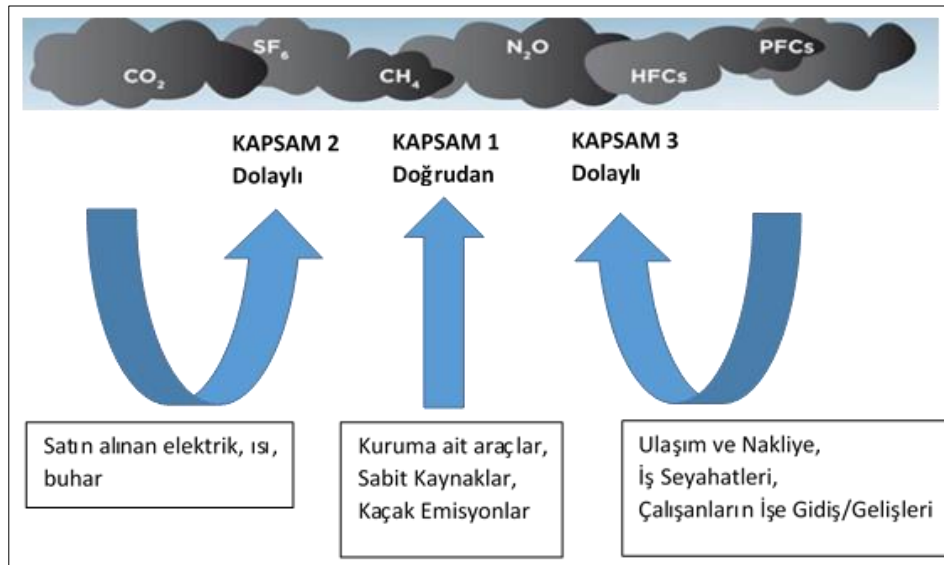
Bununla birlikte son kullanıcılara yeniden satış amacıyla satın alınan elektrik üretiminden kaynaklanan emisyonlar, Kapsam 3'te “satın alınan ve son kullanıcılara yeniden satılan elektrik üretimi” kategorisi altında raporlanmaktadır.

Bu 3 (üç) kapsam şirketlerin operasyonel sınırlarını tanımlamakla birlikte, doğrudan ve dolaylı emisyonları yönetmek ve azaltmak için kapsamlı bir muhasebe çerçevesi de sağlamaktadır. Bir şirket, sahip olduğu veya kontrol ettiği operasyonlar açısından organizasyonel sınırlarını belirledikten sonra, operasyonel sınırlarını belirlemelidir. Bu durum, faaliyetleriyle ilişkili emisyonları tanımlamayı, bunları doğrudan ve dolaylı emisyonlar olarak sınıflandırmayı ve dolaylı emisyonlar için muhasebe ve raporlama

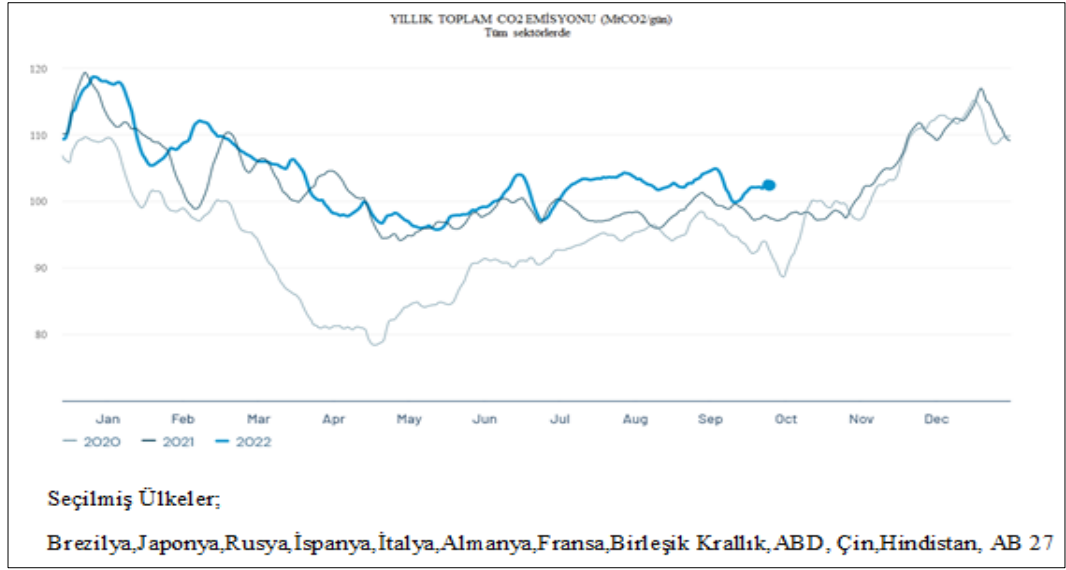
kapsamını seçmeyi içerir. Operasyonel sınır, bir şirketin belirlenmiş organizasyonel sınırları içinde kalan operasyonlar için doğrudan ve dolaylı emisyonların kapsamını tanımlar. Organizasyonel sınır belirlendikten sonra operasyonel sınıra (Kapsam 1, Kapsam 2, Kapsam 3), kurumsal düzeyde karar verilir. Seçilen operasyonel sınır daha sonra her bir operasyonel seviyede doğrudan ve dolaylı emisyonları belirlemek ve sınıflandırmak için tek tip olarak uygulanır. Belirlenen organizasyonel ve operasyonel sınırlar birlikte bir şirketin envanter sınırını oluşturur [65]. Kapsamlara ait bilgiler Çizelge 4.3 ve Şekil 4.11’de gösterilmiştir. Seçilmiş bazı ülkelerin yıllık toplam emisyon miktarları ise Şekil 4.12’de gösterilmiştir.

Çizelge 4.3 : Emisyon kaynakları.

SEKTÖR	KAPSAM 1	KAPSAM 2	KAPSAM 3
Enerji Üretimi	Sabit yanma (elektrik, ısı veya buhar üretiminde kullanılan kazanlar ve türbinler, yakıt pompaları, yakıt pilleri) Mobil yanma (yakıtların taşınması için kamyonlar ve trenler) Kaçak emisyonlar (iletim ve depolama tesislerinden kaynaklanan CH₄ sızıntısı, LPG depolama tesislerinden kaynaklanan HFC emisyonları, iletim ve dağıtım ekipmanlarından kaynaklanan SF₆ emisyonları)	Sabit yanma (satın alınan elektrik, ısı veya buhar tüketimi)	Sabit yanma (yakıtların madenciliği ve çıkarılması, yakıtların rafine edilmesi ve işlenmesi için enerji) Mobil yanma (yakıtların/atıkların taşınması, çalışanın iş seyahati, çalışanın işe gidip gelmesi) Kaçak emisyonlar (atık depolama alanlarından, boru hatlarından, SF₆ emisyonlarından kaynaklanan CH₄ ve CO₂)



Şekil 4.11 : Sera gazı protokolü kapsamları.



Şekil 4.12 : Seçilmiş bazı ülkelerin yıllık toplam emisyon miktarları [106].

4.14.4 Elektrik üretim/dağıtım yöntemine göre ayırt edici kapsam raporlamaları

Enerji üretildikten sonra ya yerinde tüketilir ya da doğrudan hat transferi veya elektrik şebekesi aracılığıyla başka bir işletmeye dağıtılır. Kapsam 2 emisyonları, bir şirket enerjisini başka bir kuruluştan aldığı veya bir şirket sahip olduğu ve tükettiği üretimden bir enerji nitelik sertifikası sattığında muhasebeleştirilir. Aşağıda belirtilen dört senaryoda kapsamların nasıl oluşturulduğu görselleştirilmiştir [66].

- Tüketilen elektrik sahip olunan/işletilen ekipmandan geliyorsa (Şekil 4.13);

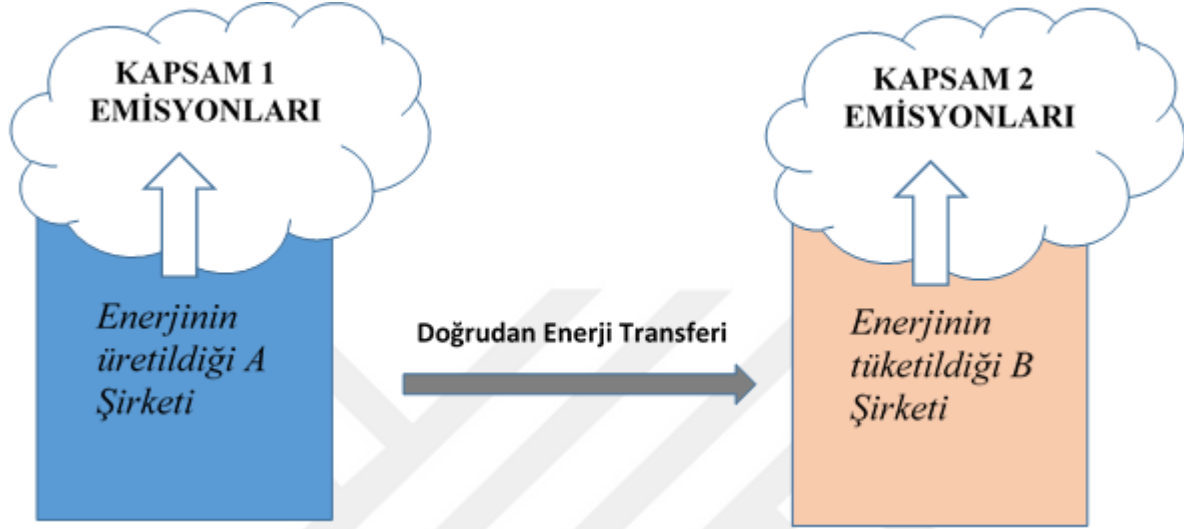
Enerji aynı tesis/işletme tarafından üretilip tüketiliyorsa (şebeke bağlantısı veya alışverişi olmadan), elektrik üretimi sırasında meydana gelen herhangi bir emisyon zaten Kapsam 1'de rapor edildiğinden, Kapsam 2 emisyonları rapor edilmemektedir.



Şekil 4.13 : Kapsam 1 emisyonları.

- Tüketilen elektrik doğrudan bağlı bir iletim/dağıtım hattı ile sağlanıyorsa (Şekil 4.14);

A şirketinde üretilen elektriğin doğrudan B şirketine müstakil bir iletim/dağıtım hattı ile ulaştırıldığını düşünelim. Bu durumda A şirketi emisyonlarını Kapsam 1 kapsamında, B şirketi ise Kapsam 2 kapsamında raporlayacaktır.



Şekil 4.14 : Kapsam 1 ve kapsam 2 emisyonları.

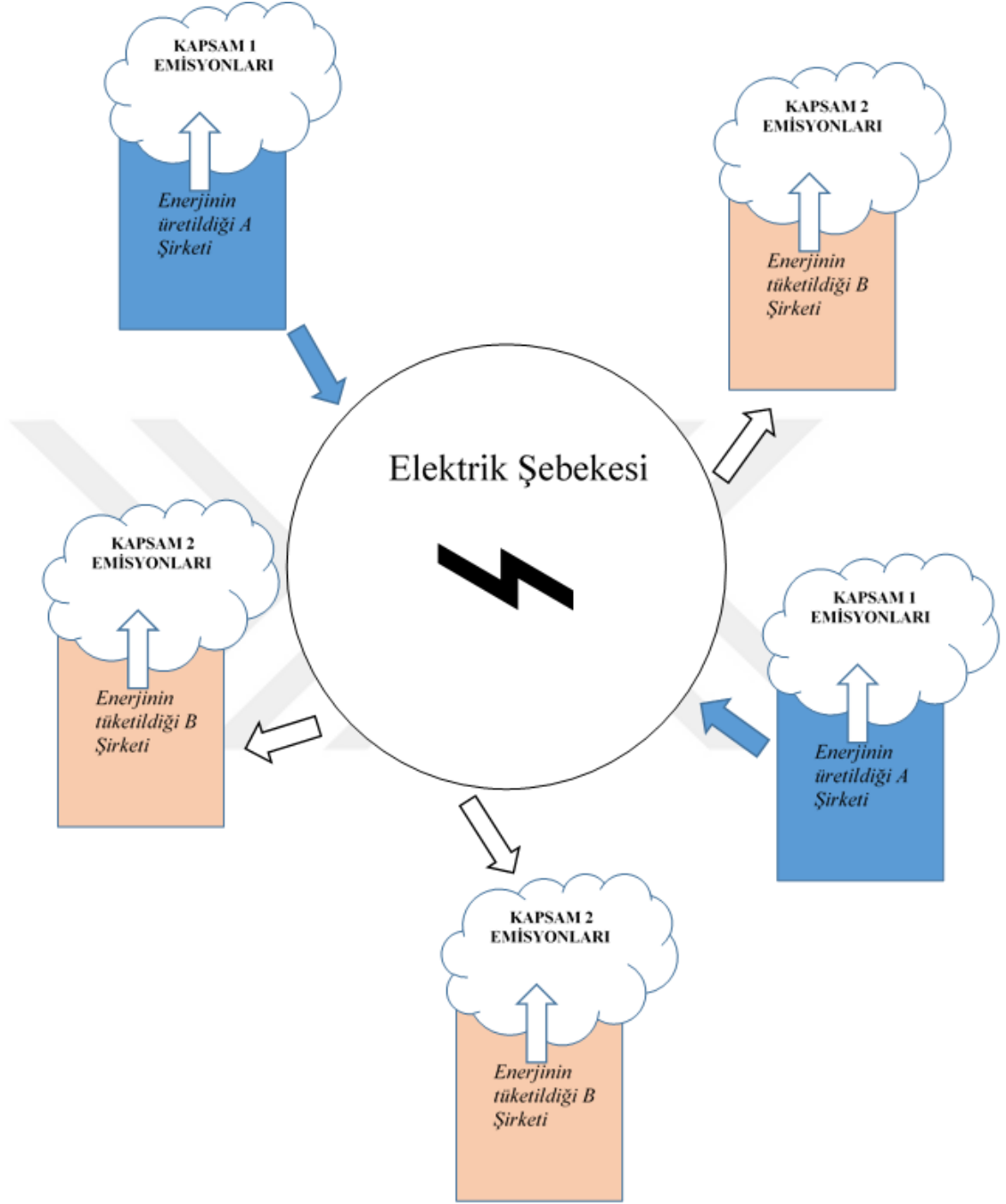
- Tüketilen elektrik şebekeden geliyorsa (Şekil 4.15);

Çoğu tüketici, elektriğinin bir kısmını veya tamamını ortak bir elektrik dağıtım ağı olan elektrik şebekesi aracılığıyla satın alır. Şebekenin tasarımına bağlı olarak, çok sayıda tüketiciye enerji sağlayan az sayıda merkezi üretim tesisi olabileceği gibi, farklı teknoloji türlerini temsil eden çok sayıda üretim tesisi de (kömür veya doğal gaz girdilerini kullanan termik güç santralleri, rüzgâr enerjisi türbinleri, güneş santralleri vb) olabilir.

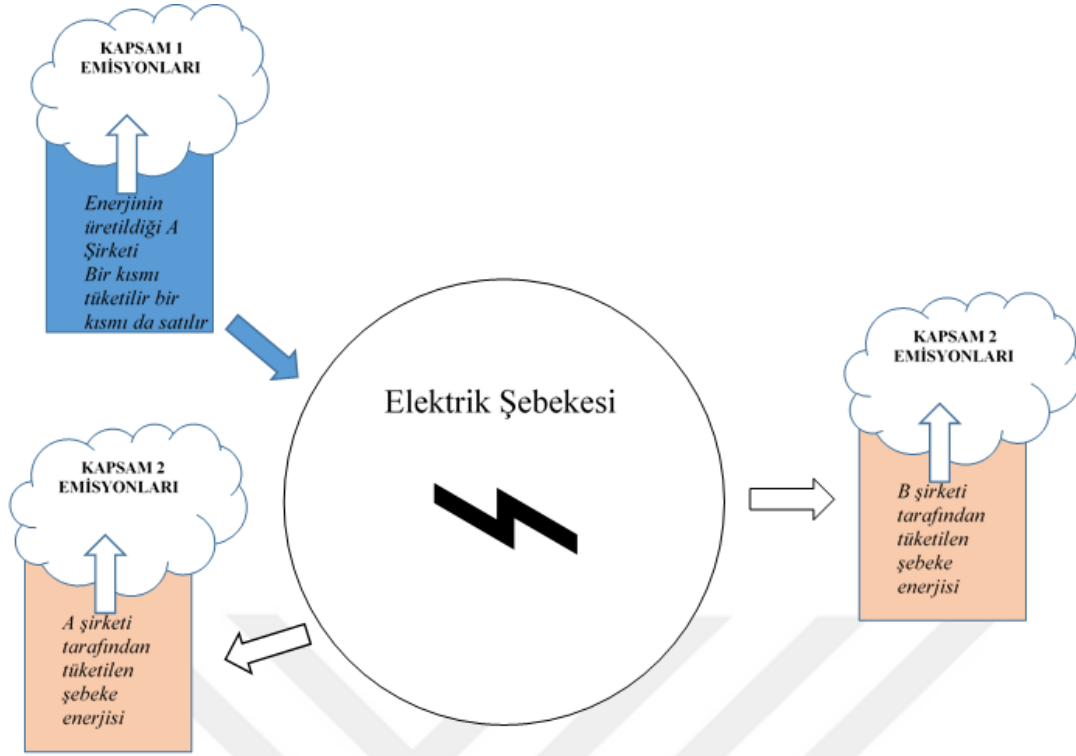
- Tüketilen elektriğin bir kısmı sahip olunan/işletilen ekipmandan geliyorsa ve bir kısmı da şebekeden satın alınıyorsa (Şekil 4.16);

Bazı şirketler, tesislerinde veya enerjinin tüketildiği yerlerin yakınında güneş panelleri gibi enerji üretim kaynaklarına sahiptirler. Bu düzenleme genellikle dağıtılmış üretim veya yerinde tüketim olarak adlandırılır, çünkü merkezi olmayan konumlardaki üretim birimlerinden oluşmaktadırlar.(sıklıkla şebeke ölçeğinde merkezileştirilmiş elektrik santrallerinin aksine enerji çıktısının tüketileceği yerde konumlandırılmışlardır). Şirket, bu üretim tesislerinden elde ettiği enerjinin bir kısmını veya tamamını

tüketebilir, fazla enerji çıktısını şebekeye geri satabilir ya da kalan enerji talebini karşılamak için şebekeden enerji alabilir [66].



Şekil 4.15 : Elektrik şebekesi kullanıcı emisyonları.



Şekil 4.16 : Elektrik şebekesi kullanıcı emisyonları-2.

Kapsam 2 sera gazı muhasebesinin doğru olması için şirketler, Kapsam 2 hesaplaması için şebeke üretim “net” alımları yerine şebekeden yapılan toplam veya brüt elektrik alımlarını kullanacaklardır. Bu nedenle, bir şirketin toplam enerji tüketimi, kendi ürettiği enerjiyi (Kapsam 1’de yansıtılan herhangi bir emisyon) ve şebekeden satın alınan toplam elektriği (elektrik) içerecektir. Şebekeye geri satılan üretimi hariç tutulacaktır. Örneğin 200 kWh toplam üretim yapan bir şirket düşünelim. Bu üretimin 100 kWh kısmını öz tüketim olarak harcadığını geri kalan kısmı da şebekeye verdiğini varsayalım. Şirket aynı zamanda şebekeden de 140 kWh enerji almış olsun. Bu durumda ayrı ayrı raporlanacak toplam enerji miktarı 240 kWh (100 kWh öz tüketim + 140 kWh şebekeden alınan) iken “net şebeke tüketimi” 40 kWh (140 kWh şebekeden alınan - 100 kWh şebekeye verilen) olacaktır [66].

Toplam Üretim: 200 kWh

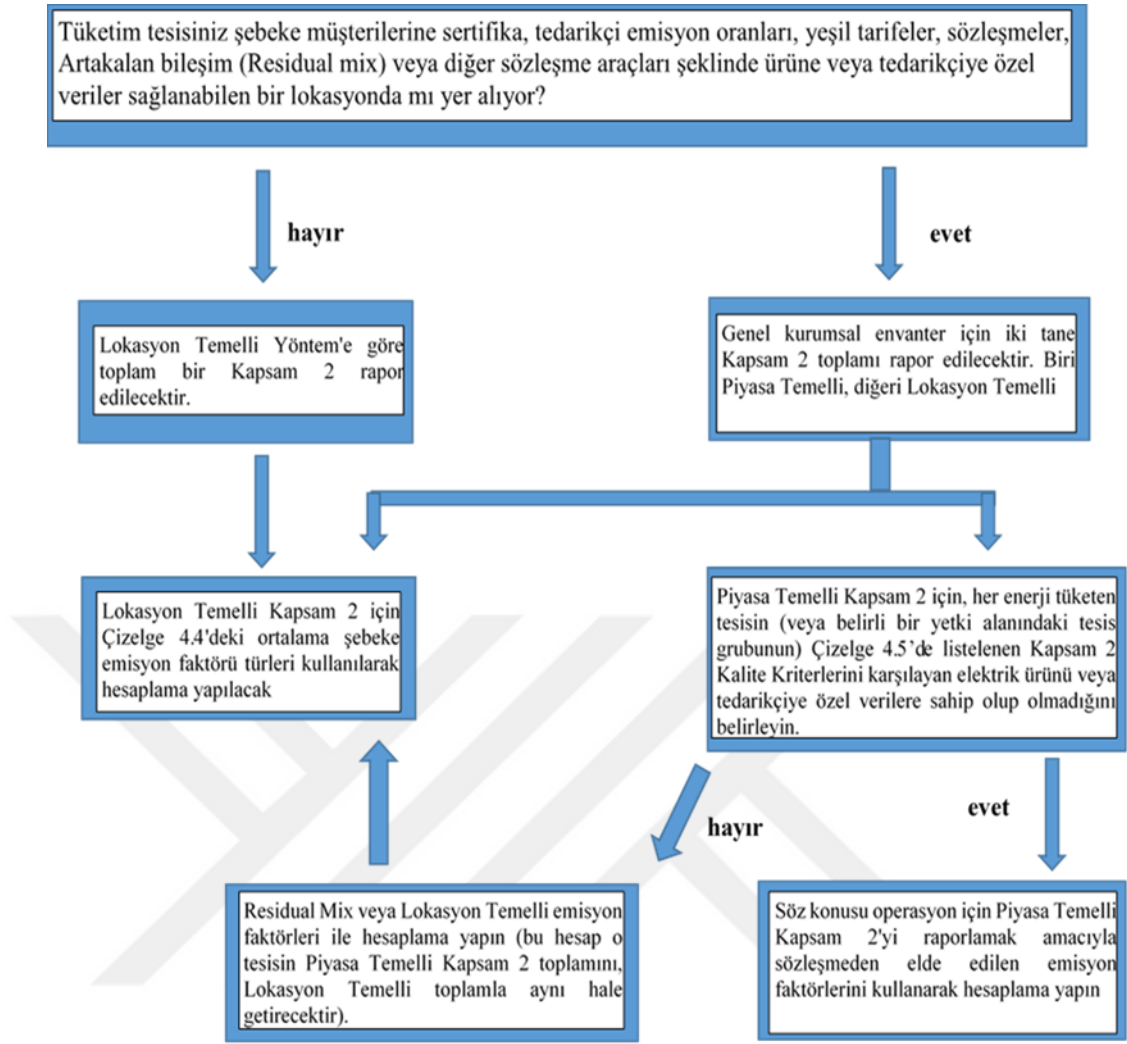
Öz Tüketim: 100 kWh

Şebekeye verilen: 100 kWh

Şebekeden alınan: 140 kWh

Toplam enerji tüketimi = Öz tüketim + Şebekeden alınan

Net şebeke tüketimi = Şebekeden alınan – Şebekeye verilen



Şekil 4.17 : Kapsam 2 için hangi muhasebe yöntemlerinin kullanılacağını belirlenmesi [66].

Çizelge 4.4 : Lokasyon temelli yöntemi emisyon faktörü hiyerarşisi.

EMİSYON FAKTÖRLERİ	GÖSTERGE ÖRNEKLER
Bölgesel veya alt ulusal emisyon faktörleri	eGRID toplam çıktı emisyon oranları (ABD) Defra yıllık şebeke ortalama emisyon faktörü (U.K.)
Ulusal üretim emisyon faktörleri	IEA ulusal elektrik emisyon faktörleri

Çizelge 4.5 : Piyasa temelli kapsam 2 veri hiyerarşisi.

EMİSYON FAKTÖRLERİ	GÖSTERGE ÖRNEKLER	KESİNLİK
Enerji nitelik sertifikaları veya eşdeğer araçlar	Yenilenebilir Enerji Sertifikaları (ABD, Kanada, Avustralya ve diğerleri), Yakıt karışımı açıklaması için Santral Beyanları (İngiltere), Kaynak Garantileri (AB), REC'leri veya GO'ları da ileten elektrik sözleşmeleri (ör. PPA'lar), Kapsam 2 Kalite Kriterlerini karşılayan diğer sertifika araçları	yüksek
Elektrik satın alma sözleşmeleri (PPA) gibi elektrik sözleşmeleri ve elektrik öznitelik sertifikalarının bulunmadığı veya bir kullanım talebi için gerekli olmadığı belirli kaynaklardan yapılan sözleşmeler	ABD'de, NEPOOL ve PJM dışındaki bölgelerde kömür gibi belirli yenilenemeyen kaynaklardan gelen elektrik sözleşmeleri, Sertifikaların olmadığı durumlarda gücü tüketen kuruluşa nitelik aktaran sözleşmeler	
Tedarikçi Emisyon Oranları (yenilenebilir enerji ürünü veya tarifesi gibi)	Teslim edilen enerji ürününün tamamını temsil eden, perakende elektrik kullanıcılarına tahsis edilen ve açıklanan emisyon oranı, Yeşil enerji tarifeleri, Gönüllü yenilenebilir elektrik programı veya ürünü	
Artakalan bileşim (Residual Mix)	RE-DISS projesi kapsamında AB ülkesi tarafından hesaplanmıştır	
Diğer Şebeke Ortalama emisyon Faktörleri	eGRID toplam çıktı emisyon oranları (ABD), Defra yıllık şebeke ortalama emisyon faktörü (İngiltere), IEA ulusal elektrik emisyon faktörleri	düşük

4.14.5 Emisyon faktörlerini her bir elektrik tüketimi birimiyle eşleştirme

Her birim elektrik tüketimi, o tüketim tesisin konumuna veya pazarına uygun bir emisyon faktörü ile eşleştirilmelidir. Piyasa Temelli Yöntem için bu, her bir elektrik birimi için sözleşmeye dayalı bir araç veya bilgi kaynağı seçilmesi anlamına gelir. Örneğin, bir şirket belirli bir işletme esnasında tükettiği elektrik kullanımının yarısı için sertifika satın aldıysa, geriye kalan tüketim miktarına denk gelen emisyonları hesaplamak için emisyon faktörü hiyerarşisine ilişkin diğer araçlar veya bilgilere ihtiyaç duyacaktır. Tek bir ülke veya bölgedeki tüm operasyonları adına enerji öznitelik sertifikalarını merkezi olarak satın alan şirketler, bu satın alımları bireysel saha tüketimiyle nasıl eşleştirdiklerini belirtmelidirler. Şirketler, tedarikçileri tarafından kendilerine iletilen sertifikaları, diğer tedarikçi karma bilgilerinden ayrı olarak da kullanabilirler. Bu durum, nasıl elde edildiklerine bakılmaksızın sertifikaların eşit muamele görmesini sağlar. Örneğin bir tedarikçinin 2000 MWh olan tüketiminin %20'sini (400 MWh olan kısmı) yenilenebilir enerji nitelik sertifikaları ile belgelendirdiğini varsayalım. Tedarikçinin portföyünde yer alan herhangi bir tüketici (A müşterisi) 5 MWh olan tüketiminin 1 MWh olan kısmı için çifte sayım (double counting) sayılmaksızın yenilenebilir enerji kullandığını iddia edebilir. Tüm elektrik tüketimini sıfır emisyon sertifikalarıyla karşılamak için A müşterisinin yalnızca 4 MWh yenilenebilir enerji satın alması yeterli olacaktır [66].

4.14.6 Artakalan bileşimli (residual mix) karbon muhasebesi örneği

Norveç merkezli bir şirketin, 2012 yılı için emisyon envanterini hesaplamakla ilgilendiğini düşünelim. Bu şirket 2011 yılında, elektrik tüketimini yılda 1000 MWh'ye düşüren bir elektrik tasarruf programı başlatmıştır. Yani 2011 yılındaki elektrik tüketimi 1000 MWh olmuştur. Şirket, yapmış olduğu tüketimlerinin %50'sini karşılamak için Menşe Garantileri (GO) satın almıştır. Bir diğer ifade ile 500 MWh elektrik tüketimini yenilenebilir kaynaklardan sağladığını ispatlamıştır. Menşe Garanti sertifikasını da, Norveç'te yer alan bir santralinden üretilen sertifika olduğunu düşünelim. Dolayısıyla bu şirket, bu sertifika sayesinde 500 MWh tüketimine karşılık gelecek emisyon faktörünü 0 (sıfır) gCO₂/kWh olarak dikkate alacaktır. Tüketimin geri kalan %50'sinin şebeke emisyon faktörü ile hesaba katılması gerekmektedir. Şirket en iyi uygulamayı takip etmiş ve Artakalan Bileşen emisyon faktörünü kullanmaya karar vermiştir. NVE web sitesini inceledikten sonra, 2011 yılında Norveç

şebeke karışımının ithalat, ihracat ve elektrik ticaretinden sonra kWh başına 353,0 gram CO₂ olan bir emisyon faktörü olduğunu görmüştür. Bu durumda şirketin geri kalan tüketim miktarı için emisyon miktarı 176,5 tCO₂ olacaktır. *(Emisyonlar [tCO₂e] = Faaliyet verileri [MWh] * Emisyon Faktörü [tCO₂e/MWh] olduğunu hatırlayınız)* Bir hidroelektrik santralinden kaynaklanan 500 MWh ve şebeke karışımından kaynaklanan 500 MWh'nin kombinasyonu, toplam 176,5 tCO₂ Kapsam 2 emisyonuna sebep olmuştur [98].

Lokasyon temelli yöntem için örnek hesaplama Çizelge 4.6'da, Piyasa temelli yöntem için örnek hesaplama ise Çizelge 4.7'de gösterilmiştir.



Çizelge 4.6 : Lokasyon temelli yöntem için örnek hesaplama [66].

RAPORLAMA DÖNEMİ AKTİVİTE BİLGİLERİ			EMİSYON FAKTÖRLERİ				HESAPLANAN EMİSYON DEĞERLERİ			
Tesis	Lokasyon	Enerji Miktarı	CO ₂ Emisyon Oranı	CH ₄ Emisyon Oranı	N ₂ O Emisyon Oranı	GHG Emisyon Faktör Kaynağı	CO ₂ (mt)	CH ₄ (kg)	N ₂ O (kg)	CO ₂ e (mt)
ABD Tesisleri	eGRID alt bölgesi NYUP	2500 MWh	545.79 lb/MWh	16.3 lb/GWh	7.24 lb/GWh	eGRID 2010 yılı	618,91	18,48	8,21	621,85
	eGRID alt bölgesi RFCE	2500 MWh	1001.72 lb/MWh	27.07 lb/GWh	15.33 lb/GWh	eGRID 2010 yılı	1135,93	30,70	17,38	1141,96
AB Tesisleri	DANİMARKA	3000 MWh	0.3152 mtCO ₂ /MWh	*	*	IEA Danimarka 2011	945,63	*	*	945,63
	BELÇİKA	2000 MWh	0.1957 mtCO ₂ /MWh	*	*	IEA Belçika 2011	391,44	*	*	391,44
TOPLAM TÜKETİM		10000 MWh								
Lokasyon Temelli Yöntem için toplam Kapsam 2 emisyonları							3091,908	49,179	25,596	3100,870

Çizelge 4.7 : Piyasa temelli yöntem için örnek hesaplama [66].

RAPORLAMA DÖNEMİ AKTİVİTE BİLGİLERİ			EMİSYON FAKTÖRLERİ		HESAPLANAN EMİSYON MİKTARI	
Tesis	Toplam Enerji Tüketimi	Enerji Miktarı	Sözleşme Tipi	Kapsam 2 Kalite Standartlarını karşılıyor mu?	CO ₂ Emisyon Oranı (mt CO ₂ e / MWh)	CO ₂ e (mt)
ABD Tesisleri	5000 MWh	1000 MWh	REC tutma özelliğine sahip PPA	evet (Residual Mix ABD'de geçerli değil)	0	0
		2000 MWh	REC satın alma	evet (Residual Mix ABD'de geçerli değil)	0	0
		1000 MWh	REC satın alma (enerjiden bağımsız)	evet (Residual Mix ABD'de geçerli değil)	0	0
		1000 MWh (sözleşme harici kalan enerji)	Şebeke Ortalaması (eGRID alt bölgesi NYUP)	evet (Residual Mix ABD'de geçerli değil)	0,5	500
AB Tesisleri	5000 MWh	3000 MWh	Tedarikçi Programı	evet	0,25	750
		2000 MWh	Artakalan Bileşim (Residual mix)	evet	0,5	1000
TOPLAM TÜKETİM		10000 MWh				
		Piyasa Temelli Yöntem için toplam Kapsam 2 emisyonları				2250

Bir şirketin emisyonlarını belirleme ve hesaplama adımlarından biri, o şirketin sınırları içindeki GHG kaynaklarını sınıflandırmaktır. Sera gazı emisyonlarını belirleme ve hesaplama adımları Şekil 4.18’de gösterilmiştir [65].



Şekil 4.18 : Sera gazı emisyonlarını belirleme ve hesaplama adımları.

Sera gazı emisyonları tipik olarak aşağıdaki kaynak kategorilerinden meydana gelir;

- Sabit yanma: kazanlar, fırınlar, brülörler, türbinler, ısıtıcılar, yakma fırınları, motorlar vb. gibi sabit ekipmanlarda yakıtların yanması
- Mobil yanma: yakıtların otomobil, kamyon, otobüs, tren, uçak, tekne, gemi, mavna, gemi vb. ulaşım araçlarında yakılması
- Proses emisyonları: Çimento üretimindeki kalsinasyon adımından kaynaklanan CO₂, petrokimyasal işlemede katalitik parçalamadan kaynaklanan CO₂, alüminyum eritme işleminden kaynaklanan PFC emisyonları vb. gibi fiziksel veya kimyasal proseslerden kaynaklanan emisyonlar.
- Kaçak emisyonlar

Her işletme, yukarıdaki kaynak kategorilerinden bir veya daha fazlasından doğrudan ve/veya dolaylı emisyonlar üreten süreçlere, ürünlere veya hizmetlere sahiptir. İlk adım olarak, bir şirket, yukarıda listelenen dört kaynak kategorisinin her birinde doğrudan emisyon kaynaklarını belirlemek için bir çalışma yapmalıdır. Bir sonraki adım, satın alınan elektrik, ısı veya buhar tüketiminden kaynaklanan dolaylı emisyon kaynaklarını belirlemektir. Hemen hemen tüm işletmeler, süreçlerinde veya hizmetlerinde kullanmak üzere elektrik satın almalarından dolayı dolaylı emisyonlar üretir. Son olarak bir şirket Kapsam 1 veya Kapsam 2’de yer almayan dış

kaynaklı/sözleşmeli üretim, kiralamalar veya bayilikler ile ilişkili emisyonları belirlemelidir [65].

GHG emisyonlarını hesaplamak için en yaygın yaklaşım, belgelenmiş emisyon faktörlerinin uygulanmasıdır. Bu faktörler, GHG emisyonlarını, bir emisyon kaynağındaki temsili bir faaliyet ölçüsüyle ilişkilendiren hesaplanmış oranlardır. Kapsam 1 emisyonları, yayınlanmış emisyon faktörleri kullanılarak satın alınan ticari yakıt (doğal gaz ve kalorifer yakıtı gibi) miktarlarına göre hesaplanacaktır. Kapsam 2 emisyonları, öncelikle ölçülen elektrik tüketiminden ve tedarikçiye özel, yerel şebekeden veya yayınlanmış diğer emisyon faktörlerinden hesaplanacaktır. Kapsam 3 emisyonları üçüncü taraf emisyon faktörleri gibi faaliyet verilerinden hesaplanacaktır [65].

Bir iletim/dağıtım sisteminde tüketilen elektrikten kaynaklanan emisyonlar, son kullanıcılar tarafından Kapsam 3'te "Bir iletim/dağıtım sisteminde tüketilen elektrik üretimi (teknik kayıp) " kategorisi altında raporlanabilir. Yayınlanmış elektrik şebekesi emisyon faktörleri genellikle iletim/dağıtım kayıplarını içermez. Bu emisyonları hesaplamak için tedarikçiye veya lokasyona özel iletim/dağıtım kayıp faktörlerinin uygulanması gerekebilir. Elektriği satın alan ve kendi iletim/dağıtım sistemleri üzerinden taşıyan şirketler, iletim/dağıtım sisteminde tüketilen elektriğin sebep olduğu emisyon miktarını Kapsam 2 kapsamında raporlayacaktır [65].

İki tür elektrik emisyon faktörü vardır:

1. Üretimdeki Emisyon Faktörü (ÜEF)
2. Tüketimdeki Emisyon Faktörü (TEF).

ÜEF, elektrik üretiminden kaynaklanan CO₂ emisyonlarının üretilen elektrik miktarına bölünmesiyle hesaplanır. TEF ise, üretimden kaynaklanan CO₂ emisyonlarının tüketilen elektrik miktarına bölünmesiyle hesaplanır. ÜEF ve TEF formülleri ve birbirleri ile olan ilişkileri aşağıda gösterilmiştir.

$$\text{ÜEF} = \frac{\text{Üretimden Kaynaklı Toplam Emisyon Miktarı}}{\text{Üretilen Elektrik Miktarı}}$$

$$\text{TEF} = \frac{\text{Üretimden Kaynaklı Toplam Emisyon Miktarı}}{\text{Tüketilen Elektrik Miktarı}}$$

$$\text{TEF} \times \text{Tüketilen Elektrik Miktarı}$$

$$= \text{ÜEF} \times (\text{Tüketilen Elektrik Miktarı} + \text{İletim\&Dağıtım Kayıp Miktarı})$$

“Üretimden Kaynaklı Emisyon Faktörü” ile “İletim/Dağıtım Sistemindeki Teknik Kayıp Miktarı”nın çarpılması sonucu elde edilen değer de “İletim/Dağıtım sisteminde Tüketilen Elektrik (Teknik Kayıp) Sonucu Ortaya Çıkan Emisyon Miktarı”nı temsil etmektedir.

$\dot{U}_{EF} \times \text{İletim\&Dağıtım Sistemindeki Teknik Kayıp Miktarı}$

= İletim&Dağıtım Sisteminde Tüketilen Elektrik Kaynaklı Dolaylı Emisyon Miktarı

Aşağıdaki iki örneği inceleyerek, elektriğin üretiminden, satışından ve satın alımından kaynaklanan sera gazı emisyonlarının nasıl hesaplandığını daha iyi kavramaya çalışalım.

Örnek 1:

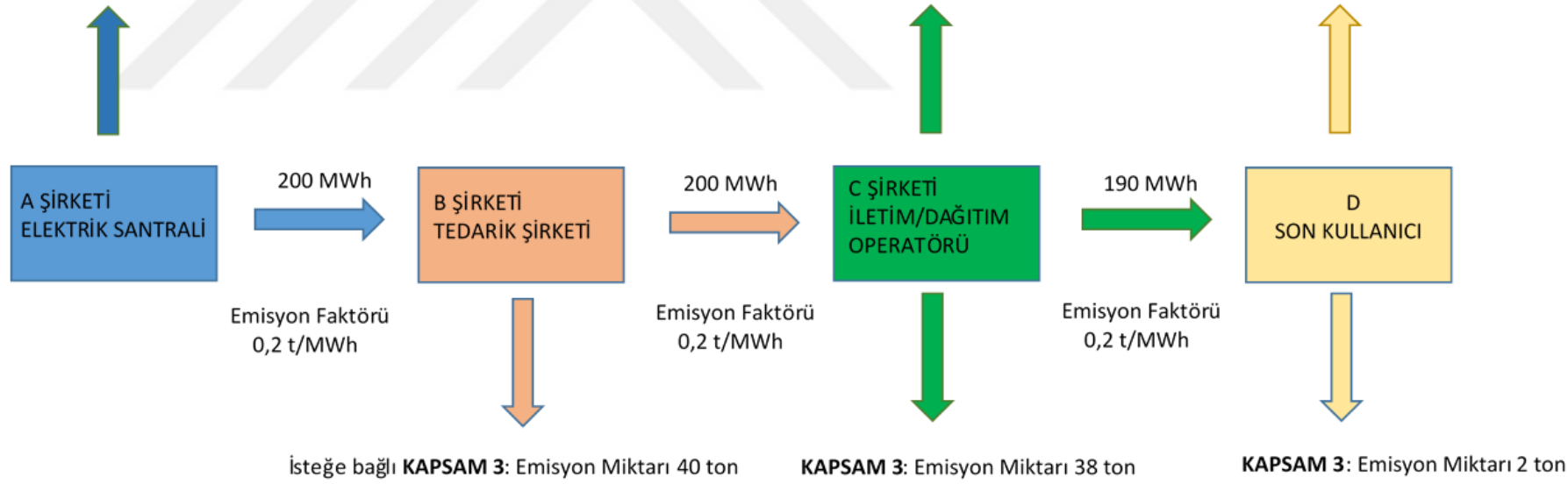
A, B, C adlı üç farklı şirketin ve D adı altında bir nihai kullanıcının olduğunu varsayalım. Bu şirketlerden A şirketi bir elektrik üretim tesisine sahip bağımsız bir elektrik santralidir. Santral, 200 MWh elektrik üretmekte ve yılda 40 ton emisyon salımı gerçekleştirmektedir. B Şirketi ise bir elektrik tedarik şirkettir ve tüm elektriği satın almak için A şirketi ile bir tedarik sözleşmesi bulunmaktadır. B Şirketi, satın aldığı elektriği (200 MWh) iletim/dağıtım sisteminin sahibi/kontrol eden bir kamu hizmeti şirketi olan C şirketine yeniden satmaktadır. C Şirketi, iletim/dağıtım sisteminde 10 MWh elektrik tüketmektedir (teknik kayıp) ve kalan 190 MWh'ı D şirketine iletmektedir/dağıtmaktadır. D Şirketi, satın aldığı elektriği (190 MWh) kendi operasyonlarında tüketen bir son kullanıcıdır.

Bu durumda A Şirketi, elektrik üretiminden kaynaklanan doğrudan emisyonlarını Kapsam 1 kapsamında rapor ederken, B Şirketi satın alınan, son kullanıcı olmayan bir kişiye satılan elektrikten kaynaklanan emisyonları, Kapsam 3'ten ayrı olarak isteğe bağlı bilgi olarak rapor edecektir. C Şirketi, satın alınan elektriğin son kullanıcıya satılan kısmının üretiminden kaynaklanan dolaylı emisyonlarını Kapsam 3 kapsamında ve satın alınan elektriğin kendi iletim/dağıtım sisteminde tükettiği kısmını (yani teknik kaybı) Kapsam 2 kapsamında raporlayacaktır. Son Kullanıcı D ise kendi satın aldığı elektrik tüketimiyle ilişkili dolaylı emisyonları Kapsam 2 kapsamında rapor edecek ve isteğe bağlı olarak Kapsam 3'te iletim/dağıtım kayıplarıyla ilişkili emisyonları rapor edebilecektir. Aşağıdaki şekil (Şekil 4.19) bu işlemlerle ilişkili emisyonların hangi kapsamlarda yer aldığını göstermektedir.

KAPSAM 1: Emisyon Miktarı 40 ton

KAPSAM 2: Emisyon Miktarı 2 ton

KAPSAM 2: Emisyon Miktarı 38 ton



Şekil 4.19 : Örnek emisyon hesaplama.

Örnek 2:

Bu örneğimizde E ve F adında iki şirketimiz olduğunu düşünelim. E şirketi bir kojenerasyon santraline sahiptir ve tüketiminden fazla olan elektriği komşu F şirketine satmaktadır. E Şirketi, kojenerasyon ünitesinden kaynaklanan tüm doğrudan emisyonları Kapsam 1 kapsamında rapor ederken, F şirketine ihraç edilen elektrik üretiminden kaynaklanan dolaylı emisyonlar, E şirketi tarafından Kapsam 3’den ayrı olarak isteğe bağlı bilgiler altında ayrıca raporlanır. F Şirketi, E şirketinin kojenerasyon ünitesinden satın aldığı elektriğin tüketimiyle ilişkili dolaylı emisyonlarını Kapsam 2 kapsamında rapor edecektir.

Tüm bu anlatılardan yola çıkarak diyebiliriz ki, Türkiye’de yer alan herhangi bir tesis için sera gazı hesaplamaları yapılacağı zaman, hem Lokasyon Temelli hem de Piyasa Temelli metotlar kullanılabilecektir. Çünkü Piyasa Temelli metot için hâlihazırda YEK-G sistemi mevcut olup sertifika alımı ile Piyasa Temelli hesaplamalar yapılabilir. Lokasyon Temelli hesaplamalar için ise emisyon faktörlerine ihtiyaç bulunduğu aşıkardır. Bu amaçla 2022 yılı Ağustos ayında Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı tarafından 2020 yılı için “Türkiye Elektrik Üretimi ve Elektrik Tüketim Noktası Emisyon Faktörleri Bilgi Formu” yayınlanmıştır. Bu formun amacı yıllık olarak hesaplanan Türkiye Elektrik Üretimi ve Elektrik Tüketim Noktası Emisyon Faktörlerinin bilgilendirilmesidir [116].

Bu bilgi formunda Türkiye Geneli Elektrik Üretimi Emisyon Faktörleri, Elektrik Santralleri için Yakıtlara Göre Elektrik Üretim Emisyon Faktörleri ve Tüketim Noktasına Göre Elektrik Emisyon Faktörlerinin ilgili yıl için hesaplanan değerleri yer almaktadır. Uluslararası Enerji Ajansı’nın “Emisyon Faktörleri 2021” çalışmasının “Veri Tabanı Dokümantasyonu”nda yer alan metodoloji esas alınarak hesaplanan faktörler Çizelge 4.8, Çizelge 4.9 ve Çizelge 4.10’da gösterilmiştir [116].

Çizelge 4.8 : Elektrik üretimi emisyon faktörü [116].

Faktör Türü	Yılı	Değeri (tCO ₂ /MWh)	Değeri (tCO ₂ -eşd./MWh)
Türkiye Geneli Elektrik Üretimi Emisyon Faktörleri	2020	0,437	0,440

Türkiye Geneli “Elektrik Üretimi Emisyon Faktörleri”, Türkiye’deki elektrik santrallerinin ortalama olarak birim net elektrik üretimi başına salınan sadece CO₂ ve CO₂ eşleniği cinsinden toplam sera gazı emisyonlarının miktarını temsil etmektedir [116].

Çizelge 4.9 : Elektrik santralleri için yakıtlara göre elektrik üretim emisyon faktörleri [116].

Faktör Türü	Yılı	Yakıt Türü	Değeri (tCO ₂ /MWh)	Değeri (tCO ₂ -eşd./MWh)
Elektrik Santralleri için Yakıtlara Göre Elektrik Üretim Emisyon Faktörleri	2020	Linyit	1,274	1,279
		Taş Kömürü	1,095	1,100
		Asfaltit	1,171	1,177
		İthal Kömür	0,868	0,872
		Doğalgaz	0,371	0,376
		Fuel Oil	0,643	0,644
		Motorin	0,644	0,645

“Elektrik Santralleri için Yakıtlara Göre Elektrik Üretim Emisyon Faktörleri”, fosil yakıtlı elektrik santrallerinin birim net elektrik üretimi başına salınan sadece CO₂ ve CO₂ eşleniği cinsinden toplam sera gazı emisyonlarının miktarını temsil etmektedir [116].

Bakanlık tarafından hesaplanan Türkiye Elektrik Üretimi ve Elektrik Tüketim Noktası Emisyon Faktörleri, birim net elektrik üretimi ve birim elektrik tüketimi başına salınan sera gazı emisyonlarının miktarlarını temsil etmektedir. Bilgi formuna göre söz konusu faktörler elektrik özelinde; karbon ayak izi hesaplamaları ve enerji verimliliğine yönelik iyileştirmelerle sağlanan sera gazı azaltım miktarlarının hesaplanması gibi çeşitli alanlarda kullanılabilecektir. Hesaplamalara göre, Türkiye genelinde 1 MWh (birim) net elektrik üretimi başına ortalama 0,440 ton CO₂-eşd. sera gazı emisyonu salınmaktadır. Türkiye geneli elektrik üretiminin yanı sıra elektrik santralleri için yakıtlara göre hesaplanan elektrik üretim emisyon faktörleri kullanılan yakıt türüne göre farklılık göstermektedir. Örneğin, yakıt türü doğalgaz olan bir elektrik üretim santralinde birim net elektrik üretimi başına 0,376 ton CO₂-eşd. sera gazı emisyonu salınmaktadır [116].

Çizelge 4.10 : Elektrik tüketim noktası emisyon faktörleri [116].

Faktör Türü	Yılı	Değeri (tCO ₂ /MWh)	Değeri (tCO ₂ -eşd./MWh)
İletim Hattından Bağlı Tüketim Noktası Emisyon Faktörü	2020	0,444	0,447
Dağıtım Hattından Bağlı Tüketim Noktası Emisyon Faktörü	2020	0,481	0,484

“Elektrik Tüketim Noktası Emisyon Faktörleri”, iletim hattından bağlı elektrik tüketim noktaları ve dağıtım hattından bağlı elektrik tüketim noktaları için birim elektrik tüketimi başına salınan sadece CO₂ ve CO₂ eşleniği cinsinden toplam sera gazı emisyonlarının miktarını temsil etmektedir. Söz konusu faktörler bağlantı noktasına göre değişiklik gösterecek şekilde elektrik tüketimi kaynaklı karbon ayak izi ve azaltım hesaplamalarında kullanılabilecektir [116].

ETKB tarafından 2022 yılı Eylül Ayında yayınlanan Türkiye Ulusal Elektrik Şebekesi Emisyon Faktörü Bilgi Formu’nda yer alan yenilenebilir kaynaklara yönelik birleşik marj emisyon faktörleri Çizelge 4.11’de gösterilmiştir [117].

Çizelge 4.11 : Birleşik marj emisyon faktörleri [117].

Faktör Türü	Yılı	Değeri (tCO ₂ /MWh)
Birleşik Marj Emisyon Faktörü (güneş ve rüzgâr)	2020	0,6488
Birleşik Marj Emisyon Faktörü (diğer yenilenebilir)	2020	0,5552

Yenilenebilir enerji kaynaklı elektrik üretimi ile sağlanacak sera gazı salım (SGS) azaltım hesaplamalarında kaynak türüne göre hesaplanan birleşik marj emisyon faktörleri kullanılabilecektir. Bakanlık tarafından hazırlanan Türkiye Ulusal Elektrik Şebekesi Emisyon Faktörü, yenilenebilir enerji kaynaklı elektrik üretimi ile sağlanacak sera gazı salım azaltım hesaplamalarına yönelik faktörlere yer vermektedir. Örneğin, söz konusu formda yer alan Birleşik marj emisyon faktörü (güneş, rüzgâr için= 0,6488 tCO₂/MWh) güneş veya rüzgârdan üretilen her 1 MWh’lık elektrik için 0,6488 ton CO₂ salınmaktadır anlamına gelmemektedir. Buradaki değer, yeni kurulacak bir güneş ya da rüzgâr enerji santrali ile üretilecek her 1 MWh’lık elektrik için 0,6488 ton CO₂ emisyonundan kaçınılacağı anlamına gelmektedir. Hesaplamalar ulusal değerlerdir [117].

Çizelgelarda eşdeğer CO₂ olarak belirtilen değerler karbondioksit ile birlikte diğer sera gazlarının hesaplamaya dâhil edilmesi ile birlikte bulunan değerlerdir.

Yukarıdaki çizelgelerde yer alan eşdeğer emisyon faktörleri dikkate alınarak 2020 yılında gerçekleşen kaynak bazlı toplam elektrik üretim miktarlarına karşılık gelecek

sera gazı salım miktarları hesaplanmış ve Çizelge 4.12’de gösterilmiştir. Çizelgede yer alan üretim miktarları TEİAŞ tarafından yayınlanan istatistiklerden elde edilmiştir. Çizelgede eşdeğer CO₂ sütununda yer alan pozitif değerler salınan sera gazı miktarını temsil ederken, negatif değerler atmosfere salınmayan (kaçınılan) miktarları temsil etmektedir. Sertifika sütununda yer alan pozitif değerler ise satın alınabilecek sertifika miktarını temsil ederken (talep miktarı) , negatif değerler satılabilecek sertifika miktarını (arz miktarı) temsil etmektedir. Çizelge incelendiğinde fosil yakıt kaynaklı salınan sera gazına karşılık yenilenebilir kaynaklar tarafından engellenen sera gazı miktarlarına denk sertifika sayıları denkleştirildiğinde (offsetleme) ortaya çıkan pozitif değer (60.487.674 adet sertifika) denkleştirilmesi gereken sertifika miktarını göstermektedir. Bu da şu anlama gelir. Bu sertifika miktarını denkleştirmek için hâlihazırda mevcut olan yenilenebilir kaynaklı kurulu gücün artırılması, bununla birlikte fosil yakıtlı üretimden kaçınılması gerekir.

Çizelge 4.12 : 2020 Yılı için hesaplanan toplam sera gazı emisyonu ve sertifika sayıları.

KAYNAK	ÜRETİM (GWh)	ÜRETİM (MWh)	KATKISI (%)	Değeri (tCO ₂ -eşd./MWh)*	TOPLAM SERA GAZI (TON)*	SERTİFİKA ADEDİ**
İthal Kömür	62.505,60	62.505.600	20,38	0,872	54.504.883,20	54.504.883
Taşkömürü + Asfaltit	5.368,10	5.368.100	1,75	1,1	5.904.910,00	5.904.910
Linyit	37.938,40	37.938.400	12,37	1,279	48.523.213,60	48.523.214
Doğal Gaz	70.931,30	70.931.300	23,13	0,376	26.670.168,80	26.670.169
Sıvı Yakıtlar	322,7	322.700	0,11	0,644	207.818,80	207.819
Barajlı	57.463,90	57.463.900	18,74	-0,5552	-31.903.957,28	-31.903.957
D.Göl ve Akarsu	20.630,40	20.630.400	6,73	-0,5552	-11.453.998,08	-11.453.998
Rüzgar	24.828,20	24.828.200	8,1	-0,6488	-16.108.536,16	-16.108.536
Yenilenebilir Atık+Atık Isı	5.736,60	5.736.600	1,87	-0,5552	-3.184.960,32	-3.184.960
Jeotermal	10.027,70	10.027.700	3,27	-0,5552	-5.567.379,04	-5.567.379
Güneş	10.950,20	10.950.200	3,57	-0,6488	-7.104.489,76	-7.104.490
TOPLAM	306.703,10	306.703.100	100		60.487.673,76	60.487.674

*Pozitif değerler salınan sera gazı miktarını temsil ederken, negatif değerler atmosfere salınmayan (kaçınılan) miktarları temsil etmektedir.

**Pozitif değerler satın alınabilecek sertifika miktarını temsil ederken (talep miktarı) , negatif değerler satılabilecek sertifika miktarını (arz miktarı) temsil etmektedir.



5. NET SIFIR HEDEFİ ve KARBON YAKALAMA UYGULAMALARI

5.1 Net Sıfır Hedefi

Kimi ülkeler “Net Sıfır” taahhütlerinde farklı terimleri kullanmaktadırlar. Örneğin bazı ülkeler “Net Sıfır” emisyonu ulaşılmaktan bahsederken, diğerleri “İklim Nötrlüğüne” veya “Sera Gazı Nötrlüğüne” atıfta bulunurlar. Bazı ülkeler ise “Net Sıfır” hedeflerini karbon nötrlüğü açısından tanımlar, fakat bu hedeflerin yalnızca CO₂'ye mi atıfta bulunduğu yoksa tüm GHG emisyonlarını mı kapsadığı konusunda bazı belirsizlikler vardır. Çizelge 5.1’de ülke bazlı olarak kullanılan terimler gösterilmiştir [67].

Çizelge 5.1 : Ülkelerde kullanılan net sıfır terminolojisi.

Kullanılan Terim	Ülke
Net Sıfır GHG Emisyonu (Net-Zero GHG emisyonu)	KANADA, JAPONYA, YENİ ZELANDA, İSVEÇ, İSVİÇRE, BİRLEŞİK KRALLIK, ABD
İklim Nötr (Climate neutrality)	AVUSTURYA, BREZİLYA, DANİMARKA, AB, MACARİSTAN, İRLANDA, İTALYA, LÜKSEMBURG, İSPANYA, UKRAYNA
GHG Nötr (GHG neutrality)	ŞİLİ, ALMANYA
Karbon Nötr (Carbon neutrality)	ARJANTİN, ÇİN, , FİNLANDİYA, FRANSA, İZLANDA, PORTEKİZ, KORE
Net-Sıfır Karbon Emisyonu (Net-zero carbon/CO ₂ emissions)	GÜNEY AFRİKA

Tam da bu noktada “Net Sıfır” terminolojisini açıklamak faydalı olacaktır, çünkü söz konusu iklim değişikliği olunca bu terimler sıkça kullanılmaktadırlar. İlk olarak “Net Sıfır” sera gazı emisyonu” tanımı ile başlayacak olursak;

Tezin yukarı bölümlerinde de açıklandığı üzere “*Net Sıfır sera gazı emisyonu* “ atmosfere salınan antropojenik sera gazlarının emisyonları, belirli bir süre boyunca antropojenik uzaklaştırmalarla dengelendiğinde” kullanılan bir terimdir. Net Sıfır

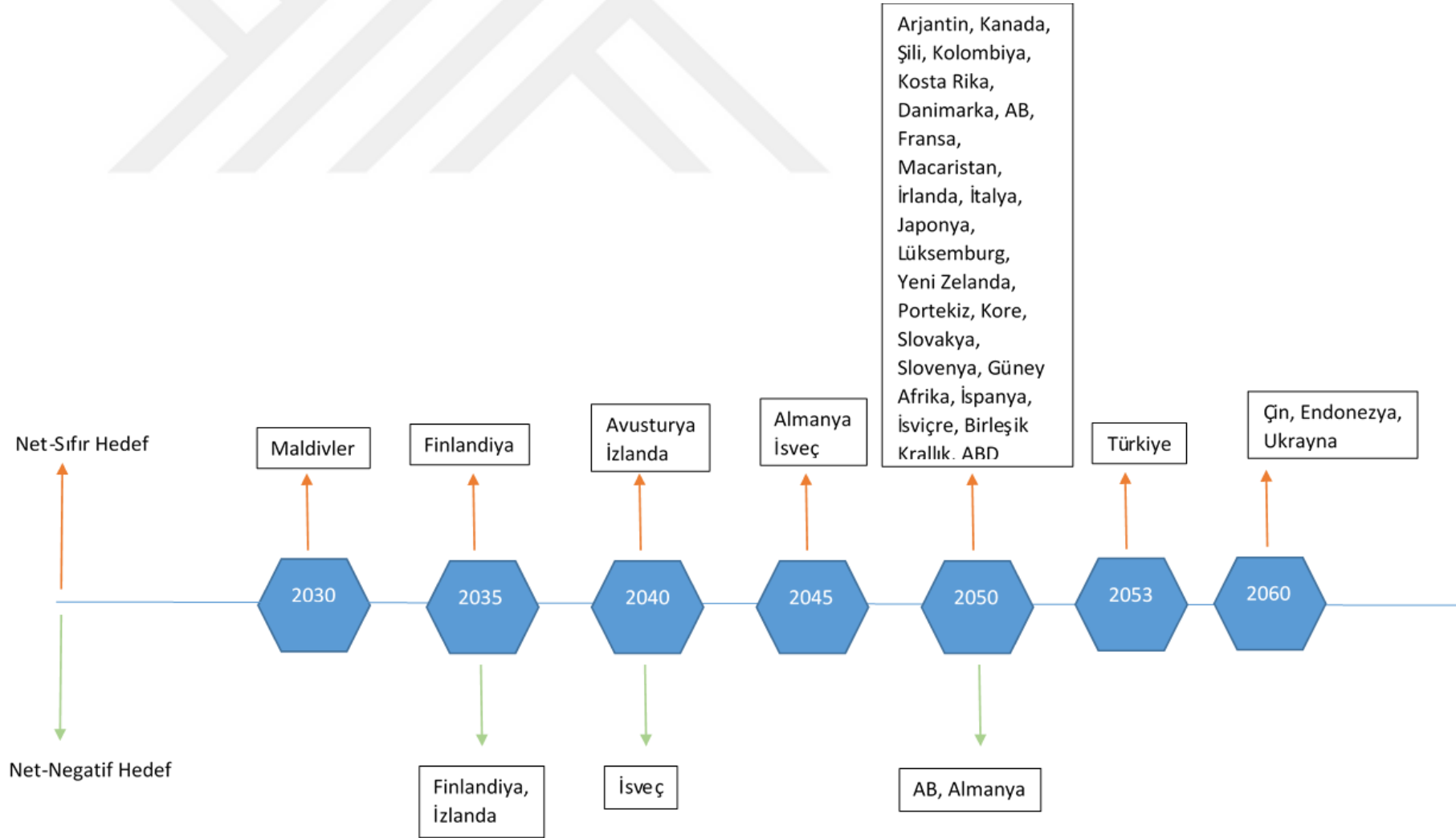
emisyolların niceliği, farklı sera gazlarının emisyonlarını karşılaştırmak için seçilen iklim metriğine bağlıdır. Küresel ölçekte, “Net Sıfır” sera gazı emisyonları ve “GHG Nötr” birbirine eşittir [67].

“Net Sıfır karbondioksit (CO₂) emisyonları” antropojenik CO₂ emisyonları, belirli bir süre boyunca antropojenik CO₂ uzaklaştırmalarıyla küresel olarak dengelendiğinde kullanılan bir terimdir. “Net Sıfır” CO₂ emisyonlarına bazen “karbon nötrlüğü” de denir ve küresel ölçekte iki terim eşdeğerdir [67].

“Karbon nötrlüğü”, "bir özne ile ilişkili antropojenik CO₂ emisyonlarının antropojenik CO₂ uzaklaştırmalarıyla ile dengelendiği bir durumu ifade eder. Bu özne; ülke, kuruluş, bölge veya mal gibi bir varlık veya hizmet ve etkinlik gibi bir faaliyet olabilir [67].

“İklim Nötr”, artık emisyonların emisyon giderimi ile dengelenmesini, insan faaliyetlerinin iklim sistemi üzerinde net bir etki yaratmadığı bir durumu ifade eder. İklim nötrlüğü bazen “Net Sıfır” emisyon terimiyle birbirinin yerine kullanılsa da, terimler arasında ince bir fark vardır. “Net sıfır” emisyonlar, atmosfere salınan antropojenik GHG emisyonlarının belirli bir süre boyunca bu emisyonların ortadan kaldırılmasıyla dengelenmesi anlamına gelirken, iklim nötrlüğü artık emisyonların ortadan kaldırılmalarıyla dengelenmesi anlamına gelir ve insan faaliyetlerinin genel olarak iklim sistemi üzerindeki daha geniş biyojeofizik etkilerini hesaba katar [67].

Çoğu ülke, 2050 yılına kadar “Net Sıfır” hedefine ulaşmayı hedeflerken, birkaç ülke bu hedefe daha erken (örneğin 2035, 2040 ve 2045) ulaşma taahhüdünde bulunmuştur. Yeni Zelanda gibi bazı ülkeler ise, “Net Sıfır” hedeflerine ulaşıldıktan sonra “Net Sıfır” emisyonlarını sürdürme taahhüdün de bulunmuştur. Buna karşın Almanya, İsveç ve AB gibi bazı ülkeler “Net Sıfır” hedeflerine ulaştıktan sonra negatif emisyon elde etmeyi taahhüt etmişlerdir. Bu tür taahhütler, “Net Sıfır” emisyonun kendi içinde bir son nokta olmadığını, daha ziyade uzun vadede net negatif emisyonlara ulaşmak için bir kilometre taşı olduğunu kabul etmektedir [67].



Şekil 5.1 : Ülkelerin net sıfır hedef yılları [67].

Şekil 5.1’de yer alan zaman çizelgesine bakıldığında kimi ülkeler için Net Sıfır hedefi yasal olarak bağlayıcı bir tarih iken Net Negatif hedefinin ulaşılabilir bir hedef olduğu anlaşılmaktadır. Yani bu ülkeler Net Sıfır hedeflerine çok daha erken ulaşıp Net Negatif bir ülke konumuna gelebilirler.

“Net Sıfır” hedeflerine ulaşmak söz konusu olduğunda, bazı ülkeler hedeflerine ulaşmak için önlemlerin uygulanması bağlamında belirli sektörler veya alanlara odaklanmayı önermektedir. Örneğin İspanya, yenilenebilir enerji, enerji verimliliği, düşük emisyonlu araçlar, hava taşımacılığı için sürdürülebilir alternatif yakıtlar ve diğerlerinin yanı sıra kentsel planlama önlemleri gibi bir dizi alana odaklanmaktadır. İzlanda’nın hedefi, tüm sektörlerde emisyonları azaltarak ve yeniden restore ederek, bitkilendirme, ağaçlandırma ve kaya oluşumlarında karbon yakalama ve mineralizasyon dâhil olmak üzere atmosferden karbon giderimini artırarak ulaşmaktır. Bazı ülkeler ise “Net Sıfır” hedeflerine ulaşmak için sektörel emisyon limitleri veya karbon bütçeleri belirler. Örneğin Almanya, “Net Sıfır” a ulaşma yolunda kilit sektörler (enerji, sanayi, ulaşım, binalar, tarım, atık ve diğerleri) için yıllık azaltma hedeflerini benimsemiştir. Bir diğer ülke Lüksemburg, kilit sektörlerde (enerji, imalat ve inşaat, ulaşım, binalar, tarım ve ormancılık, atık) yıllık emisyon azaltma hedefleri belirlemiştir [67].

“Net Sıfır” emisyon hedeflerine ulaşmak, emisyon azaltma ve uzaklaştırma arasında bir denge gerektirecektir. Bazı ülkeler, “Net Sıfır” hedeflerine ulaşmak için uluslararası karbon piyasalarını da kullanabilmektedirler. Birkaç ülke, “Net Sıfır” (ve diğer iklim) hedeflerine yönelik ilerleme hakkında tavsiyelerde bulunmak ve/veya ilerlemeyi değerlendirmek için bağımsız kuruluşlar kurmuştur. Bu tür bağımsız uzman kuruluşlar, “Net Sıfır” hedeflerine yönelik ilerlemeyi gözden geçirmeye, sürecin hesap verebilirliğini güçlendirmeye ve kamuoyunda tartışmayı teşvik etmeye yardımcı olabilir. Örneğin Finlandiya, Birleşik Krallık gibi bazı ülkelerin “Net Sıfır” hedefleri, bu tür bağımsız uzman kuruluşların tavsiyelerine göre belirlenmiştir. Bazı durumlarda, hükümetin bu kuruluşlardan (örneğin Kanada, Danimarka, Fransa, Yeni Zelanda, Birleşik Krallık) alınan tavsiyelere kamuya açık olarak yanıt vermesi veya bir parlamento komitesi önünde (örneğin İrlanda) iklim hedeflerine yönelik performansı hesaba katması gerekir. Çizelge 5.2’de bazı ülkelerde “Net Sıfır” hedefleri için yönetim mekanizmalarına genel bakış gösterilmiştir [67].

Çizelge 5.2 : “Net sıfır” hedefleri için yönetim mekanizmaları [67].

Ülke	RAPORLAMA SÜREÇLERİ		GÖZETİM MEKANİZMASI	
	Raporlama Mekanizması	Raporlama Sıklığı	Bağımsız Uzman Kuruluş	Rolü
Kanada	✓	Hedef yıllarından (2035, 2040, 2045) ve 2050'den 2 yıl önce	✓	Tavsiye vermek, yıllık raporlar hazırlamak
Danimarka	✓	Yıllık	✓	Önerilerde bulunmak
AB	✓	5 yılda bir	✓	Tavsiye vermek
Finlandiya	✓	Yıllık	✓	Tavsiye vermek
Fransa	✓	5 yılda bir	✓	Yıllık raporlar hazırlamak, önerilerde bulunmak
Almanya	✓	Yıllık	✓	Tavsiye vermek
İrlanda	✓	Yıllık	✓	İlerlemeyi gözden geçirmek, önerilerde bulunmak
Japonya	✓	Yıllık	✓	Tavsiye vermek, politika yönergelerini dikkate almak
Yeni Zelanda	✓	Yıllık	✓	Yıllık raporlar hazırlamak, önerilerde bulunmak
Slovenya	✓	Yıllık	✓	Danışmanlık
İspanya	✓	Periyodik	✓	Yıllık raporlar hazırlamak
İsveç	✓	Yıllık	✓	Eylem planlarını ve ilerlemeyi değerlendirmek
Birleşik Krallık	✓	Yıllık	✓	Tavsiye vermek, ilerleme raporları hazırlamak

Hatırlarsanız tezin “Paris İklim Anlaşması” başlığı altında ülkelerin Ulusal Katkı Beyanlarından (NDCs) bahsedilmişti. Bu kapsamda ülkelerin, kendi iklim eylemlerini imkânları dâhilinde maksimum katkıyı sunmayı hedefleyerek, anlaşmanın temel

hedefini yerine getirmeye yönelik olarak gerçekleştirecekleri azaltım, uyum, finans, teknoloji transferi ve kapasite inşası konusundaki çalışmaları ile ilgili olarak INDC “Niyet Edilen Ulusal Katkı” beyanlarını ilk bildirim tarihinden sonra belirli periyotlarda bildirmeleri gerektiği ifade edilmişti. Esasında Ulusal Katkı Beyanları’nın sunulması, Paris Anlaşması kapsamındaki tüm taraflar için zorunludur. Ulusal Katkı Beyanları, ülkelerin Paris Anlaşması’nın toplu hedeflerine ulaşma hedeflerini özetlemektedir. Ulusal Katkı Beyanları tipik olarak 10-15 yıllık bir zaman dilimini kapsamaktadırlar.(yani 2020 yılında sunulan Ulusal Katkı Beyanları genellikle 2030 veya 2035'e hedefler belirler). 2020 yılından başlayarak, ülkelerden her 5 (beş) yılda bir yeni veya güncellenmiş Ulusal Katkı Beyanları’nı iletmeleri ve birbirini izleyen her Ulusal Katkı Beyanı’nın bir "ilerleme"yi temsil etmesi ve "mümkün olan en yüksek hedefini yansıtmayı" istenmektedir. 5 (beş) yıllık periyodik süre, “Net Sıfır” taahhütlerine yönelik kilometre taşı hedeflerinin aşamalı tanımını için ideal bir zaman çerçevesi sunmaktadır. Bununla birlikte, 2015 yılında sunulan Ulusal Katkı Beyanları’nın ilk döngüsüne ilişkin değerlendirmeler, Ulusal Katkı Beyanları’nın henüz kısa ve orta vadeli ulusal çabaları, uzun vadede Paris Anlaşmasında ihtiyaç duyulan emisyon azaltım düzeyine etkili bir şekilde uyumlu hale getiremediklerini göstermektedir [67].

2020-2021 yıllarında birçok “Net Sıfır” taahhüdü formüle edilmiş veya iletilmiş olsa da, birkaç ülke karbonsuzlaştırmanın yollarını araştıran ve “Net Sıfır” emisyon elde etmek için kısa veya orta vadede alınması gereken önemli önlemleri özetleyen yol haritalarını halihazırda geliştirmiştir [67].

5.2 Emisyon Azaltma-Önleme-Uzaklaştırma Faaliyetleri

Bir karbon kredisi, genellikle bir ton CO₂ eşdeğerinin azaltılmasını temsil ederken, onu oluşturan faaliyet türünden bağımsız olarak, karbon kredisi veren bir faaliyetin atmosfer üzerindeki gerçek fiziksel etkisi, faaliyet türüne bağlı olarak büyük ölçüde değişebilir. Literatüre bakıldığında, kredilendirme mekanizmalarının karbon kredilerinin üretilmesine ve verilmesine izin verebileceği üç iklim azaltma faaliyeti kategorisi arasında ayrım yapmaktadır: Emisyon azaltma, önleme ve giderme faaliyetleri. Özellikle “emisyon azaltma” ve “emisyon önleme” faaliyetleri için belirli kategorilerin tanımı konusunda çok az anlaşma vardır. Bazı durumlarda, iki terim

birbirinin yerine kullanılır veya bazen "emisyön önleme" faaliyetleri, "emisyön azaltma" faaliyetlerinin bir alt kategorisi olarak kabul edilir [67].

Emisyön azaltma faaliyetleri (Emission reduction activities), faaliyetin yokluğunda atmosfere eklenecek olan sera gazı miktarına kıyasla atmosfere eklenen sera gazı emisyönlarının miktarını azaltır. Bu tür faaliyetler ayrıca alt kategorilere ayrılabilir:

- ✓ Karbon depolama olmaksızın emisyön azaltma faaliyetleri, örn. enerji verimliliği faaliyetleri, metan veya azot oksit azaltma, başlangıçta fosil yakıt faaliyetlerinin planlandığı bir şebekede yeni yenilenebilir enerji faaliyetlerinin kurulması;
- ✓ Karbon depolama ile emisyön azaltma faaliyetleri, örn. Bir fosil yakıtlı enerji santrali veya bir endüstriyel tesis üzerine bir Karbon Yakalama ve Depolama (Carbon capture and Storage-CCS) sisteminin kurulması

Emisyön önleme faaliyetleri (Emission avoidance activities), depolanan sera gazı emisyönlarının potansiyel kaynaklarının atmosfere yayılmasını önler. Örnekler arasında fosil yakıt rezervlerinin kullanılmaması, arazi kullanımının sürdürülmesi ve hâlihazırda depolanmış karbonu tutan tarım uygulamaları ve ormansızlaşmanın önlenmesi sayılabilir.

Emisyön uzaklaştırma faaliyetleri (Emission removal activities), CO₂'yi atmosferden uzaklaştırır ve depolar. Bu tür faaliyetler aşağıdaki gibi daha alt kategorilere ayrılabilir:

- ✓ Doğrudan hava karbon yakalama ve depolama (Direct Air Carbon Capture And Storage-DACCS), karbon yakalama ve depolama ile biyoenerji (Bioenergy With Carbon Capture And Storage-BECCS) veya gelişmiş ayrışma (Enhanced Weathering -EW) gibi uzun vadeli depolamaya sahip CDR (Carbon Dioxide Removal) teknolojileri olan emisyön giderme teknolojileri. Bu faaliyetler, karbonun atmosferden uzaklaştırılmasına ve yüzyıllardan bin yıllara kadar uzayan bir süre depolanmasına izin verir.
- ✓ Doğa temelli çözümler (Nature-Based Solutions-NBS), ağaçlandırma ve yeniden ağaçlandırma, biyokömür ve toprak karbon tutma gibi CDR projelerini içerir. NBS genellikle kısa ömürlü karbon depolama ile karakterize edilir.

Çizelge 5.3 : Emisyon azaltma/önleme/uzaklaştırma karşılaştırması.

KATAGORİ	ALT KATAGORİ	EMİSYON DEPOLAMA	ÖRNEK UYGULAMA
Emisyon Azaltma	Depolamasız Emisyon Azaltma	hayır	Enerji verimliliği önlemleri, metan veya azot oksit azaltma ve bunun yerine başlangıçta fosil yakıt faaliyetlerinin planlandığı bir şebekede yeni yenilenebilir enerji faaliyetlerinin kurulması
	Depolamalı Emisyon Azaltma	evet	Fosil yakıtlı bir enerji santralinde veya bir endüstriyel tesisde CCS kurulumu
Emisyon Önleme	Emisyon Önleme	evet	Fosil yakıt rezervlerinin kullanılmaması, ormansızlaşmanın önlenmesi
Emisyon Uzaklaştırma	Emisyon Uzaklaştırma Teknolojileri	evet	CDR teknolojileri (DACCS, BECCS, EW)
	Doğa Temelli Çözümler	evet	Yeniden ağaçlandırma, biochar, toprak karbon tutma

Karbon kredisi veren faaliyetlerin atmosfer üzerinde önemli ölçüde farklı etkileri olabilir. Örneğin, şebekeye ek olarak yeni bir yenilenebilir enerji santrali kurmak (“emisyon azaltma” faaliyeti), bunun yerine bir fosil yakıt santrali uygulansaydı atmosfere salınabilecek emisyonları azaltacaktır. Böyle bir faaliyet, gelecekteki ek emisyonların yayılmasını önleyecektir, fakat atmosferdeki mevcut konsantrasyon seviyelerinden sera gazlarını çıkarmayacaktır. Tam tersine, teknoloji tabanlı CDR yaklaşımları ise, atmosferden emisyonların çıkarılmasına izin vererek, atmosferik sera gazı konsantrasyon seviyelerinin mutlak bir şekilde azalmasına neden olur. Bu, daha önce atmosfere yayılan sera gazlarının CDR teknolojileri tarafından teknik olarak ortadan kaldırılabileceği ve kalıcı olarak depolanabileceği anlamına gelir [67].

Çizelge 5.3’de belirtilen ve karbon kredisi verebilen farklı faaliyet türlerinin, ülkelerin “Net Sıfır” emisyonu ulaşma yolları üzerinde farklı etkileri olması muhtemeldir. Ülkeler, “Net Sıfır” ulaşma planlarında uluslararası karbon piyasalarının kullanımına farklı yaklaşımlar benimsemişlerdir. Fransa veya Finlandiya gibi bazı ülkeler “Net Sıfır” hedeflerine ulaşmak için uluslararası karbon piyasalarının kullanımını açıkça dışlamıştır. İsveç gibi bazı ülkeler ise, “Net Sıfır” hedefini desteklemek için uluslararası karbon piyasalarının kullanımına izin vermiş, ancak bu kullanım için bir üst sınır belirlemiştir. İsviçre gibi diğer ülkeler, kullanımda herhangi bir nicel sınır belirtmeden “Net Sıfır” hedefini desteklemek için uluslararası karbon piyasalarını kullanma niyetlerini belirtmişlerdir. Birleşik Krallık gibi bazı ülkelerde, İklim

Değişikliği Komitesi (Climate Change Committee-CCC) tavsiyesi, uluslararası karbon kredilerinin kullanımını, Birleşik Krallık'ın yerel hedefleri karşılamasının ötesine geçmesine izin verecek şekilde açık bırakmasına rağmen, hükümetin “Net Sıfır” hedeflerine ulaşmada uluslararası karbon piyasalarının kullanımına yönelik yaklaşımı konusunda netlik eksikliği vardır [67].

5.3 Ulusal Katkı Beyanları (National Determined Contributions-NDCs)

Basitçe söylemek gerekirse, bir NDC veya Ulusal Olarak Belirlenmiş Katkı, emisyonları azaltmak ve iklim etkilerine uyum sağlamak için oluşturulmuş bir iklim eylem planıdır. Paris Anlaşmasının taraflarından her birinin bir NDC oluşturması ve her 5 (beş) yılda bir güncellemesi gerekmektedir. Çizelge 5.4’de bazı ülkelerin “Net Sıfır” hedef yılları gösterilmiştir.

Çizelge 5.4 : Ülkelerin net sıfır hedef yılları [70].

ÜLKE	BEYAN TARİHİ	NET SIFIR HEDEF YILI
Türkiye ⁵	11.10.2021	2053
AB	18.12.2020	2050
ABD	22.04.2021	2050
Almanya	18.12.2020	2045
Avustralya	16.06.2022	2050
Belçika	18.12.2020	2050
Danimarka	18.12.2020	2050
Fransa	18.12.2020	2050
Kore Cumhuriyeti	23.12.2021	2050
Hollanda	18.12.2020	2050
Büyük Britanya ve Kuzey İrlanda Birleşik Krallığı	22.09.2022	2050
İspanya	18.12.2020	2050
İsveç	18.12.2020	2045
İsviçre	17.12.2021	2050
İtalya	18.12.2020	2050
Japonya	22.10.2021	2050
Kanada	12.07.2021	2050
Lüksemburg	18.12.2020	2050
Meksika	30.12.2020	2050
Norveç	7.02.2020	2050
Polonya	18.12.2020	2050
Portekiz	18.12.2020	2050
Şili	9.04.2020	2050
Yeni Zelanda	3.11.2021	2050
Çin	28.10.2021	2060
Rusya	25.11.2020	2060

⁵ Türkiye 2022 yılında azaltım hedefini güncellemesine rağmen Net Sıfır hedef yılını değiştirmemiştir.

Paris Anlaşması, küresel ısınmayı 1,5°C ile sınırlama çabalarını sürdürürken, ısınmayı 2°C'nin çok altında tutma konusundaki küresel tutkuyu hızla artırmak için bir çerçeve oluşturmuştur. Bu çerçeve, Ulusal Katkı Beyanları (NDCs) taahhütlerini içermektedir. Paris Anlaşması ayrıca tüm ülkeleri özellikle “uzun vadeli, düşük GHG emisyonu geliştirme stratejilerini formüle etmeye ve iletmeye” çağırmıştır. Bu tür Uzun Vadeli Stratejiler, ülkeleri seçeneklerini anlamaya ve kendi seçeneklerini belirlemeye teşvik ederek küresel hırsı desteklemektedir. Bu bağlamda üye ülkeler kendi uzun vadeli stratejilerini belirlemişlerdir. Özellikle OECD üyesi ülkelerin Net Sıfır hedefleri doğrultusundaki stratejileri bu tez kapsamında incelenmiştir.

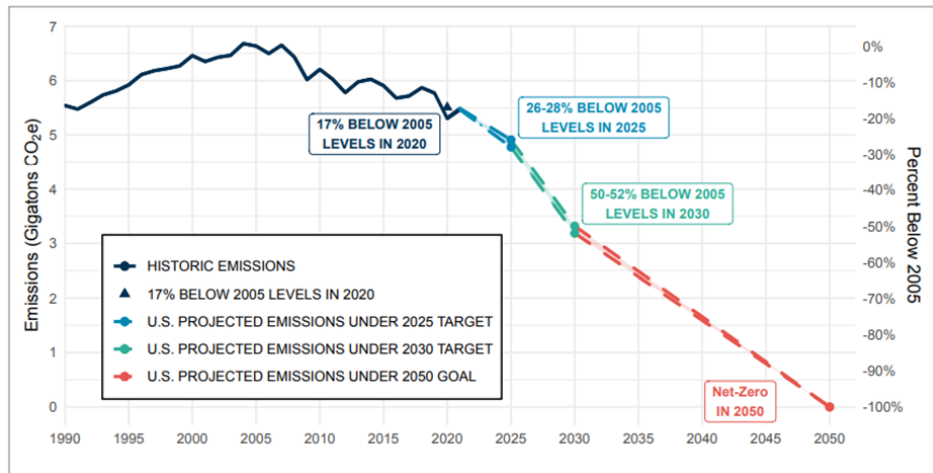
5.3.1 Amerika Birleşik Devletleri ulusal katkı beyanı

Amerika Birleşik Devletleri federal hükümeti, eyalet ve yerel yönetimlerdeki liderlerle birlikte analiz ve istişareyi içeren dikkatli bir sürecin ardından, 2030 yılında net sera gazı emisyonlarını 2005 yılı seviyelerinin yüzde 50-52 altına düşürmek için ekonomi çapında bir hedef belirlemiştir. Birleşik Devletler, NDC'yi geliştirirken, sektör sektör emisyon azaltma yollarını dikkate almıştır. ABD'nin, enerji israfını azaltmak da dâhil olmak üzere karbon kirliliği içermeyen elektriğe geçerek, araçlarda sürüş verimliliği, binalarda ve endüstride elektrifikasyonu sağlayarak ve karbonsuz hidrojen gibi yeni enerji kaynaklarını büyütürken enerji sektörünü karbondan arındırma hedefi bulunmaktadır. Amerika Birleşik Devletleri, 2035 yılına kadar %100 karbon kirliliği içermeyen elektriğe ulaşmak için bir hedef belirlemiştir. NDC ile uyumlu emisyon azaltma yollarına katkıda bulunan politikalar, kirliliği azaltmaya yönelik teşvikleri ve standartları içermektedir. Federal hükümet, karbon kirliliği içermeyen elektrik üreten kaynakların, iletimin ve enerji depolamanın hızlı dağıtımını desteklemek, mevcut nükleer ve karbon yakalama ile güçlendirilmiş karbon kirliliği içermeyen enerji santrallerinin enerji potansiyelinden yararlanmak için eyalet ve yerel hükümetleriyle birlikte çalışmayı taahhüt etmiştir. Amerika Birleşik Devletleri'nde, ekonomik büyüme birimi (enerji yoğunluğu) başına kullanılan enerji miktarı uzun yıllar istikrarlı bir şekilde azalırken, enerji tüketimiyle (karbon yoğunluğu) ilişkili CO₂ emisyonlarının miktarı 2008 yılından beri genel olarak azalmıştır. Amerika Birleşik Devletleri dünyanın en büyük ikinci enerji üreticisi ve tüketicisidir. Bu durum, enerji verimliliği, hâlihazırda fosil yakıt kullanan son kullanımların elektrifikasyonu ve karbonsuz enerji temini yoluyla sera gazı emisyonlarını azaltmak için önemli fırsatlar yaratmaktadır. 2020 yılında Amerika Birleşik Devletleri yenilenebilir üretimi 761 milyon

megawattsaat (MWh) ile yeni bir rekora ulaşmıştır ki bu üretim miktarı toplam Birleşik Devletler elektrik kullanımının yaklaşık yüzde 19'na tekabül etmektedir. Ayrıca bu üretim 2010 yılındaki yenilenebilir enerji üretiminin iki katından fazladır. Son on yılda yenilenebilir enerjideki artışın yüzde 90'ından fazlası rüzgâr ve güneş üretiminden karşılanmıştır. 2020 yılındaki toplam karbonsuz üretim, toplam ABD elektrik üretiminin yaklaşık yüzde 39'unu temsil etmiştir [70].

2005 yılından 2019 yılına kadar, toplam net sera gazı emisyonları yıllık ortalama yüzde 0,8 oranında düşmüştür. Bu düşüş, politikanın (örneğin, araçlar ve cihazlar için verimlilik standartları ve yenilenebilir enerji teşvikleri) ve enerji piyasası ile teknolojik eğilimlerin birleşik etkilerini yansıtmaktadır. Enerji sektörü, karbon yoğunluğu son on yılda hızla düşmesine rağmen, 2019 yılında hala toplam brüt sera gazı emisyonlarının yüzde 25'ini temsil etmiştir. Sanayi tarafından kullanılan ancak tesis dışında üretilen elektrikten kaynaklanan emisyonlar hariç, bir bütün olarak sanayi sektörü, 2019 yılında toplam brüt sera gazlarının yüzde 23'ünü temsil etmiştir. Sanayi sektörünün karbon yoğunluğu 2005 ile 2019 yılları arasında yaklaşık yüzde 7 azalarak önemli ölçüde düşmüştür. Enerji verimliliği iyileştirmeleri ve endüstriyel çıktıda enerji yoğun imalat ürünlerinden daha az enerji yoğun ürünlere geçişler dâhil olmak üzere diğer yapısal faktörlerin bir sonucu olarak, endüstriyel enerji tüketimi 2019 yılında 2005 yılına göre sadece yüzde 5 daha yüksek gerçekleşmiştir [70].

Amerika Birleşik Devletleri aynı anda birden fazla iklim azaltma hedefini takip etmektedir. Her hedef, sera gazı emisyonlarını hızlı bir şekilde “Net Sıfır” a indirmeye yönelik önemli bir kilometre taşı olarak hizmet etmektedir. Genel ABD stratejisi, hem kısa vadeli hem de 2050 hedeflerine yönelik eylemleri bütünleştirmektedir.



Şekil 5.2 : ABD net sıfır hedefi [68].

Yukarıdaki grafik (Şekil 5.2) incelendiğinde ABD'nin 2050 yılında “Net Sıfır” hedefine ulaşma yolunda kademeli olarak belirli yıllarda da emisyon azaltım hedefi olduğu görülmektedir. 2025 yılındaki hedefi 2005 yılı emisyon seviyesinin %26-28 altında bir emisyonu ulaşmak olmakla birlikte, 2030 yılı hedefinin tüm sektörlerde ve tüm sera gazlarında 2005 yılı emisyon seviyesinin %50-52 altında bir seviyeye ulaşmak olduğu anlaşılmaktadır. Amerika Birleşik Devletleri, 2050 yılına kadar net sera gazlarını 2005 seviyelerinin %80-90 altına düşürmeye odaklanan ilk Uzun Vadeli Strateji raporunu 2016 yılında sunmuştur. Amerika Birleşik Devletleri “Net Sıfır” a giden tüm uygulanabilir yolları beş temel dönüşümü içerisinde ele almıştır. Bunlar, “karbondan arındırılmış elektrik sistemi”, “elektriğin tüm son kullanıcılara ulaştırılması ve temiz yakıtlara geçiş”, “enerji israfını önleme”, “metan gazı ve diğer sera gazlarını (Karbondiyoksit harici) azaltma”, “karbon uzaklaştırma teknolojilerine yönelme” olarak sıralanmıştır [68].

Kısa vadeli eylemler, federal hükümetin ve Amerika Birleşik Devletleri'ndeki diğer hükümet ve hükümet dışı aktörlerin politikalarına dayanarak hızla uygulanmaktadır. Şu anda Amerika Birleşik Devletleri'ndeki en büyük ikinci emisyon üreticisi olan elektrik enerjisi sektöründe hızlı ve uygun maliyetli emisyon azaltıcı yatırımlar mevcuttur. Bu nedenle Amerika Birleşik Devletleri, 2035 yılına kadar çok sayıda uygun maliyetli teknoloji ve yatırım yolu ile elde edilebilecek %100 karbon kirliliği içermeyen bir elektrik sistemine ulaşma hedefi belirlemiştir. Güneş, kara rüzgârı, açık deniz rüzgârı ve piller gibi temel teknolojilerin düşen maliyetlerinin yanı sıra gelişmiş politikalar ve temiz, güvenilir ve uygun fiyatlı enerji için artan tüketici talebi nedeniyle son yılda zaten hızlanmıştır. ABD temiz enerji dağıtımının daha da hızlandırılması konusunda, enerji santrallerinden kaynaklanan kirliliği azaltmak için teşvikler ve standartlar sağlamanın bu hızlanmayı kolaylaştırılabileceği görüşündedir. Ayrıca enerji verimliliğinin önemli ölçüde yaygınlaştırılmasının, genel talebi ve pik yükü azaltılabileceği, şebeke sermaye maliyetlerini düşürebileceği ve karbonsuz enerji üretimine yatırım yapmanın daha da ileri gidebileceği görüşüne sahiptir. Yeni yazılım ve donanım çözümlerinin araştırılması, geliştirilmesi ve devreye alınması, karbon kirliliği içermeyen, esnek, güvenilir ve uygun fiyatlı bir elektrik sistemine dönüşümü daha da destekleyecektir [68].

Net ABD sera gazı emisyonları 2007 yılında zirveye ulaşmıştır. Bunun sebebi, enerji hizmetlerine yönelik artan talebi karşılamak için esas olarak fosil yakıtların

yakılmasıdır. Pik seviyeden sonra, net ABD sera gazı emisyonları, çeşitli uygulamalar vasıtasıyla azalmıştır. Federal hükümetin, yenilenebilir ve sıfır emisyonlu araçlar için teşvikleri, enerji santralleri için emisyon standartları, yakıt ekonomisi standartları ve cihaz verimliliği standartları gibi sektöre özel düzenlemeleri devreye alması, bununla birlikte sürekli araştırma ve geliştirme yatırımları da dahil olmak üzere kömür yakıtlı santrallerden doğalgaz yakıtlı santrallere geçiş bu konuda çok önemli bir rol oynamıştır [68].

Amerika Birleşik Devletleri için genel emisyon profilinin güncel durumu ile 2050 yılı arasında nasıl görünebileceğine dair öngörü sunmak adına GCAM ve OP-NEMS ekonomi modelleri kullanılarak farklı senaryolar (senaryolarda 2020 yılından 2050 yılına kadar, nüfus için %0,5 ila %0,7 ve GSYİH için %1,1 ila %1,8'lik yıllık bileşik büyüme oranları ele alınmıştır) altında yapılan analiz sonuçlarına göre ABD'nin 2050 yılı "Net Sıfır" hedefine ulaşmak için, net emisyonlarının 2005 yılında kabaca 6,6 Gt CO₂e olan emisyonlarını (2020 yılında 5,7 Gt CO₂e) 2050 yılına kadar sıfıra düşürülmesi gerekmektedir. Bu hedef, beş ana eylem kategorisinin kombinasyonları ile başarılabilir. Bu eylemler;

"Enerji verimliliği", "elektriğin karbondan arındırılması", "yakıt değiştirme ve enerji dönüşümü", "ormanlar, topraklar ve CO₂ uzaklaştırma teknolojileri aracılığıyla karbonun tutulması" ve "CO₂ dışı emisyonların azaltılması" dır. Modelleme sonuçlarına göre ek politikaların yokluğunda, emisyonlar ileriye doğru büyük ölçüde düz kalarak azalma eğilimi göstermeyecektir. Yenilenebilir üretimin yanı sıra pil ve diğer depolama teknolojilerinde beklenen devam eden maliyet düşüşleri, 2035 yılı %100 temiz elektrik hedefine giden yolda 2030 yılına kadar yaklaşık %70-90 oranında emisyon azalması sağlayabilir. Mevcut nükleer üretim faaliyette kalırken ve 2030'larda ve 2040'larda büyüme görebilirken, güneş ve rüzgâr üretimi 2050 yılına kadar önemli ölçüde artmaya devam edecektir. Diğer sektörlerden gelen talep artışını karşılamak için genel elektrik üretimi arttıkça, temiz enerji üretimine yapılan yatırım yüzyılın ortalarına kadar devam etmelidir. 2021 yılından 2030 yılına kadar depolamasız ortalama yıllık toplam kapasite ilaveleri, yılda 58 GW/yıl ile 115 GW/yıl arasında sıralanmaktadır. 2031 yılından 2040 yılına kadar bu değerler 54 GW/yıl 167 GW/yıl arasında olurken, 2041 yılından 2050 yılına kadar ise 67 GW/yıl ile 123 GW/yıl arasında sıralanmaktadır. 2021 yılından 2030 yılına kadar depolama kapasitesi eklemeleri ortalama 0,4 GW/yıl 'dan 2,7 GW/yıl'a, 2031 yılından 2040 yılına kadar

depolama kapasitesi eklemeleri 3 GW/yıl ‘dan 40 GW/yıl’a, 2041 yılından 2050 yılına kadar depolama kapasitesi eklemeleri ise 11 GW/yıl ‘dan 64 GW/yıl’a yükselecektir [68].

ABD’de 2010 yılından bu yana, federal yatırım politikaları, vergi kredileri ve düzenleyici eylemlerin yanı sıra devlet politikaları, araştırma ve geliştirme ve pazar eğilimleri, önemli ölçüde yenilenebilir dönüşüm sağlamıştır. Aynı zamanda, 2010 ve 2019 yılları arasında, toplam kurulu gücü 102 GW olan 546'dan fazla kömürle çalışan elektrik ünitesi devreden çıkarılmış ve 2025 yılına kadar 17 GW'lık bir kapasitenin daha devreden çıkarılması planlanmıştır [68].

5.3.2 Avustralya ulusal katkı beyanı

Güncellenmiş NDC'de Avustralya, 2030 yılı emisyon azaltım hedefini artırmış ve 2030 yılına kadar sera gazı emisyonlarını 2005 yılı seviyelerinin %43 altına düşürmeyi taahhüt etmiştir. Bununla birlikte Avustralya, 2050 yılına kadar “Net Sıfır” emisyon elde etme hedefini de yinelemiştir. Her iki hedef de Avustralya'nın ulusal envanterinde yer alan tüm sektörleri ve gazları kapsayan ekonomi çapında emisyon azaltma taahhütleridir. Avustralya Hükümeti, “Net Sıfır” a geçişi sağlamak için ekonomi genelinde önemli ve titiz bir dizi yeni politika uygulamaktadır. Avustralya'nın yeni 2030 yılı hedefi, bu politikaların modellenmiş etkisine dayanmaktadır. Avustralya Hükümeti, emisyon azaltma etkilerini ve ekonomik faydalarını en üst düzeye çıkarmak ve Avustralya endüstrisine kapsamlı ve tutarlı bir politika çerçevesi sağlamak için bu politikaları acilen uygulamaya çalışmaktadır [70].

Avustralya'nın yeni politikaları şunları içermektedir [70]:

- ❖ Yenilenebilir enerjinin elektrik şebekesine daha fazla entegre edilmesini sağlamak ve elektrik şebekesinin karbondan arındırılmasını hızlandırmak için Avustralya'nın elektrik şebekesine 20 milyar dolarlık bir yatırım (Avustralya genelinde depolama ve güneş sistemlerine ek 300 milyon dolar yatırım tamamlanmıştır.)
- ❖ Yenilenebilir enerji üretimini artırmak ve düşük emisyonlu teknolojilere geçişi desteklemek için Avustralya'nın endüstriyel tabanını genişleterek, bölgesel ekonomik kalkınmayı destekleyerek ve emisyon azaltım alanındaki özel yatırımları artırarak yeni Ulusal Yeniden Yapılanma Fonu (National Reconstruction Fund)’ndan 3 milyar dolara kadar yatırım

- ❖ Yeni temiz enerji endüstrilerinin gelişimini ve mevcut endüstrinin karbondan arındırma önceliklerini desteklemek için Bölgeleri Güçlendirme Fonu kurma

Fon ayrıca, temiz enerjiye geçiş için gereken işgücü becerilerini ve kapasitesini oluşturmaya da öncelik verecektir. Avustralya Hükümeti, 10.000 Yeni Enerji Stajyerini geleceğin işlerinde eğitmek için 100 milyon dolar daha yatırım yapacak ve ek eğitim yolları sağlamak için 10 milyon dolarlık bir Yeni Enerji Becerileri Programı oluşturacaktır.

- ❖ Mevcut Koruma Mekanizması (Safeguard Mechanism) altında, Avustralya'nın başlıca emisyon kaynakları için azalan emisyon temel hatlarının tanıtılması, endüstriyel tesisler için “Net Sıfır”a yönelik ulusal bir yörünge ile tutarlı ve uluslararası rekabet edebilirliği destekleyen öngörülebilir bir politika çerçevesi sağlamak
- ❖ Avustralya'nın emisyonları azaltmak ve elektrikli araçların alımını hızlandırmak için Yeni bir Driving the Nation Fonu oluşturarak ve Commonwealth'in şarj ve yakıt ikmali altyapısına yaptığı yatırımı ikiye katlayarak 500 milyon dolara çıkararak ilk Ulusal Elektrikli Araç Stratejisi oluşturmak,
- ❖ Avustralya Hükümeti ayrıca bir elektrikli otomobil vergi indirimi sunacak ve tüketicilerin araçlarının yakıt verimliliği konusunda daha bilinçli seçimler yapmasına yardımcı olmak için gerçeğine uygun emisyon test programı oluşturacaktır
- ❖ Büyük işletmeler için iklim riskleri ve fırsatları için yeni standartlaştırılmış ve uluslararası uyumlu raporlama gereksinimlerinin uygulanması
- ❖ Commonwealth⁶ hükümetlerinin emisyonlarını 2030 yılına kadar “Net Sıfır”a indirme taahhüdü (savunma ve güvenlik kurumları hariç)

Bu yeni önlemler, 2011 Karbon Kredileri (Karbon Çiftçiliği Girişimi) Yasası kapsamında kredilendirme yapan Avustralya Yenilenebilir Enerji Ajansı, Temiz Enerji

⁶ Commonwealth, 56 bağımsız ve eşit ülkenin gönüllü bir birliğidir. 2.5 milyar insana ev sahipliği yapan birlik hem gelişmiş ekonomileri hem de gelişmekte olan ülkeleri içermektedir. Üyelerinin 32'si, birçok ada ülkesi dâhil olmak üzere küçük devletlerdir. Üye hükümetler kalkınma, demokrasi ve barış gibi ortak hedefleri kabul etmişlerdir [71].

Finans Kurumu dahil olmak üzere mevcut emisyon azaltma ve düşük emisyon teknolojisi hızlandırıcı politikaları ve programları üzerine inşa edilecektir [70].

Avustralya'nın hedefi olan %43 emisyon azaltımı miktar olarak 4381 milyon ton CO_{2e}'dir. Emisyon azaltımına dâhil olan sera gazları Karbondioksit (CO₂), Metan (CH₄), Azot oksit (N₂O), Hidroflorokarbonlar (HFC'ler), Perflorokarbonlar (PFC'ler), Kükürt heksaflorür (SF₆) ve Azot triflorür (NF₃)'dür [70].

5.3.3 Şili ulusal katkı beyanı

Şili 2050 yılı karbon nötr ülke olma yolunda hâlihazırda Şili Ulusal Kongresi'nde tartışılmakta olan İklim Değişikliği Çerçeve Kanun Taslağını oluşturmuştur. Şili'nin 2015 yılındaki ilk NDC'sinin sunulmasından bu yana ülke, iklim değişikliği ile ilgili kurumsallık, politikalar ve kapasitelerin geliştirilmesinde önemli ölçüde ilerlemiştir. Şili'nin küresel sera gazı (GHG) emisyonlarındaki payı, 2016 yılında yaklaşık %0,25 olmuştur. Aynı yıl, küresel düzeyde kişi başına CO₂ emisyonları 4,4 tCO₂ seviyesinde iken ve Ulusal Sera Gazı Envanteri (NGHGI, 2016) tarafından yayınlanan rakamlara göre), Şili kişi başına 4,7 tCO₂ ile bu miktarı biraz aşmıştır. Ancak bu emisyon miktarı, kişi başına 9,2 tCO₂ olan OECD ülkeleri ortalamasının oldukça altındadır. Bununla birlikte ülkenin emisyonlarının 1990 yılından bu yana %114,7 ve 2007 yılından beri %20 arttığını belirtmek gerekir. 2016 yılında salınan ana sera gazı CO₂ (%78,7), ardından CH₄ (%12,5), N₂O (%6) ve florlu gazlar (%2,8) olmuştur [70].

Enerji Sektörü (fosil yakıt tüketimiyle ilgili) ülke çapındaki sera gazı emisyonlarının çoğundan sorumludur ve 2016 yılında toplam emisyonların %78'ini oluşturmuştur. Arazi kullanımı, arazi kullanımı değişikliği ve ormancılık (Land Use, Land-Use Change And Forestry-LULUCF) sektörü, ülkede sera gazı emen tek sektördür ve 1990 yılından beri mevcut olan emisyon kayıt verilerinde bir yutak olarak kaydedilmiştir [70].

Şili, uluslararası ve ulusal göstergelere yansıyan gelişiminde önemli ilerleme kaydetmiştir. Örneğin, Dünya Bankası'na göre, 2021 yılı satın alma gücüne göre ayarlanan kişi başı Gayri Safi Yurtiçi Hasıla (GSYİH) 16502 ABD doları olmuştur.

Şili'nin karbon nötr olma yolunda uzun vadeli vizyonu, Şili'nin eşit derecede ilgili iki eylem hattındaki çalışması olarak tanımlanmıştır.

- i) GHG emisyonlarında sürekli bir azalmaya ulaşmak;

ii) Doğal karbon yutaklarını artırmak ve sürdürmek

Şili, 2020 yılı ile 2030 yılı arasında 1.100 MtCO₂eq'yi aşmayan bir sera gazı emisyon bütçesi taahhüt etmiştir. 2025 yılına kadar ise en yüksek sera gazı emisyonuna ulaşmayı, 2030 yılına kadar da 95 MtCO₂eq bir sera gazı emisyonu bütçesine sahip olmayı hedeflemiştir. Şili'nin emisyon azaltma yönündeki hedeflerinden diğeri 2016 yılı seviyelerine göre 2030 yılına kadar toplam karbon emisyonlarını en az %25 azaltmaktır. Bu hedefe ulaşmak amacıyla, öncelikle hava kalitesine odaklanan ulusal politikalar benimsenecektir. Ayrıca, karbon envanterinde bulunan bilgilerin iyileştirilmesi için kalıcı ve periyodik çalışmalar yapılacaktır. 2025 yılına kadar, yerel düzeyde İklim Değişikliği kapasiteleri ve kurumsallığı güçlendirilecek ve 10 (on) idari bölgede Bölgesel İklim Değişikliği Eylem Planlarının sunulması yoluyla gerekli uyum ve azaltım eylemlerinin uygulanmasına başlanacaktır. 2030 yılına kadar 16 (on altı) idari bölge kendi iklim değişikliği eylem planlarına sahip olacaktır. 2026'ya kadar, mevcut izleme ve değerlendirme sistemi, ilerlemeyi ve belirlenen hedeflere uyumu değerlendirmek için tüm iklim değişikliğine uyum araçları için ilerleme ve etki göstergeleri ile güçlendirilecektir [70].

Enerji sektörü, enerji talep ve arz senaryolarını değerlendirmek amacıyla Enerji Bakanlığı'nın Uzun Vadeli Enerji Planlaması (PELP) senaryolarını değerlendirmek için kullandığı araçlar ile planlanmıştır. Senaryolarda enerji sektörü için dikkate alınan bazı önlemler Çizelge 5.5'de gösterilmiştir [70].

Çizelge 5.5 : Şili'nin enerji sektörü için dikkate aldığı bazı önlemler.

Önlem	Sektör	Referans Senaryo	Karbon Nötrlük Senaryosu
Termik santralin yerini alan yenilenebilir enerjiler	Enerji	2050 yılına kadar 2.500 MW'lık geri çekilme	2040'a kadar 5.500 MW'ı geri çekme
Dağıtık Üretim	Enerji	2050 yılına kadar konutta 1278 GWh ve ticari alanda 3633 GWh	2050 yılına kadar konutta 1.800 GWh ve ticari alanda 5.657 GWh
Enerji Yönetim Sistemleri	Enerji	Tüm dönemler için yıllık %0,6 tasarruf	Aşamalı yıllık tasarruf (%0,6 ve %2,5)

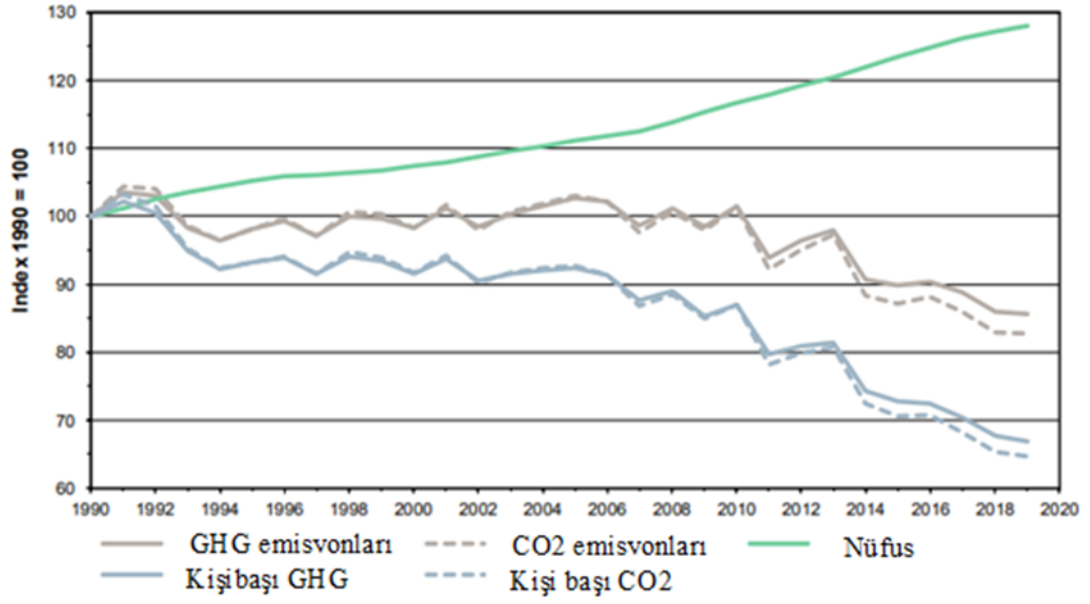
Çoğu önlemin (yukarıdaki Çizelgede yer almayan önlemler de dâhil) 2050 yılına kadar negatif bir azaltma maliyeti olacağı ifade edilmiştir. Göz önünde bulundurulmuş önlemlerden bazıları, büyük enerji endüstrilerinin endüstriyel süreçlerinde enerji verimliliği eylemleridir. Örneğin, sanayide ve madencilikte araç elektrifikasyonunun kullanılması, 2050 yılına kadar 3,3 MtCO₂eq'lik bir azalma potansiyeline ve negatif bir azaltma maliyetine sahip olduğu görülmüştür. Özel araçlar, ticari araçlar, taksiler ve otobüsler için elektrifikasyon önlemleri, sera gazı nötrlüğüne ulaşmada önemli bir rol oynayacaktır. Bu önlemler, ticari veya yoğun faaliyet kullanımı için 10,2 MtCO₂eq emisyon azaltımı öngörmektedir. Yenilenebilir enerji kaynaklarından üretilen hidrojenin kargo taşımacılığında kullanılması, emisyon nötrlüğü hedefine ulaşmada çok önemli bir rol oynayacak ve ekonomik açıdan uygun olacaktır. Ancak, bu teknolojinin geliştirme aşamasında olduğu ve ticari olarak ancak 2030 yılından itibaren rekabet edebileceği ifade edilmiştir. 2040 yılına kadar elektrik sektörünün karbondan arındırma planı, 8 USD/tCO₂'luk pozitif bir azalma maliyetini temsil etmesine rağmen 2050 yılına kadar 7,5 MtCO₂ eşdeğer azalma getirecektir [70].

Aralık 2021'de Şili hükümeti, güncellenmiş Enerji Politikası 2050'nin bir parçası olarak on yılın sonuna kadar en az 35 USD/tCO₂'lik bir karbon vergisi önermiştir. Yeni seçilen başkan, karbon vergisinin 40 USD/tCO₂'ye kadar kademeli olarak artırılmasını içeren bir Yeşil Vergi Reformu önermiş, ancak herhangi bir zaman çerçevesi belirtilmemiştir [58].

5.3.4 İsviçre ulusal katkı beyanı

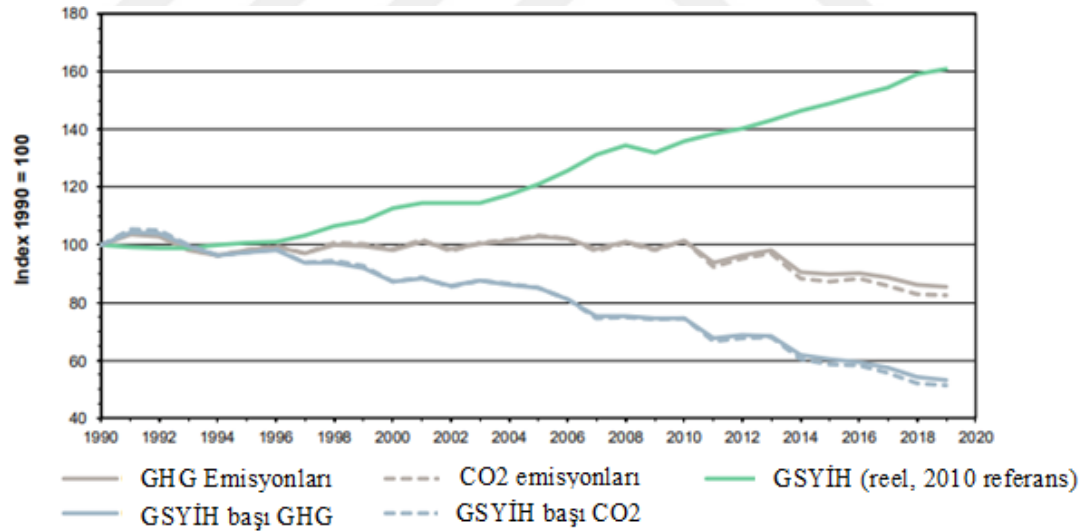
Son 25 yılda, İsviçre önemli bir ekonomik ve nüfus artışı yaşamıştır. Bu iki parametre sera gazı salımında etkisi olan enerji tüketimini ve üretimini ciddi şekilde artırmıştır. 1990 yılı ile karşılaştırıldığında, 2019 yılı itibarıyla, İsviçre'nin ekonomik çıktı ölçüsü olarak reel Gayri Safi Yurtiçi Hasılası (GSYİH) yüzde 61 artmıştır [70].

1990 yılından 2019 yılına kadar İsviçre nüfusuna kıyasla (1990=100) İsviçre'nin sera gazı (GHG) ve CO₂ emisyonlarındaki değişim grafiği Şekil 5.3'de gösterilmiştir.



Şekil 5.3 : İsviçre'nin nüfusuna kıyasla sera gazı (GHG) ve CO₂ emisyonlarındaki değişim grafiği [70].

İsviçre'nin gerçek Gayri Safi Yurtiçi Hasılasına (GSYİH) kıyasla 1990 yılından 2019 yılına kadar İsviçre'nin sera gazı (GHG) ve CO₂ emisyonlarındaki değişim grafiği ise Şekil 5.4'de gösterilmiştir.



Şekil 5.4 : İsviçre'nin GSYİH'ye kıyasla sera gazı (GHG) ve CO₂ emisyonlarındaki değişim grafiği [70].

2050 yılına kadar iklim nötrlüğü hedefi göz önüne alındığında, İsviçre'nin NDC'si, sera gazı emisyonlarını 2030 yılına kadar 1990 seviyelerine kıyasla en az yüzde 50 azaltmaktır; bu, 2021–2030 döneminde sera gazı emisyonlarında ortalama en az yüzde 35'lik bir azalmaya tekabül etmektedir. 2025 yılına kadar, 1990 seviyelerine kıyasla sera gazlarının en az yüzde 35 oranında azaltılması beklenmektedir. Paris

Anlaşması'nın 6. Maddesi kapsamında Uluslararası Olarak Aktarılan Azaltım Sonuçları (Internationally Transferred Mitigation Outcomes-ITMO'lar) kısmen kullanılacaktır. Aralık 2021 itibariyle İsviçre; Peru, Gana, Senegal, Gürcistan, Vanuatu ve Dominika ile ikili anlaşmalar imzalayarak Paris Anlaşması'nın 6.2. Maddesi kapsamında işbirlikçi yaklaşımlar için gerekli çerçeveleri oluşturmuştur. Anlaşmalar, azaltma sonuçlarının transferlerini ve bunların kullanımını yönetmekte ve ilgili düzeltme için yöntemi tanımlamaktadır. Uzun dönemli planlamada İsviçre, sera gazı emisyonlarını 2050 yılına kadar “Net Sıfır” a indirmeyi hedeflemektedir. Bu hedef, İsviçre'nin 28 Ocak 2021'de UNFCCC Sekreterliğine iletilen 2050 İklim Stratejisi'nin temelini oluşturmaktadır. Azaltım kapsamında yer alan sera gazları ise CO₂ (dolaylı CO₂ dahil), CH₄, N₂O, HFC'ler, PFC'ler, SF₆, NF₃'dür [70].

2030 yılına kadar en az yüzde 50 emisyon azaltma hedefi, 2016 yılında İsviçre Parlamentosu tarafından onaylanmıştır. 2011 yılındaki Fukushima nükleer kazasının ardından, İsviçre Hükümeti ve Parlamentosu nükleer enerjiyi aşamalı olarak durdurmaya karar vermiştir. Yeni kurulacak nükleer santraller yasaklanırken mevcut santrallerin güvenli olduğu sürece çalışmaya devam etmesine izin verilmiştir. 2050 Enerji Stratejisi kapsamında nükleer enerjinin payını azaltan yasa 2017 yılında İsviçreli seçmenlerin çoğunluğu tarafından onaylanmıştır. Enerji Stratejisi, hidrolik kaynaklar dışındaki yeni yenilenebilir kaynaklardan yıllık üretimi 11.400 GWh'ye (2019 yılındaki üretim değeri 4.186 GWh) 2035 yılına kadar ortalama hidroelektrik üretimi de 37.400 GWh'ye (2019 yılında 36.137 GWh) çıkarmayı öngörmektedir [70].

İsviçre, sera gazı emisyonları üzerindeki büyük etkilerinden dolayı fosil yakıt sübvansiyonlarının kaldırılmasının önemini farkındadır. Ulusal düzeyde, İsviçre kalan fosil yakıt sübvansiyonlarını aktif olarak gözden geçirmektedir. Uluslararası düzeyde, İsviçre; Kosta Rika, Danimarka, Etiyopya, Finlandiya, Yeni Zelanda, Norveç, İsveç ve Uruguay ile birlikte, özellikle G20 ülkelerinde fosil yakıt sübvansiyonlarının kaldırılmasını teşvik eden Fosil Yakıt Sübvansiyonlarının Dostları Reformu (Friends of Fossil Fuel Subsidies Reform) ile ilgilenmektedir [70].

İsviçre, dünyada salınan sera gazı emisyonlarının yaklaşık yüzde 0,1'ne sahiptir ve kişi başı emisyon miktarı dünya ortalamasının altındadır. Yerel olarak uygulanan iklim politikaları sayesinde, endüstriyel üretimde (1990-2021 yılı artış yüzde 75,1) ve nüfusta (1990-2021 yılı artış yüzde 27,1) önemli bir büyümeye rağmen, İsviçre'nin küresel emisyonların yanı sıra kişi başına emisyonlardaki toplam payı azalmaya

devam etmektedir. İsviçre, 1990 yılından 2014 yılına kadar kümülatif küresel emisyonların yüzde 0,2'sinden daha azına katkıda bulunan düşük bir tarihi emisyon seviyesine sahiptir. İsviçre'nin enerji üretimi neredeyse karbonsuzdur ve çok az ağır sanayiye sahiptir. Bölgesel emisyon azaltma potansiyeli çoğunlukla binalarda ve ulaşım sektörlerini ilgilendirmektedir [70].

5.3.5 Avrupa Birliği ulusal katkı beyanı

AB ve üye ülkeler, ortaklaşa hareket ederek, sera gazı emisyonlarında 1990 yılına kıyasla 2030 yılına kadar en az %55'lik bir net yurtiçi sera gazı azaltılmasına yönelik bağlayıcı bir hedef taahhüt etmişlerdir. Ayrıca, AB enerji karışımında enerji verimliliğini ve yenilenebilir enerjiyi artırmaya yönelik iddialı hedefler üzerinde anlaşmaya varmıştır. AB'nin nihai ve birincil enerji tüketiminin verimliliği, 2030 yılına kadar tarihi bir temel çizgiye kıyasla en az %32,5 oranında iyileştirilecektir. Nihai enerji tüketiminde yenilenebilir enerjiyi artırmak için 2030 yılına kadar en az %32'ye ulaşacak (2017 seviyelerine göre neredeyse iki katı) şekilde yeni bir hedef belirlenmiştir. Bu hedefler, daha önce öngörülenden daha fazla sera gazı emisyon azaltımına yol açmaktadır [70].

Kapsamda yer alan sera gazları Karbondioksit (CO₂), Metan (CH₄), Azot Oksit (N₂O) Hidroflorokarbonlar (HFC'ler), Perflorokarbonlar (PFC'ler), Kükürt Heksaflorür (SF₆), Azot triflorür (NF₃)'dür. AB üye ülkeleri, AB ETS dışındaki sektörlerden kaynaklanan emisyonlarını 2005 yılı seviyelerine göre 2030 yılına kadar Çizelge 5.6'da yer alan yüzdelik değerlere göre azaltacaklardır [70].

Çizelge 5.6 : AB ülkeleri 2030 yılı sera gazı azaltım hedefleri.

Ülke	%	Ülke	%	Ülke	%
Belçika	35	Fransa	37	Hollanda	36
Bulgaristan	0	Hırvatistan	7	Avusturya	36
Çekya	14	İtalya	33	Polonya	7
Danimarka	39	G.Kıbrıs	24	Portekiz	17
Almanya	38	Letonya	6	Romanya	2
Estonya	13	Litvanya	9	Slovenya	15
İrlanda	30	Lüksemburg	40	Slovakya	12
Yunanistan	16	Macaristan	7	Finlandiya	39
İspanya	26	Malta	19	İsveç	40

5.4 Karbon Yakalama, Kullanma ve Depolama (Carbon Capture and Utilisation Storage-CCUS) Teknolojileri

Karbon Yakalama ve Depolama (CCS), küresel ısınmayla mücadelede anahtar olabilecek karbon emisyonlarını azaltmanın bir yoludur. Temel olarak üç aşamalı bir süreci içermektedir;

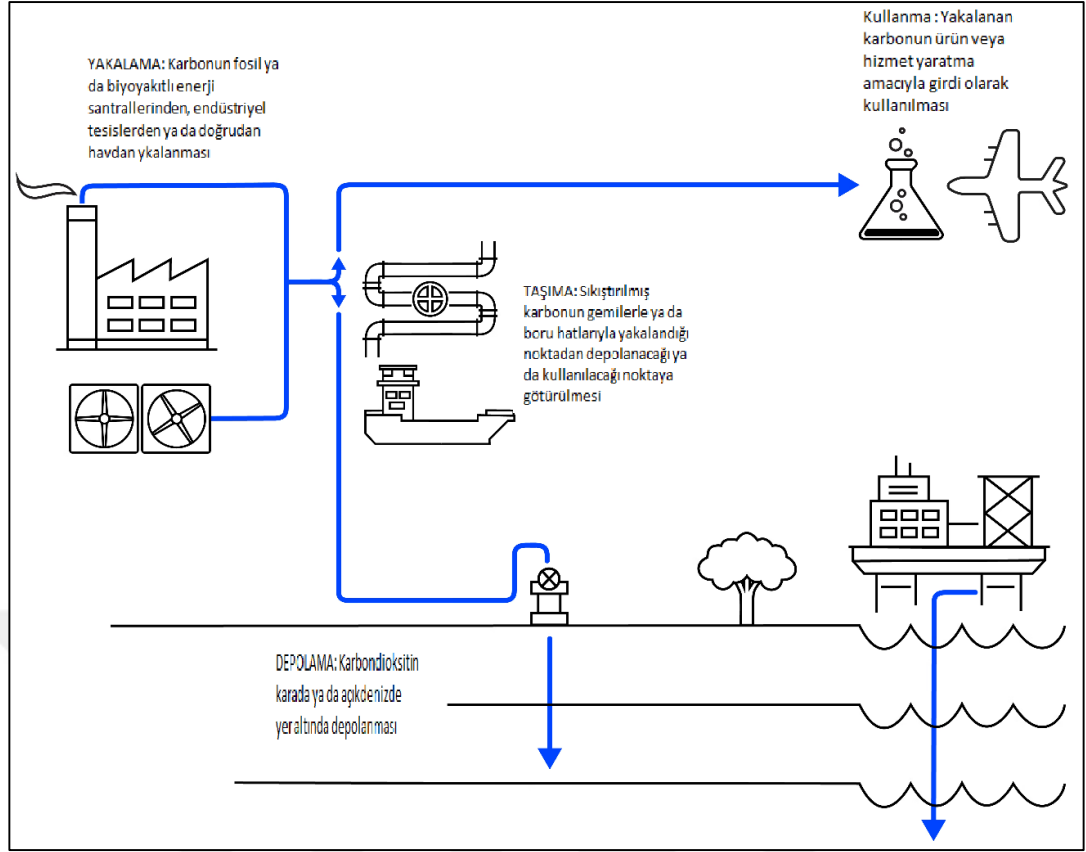
1. Enerji üretiminden veya çelik, çimento yapımı gibi endüstriyel faaliyetler tarafından üretilen karbondioksitin yakalanması
2. Taşınması
3. Yer altında depolanması

Karbondioksit ayrıca doğrudan atmosferden de yakalanabilir. Yerinde kullanılmazsa, yakalanan CO₂ sıkıştırılır ve çeşitli uygulamalarda kullanılmak üzere boru hattı, gemi, demiryolu veya kamyonla taşınır veya kalıcı depolama için CO₂'yi tutabilen derin jeolojik oluşumlara (tükenmiş petrol ve gaz rezervuarları veya tuzlu akiferler dahil) enjekte edilir.

CCS ve CCUS arasındaki temel fark yakalanan karbonun depolanması yerine, örneğin plastik, beton veya biyoyakıta dönüştürülerek endüstriyel işlemlerde yeniden kullanılmasıdır.

Örnek bir CCUS çalışma prensibi Şekil 5.5’de gösterilmiştir.

Hâlihazırda dünya genelinde CCUS'u endüstriyel süreçlere, yakıt dönüşümüne ve enerji üretimine uygulayan ve yıllık toplam yakalama kapasitesi yaklaşık 45 MtCO₂ olan yaklaşık 35 ticari tesis bulunmaktadır. CCUS uygulaması geçmişte beklentilerin gerisinde kalmasına rağmen, yaklaşık 300 proje ile son yıllarda ivme önemli ölçüde artmıştır. Proje geliştiricileri, 2030 yılına kadar yılda 220 Mt CO₂ yakalayan 200'den fazla yeni yakalama tesisinin faaliyete geçmesini hedeflediklerini açıklamışlardır. Ancak, Haziran 2022 itibarıyla geliştirilmekte olan yalnızca yaklaşık 10 ticari yakalama projesi FID (Final Investment Decisions) almıştır. Bununla birlikte, bu düzeyde bile CCUS kullanımı, “Net Sıfır” senaryosunda gerekli olanın önemli ölçüde altında kalmaktadır [72].



Şekil 5.5 : Örnek bir CCUS çalışma prensibi.

Bu tesislerin bazıları, Teksas'ın Val Verde bölgesindeki doğal gaz işleme tesislerinin gelişmiş petrol geri kazanım operasyonları için yerel petrol üreticilerine CO₂ sağlamaya başladığı 1970'ler ve 1980'lerden beri faaliyet göstermektedir. Bu ilk projelerden bu yana, CCUS kullanımı daha fazla bölgeye ve daha fazla uygulamaya yayılmıştır. Özel CO₂ depolama ve izleme ile ilk büyük ölçekli CO₂ yakalama ve enjeksiyon projesi 1996 yılında Norveç'teki Sleipner açık deniz gaz tesisinde devreye alınmıştır. Proje şu anda Kuzey Deniz'in yaklaşık 1 km altında bulunan derin bir tuzlu su oluşumunda 20 MtCO₂'den fazla karbon depolamıştır [75].

Dünyadaki mevcut CCUS projelerine baktığımızda enerji sektöründe iki tane projenin devam etmekte olduğunu görmekteyiz. Bu projelerden biri Kanada'da yer alırken diğer proje ABD sınırları içerisindedir. Her iki projeye ait karşılaştırmalı bilgiler Çizelge 5.7'de gösterilmiştir [75].

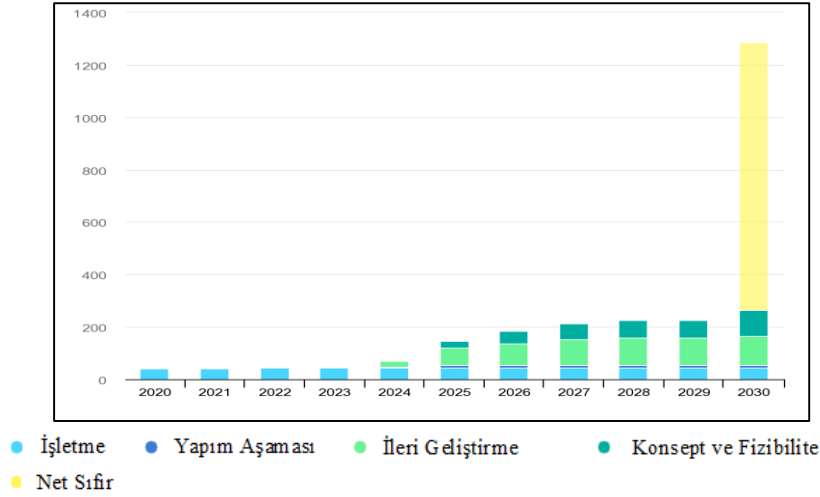
Son yıllarda bir dizi yeni yakalama tesisi devreye alınmıştır. Bu tesisler Avustralya'da Gorgon CO₂ enjeksiyon projesi (2019), Kanada'da Alberta Carbon Trunk Line ile bağlantılı iki yakalama tesisi (2020), Japonya'da karbon yakalama ile ilk büyük ölçekli

biyoenerji projesi (2020) ve Çin'de Sinopec Chemical tesisi ve Guohua Jinjie kömür santralinde (2021) yer alan iki yakalama tesisidir [73].

Çizelge 5.7 : Kanada ve ABD karbon yakalama projeleri karşılaştırması.

	Boundary DAM Santrali Karbon Yakalama ve Depolama Projesi	Petra Nova Santrali Karbon Yakalama ve Depolama Projesi
Ülke	Kanada	ABD
İşletmeye Alınma Yılı	2014	2017
Tasarım (Yeni/Güçlendirme)	Güçlendirme	Güçlendirme
Yakalama Oranı	1 Mpta**	1,4 Mpta
Sektör	Elektrik Enerjisi	Elektrik Enerjisi
Yakıt	Linyit/Kömür	Kömür
Birincil Depolama Tipi	EOR*	EOR
Depolama Konumu	Karasal	Karasal
Taşıma Hattı Uzunluğu	66 km	132 km
Taşıma Tipi	Boru Hattı	Boru Hattı
*Gelişmiş Petrol Kazanımı (Enhanced Oil Recovery-EOR)		
**yıllık mega ton (mega tonnes per annum)		

2020-2030 yılları arası mevcut ve planlanan büyük ölçekli CO₂ yakalama projelerinin kapasitesi Şekil 5.6'da gösterilmiştir.



Şekil 5.6 : 2020-2030 yılları arası mevcut ve planlanan büyük ölçekli CO₂ yakalama projelerinin kapasitesi (MtCO₂/yıl) , Net Sıfır Senaryosu [73].

2050 yılı için ekonomi çapında karbonsuzlaştırma hedeflerinin yaygın şekilde benimsenmesi, CO₂ yakalama uygulamalarının çeşitlendirilmesini teşvik etmektedir. Güncel durumda devrede olan CO₂ yakalama kapasitesinin yaklaşık %65'i, en düşük maliyetli CO₂ yakalama uygulamalarından biri olan doğal gaz işleme tesislerinde

bulunmaktadır. Mevcut proje boru hattına göre, 2030 yılına kadar hem yeni inşaat hem de iyileştirmelerden kaynaklanan yıllık yakalama kapasitesi, hidrojen üretiminden yaklaşık 70 MtCO₂, elektrik üretiminden 70 MtCO₂ ve endüstriyel tesislerden (çimento, çelik ve kimyasallar) 20 MtCO₂ tutarında olabileceği IEA tarafından belirtilmektedir. Karbon yakalama ve depolamalı biyoenerji (Bioenergy With Carbon Capture And Storage-BECCS) ve karbon depolamalı doğrudan hava yakalama (Direct Air Capture-DAC), karbonunun atmosferden uzaklaştırılması için kilit teknolojilerdir. Küresel olarak, en düşük maliyetli BECCS uygulamaları arasında yer alan 40'tan fazla biyoetanol tesisi, CO₂ yakalama planlarını açıklamıştır. Yaklaşık 15 biyokütle ve atık yakıtlı birleşik ısı ve enerji santrali, 2030 yılına kadar yaklaşık 15 MtCO₂ yakalayabilme yeteneğine sahiptir. İlk megaton ölçekli DAC tesisinin ise Amerika Birleşik Devletleri'nde 2024 yılında faaliyete geçmesi planlanmaktadır [73].

5.4.1 Karbon yakalama projeleri

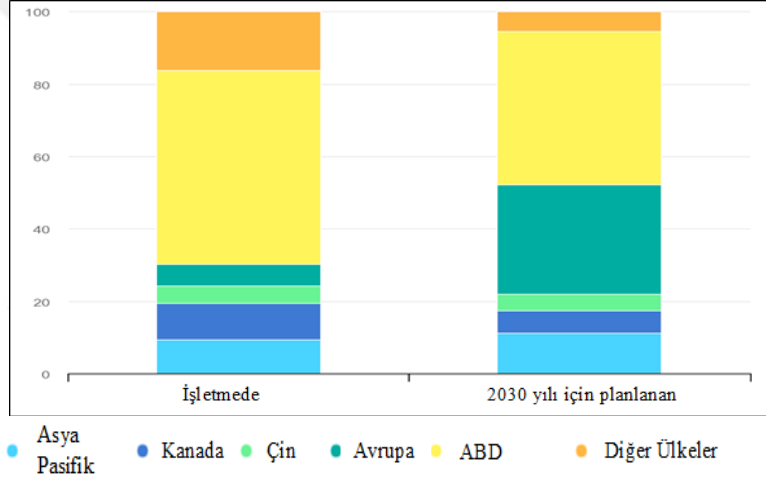
Gelişmekte olan CO₂ yakalama projelerinin coğrafi dağılımına bakacak olursak, güncel durumda bu projelerin 30'dan fazla ülkeye yayıldığını görmekteyiz. Ülke dağılımına baktığımızda [73];

- Güneydoğu Asya'da, çoğu 2020 yılı Ocak ayından beri açıklanmış olan Endonezya, Malezya ve Tayland'daki 10'dan fazla proje, 2030 yılına kadar yılda yaklaşık 15 MtCO₂ yakalama kapasitesine yol açabileceği IEA tarafından ifade edilmektedir.
- Çin'de, Sinopec Qilu Petrokimya projesinin inşaatı Ocak 2022'de ve Çin'in Eylül 2021'de açıklanan ilk açık deniz CCUS projesinin inşaatı ise Haziran 2022'de tamamlanmıştır.
- Kuzey Amerika'da, Amerika Birleşik Devletleri'nin 2030 yılından önce faaliyete geçmeyi hedefleyen yaklaşık 80 projesi bulunmaktadır ve CO₂ yakalama kapasitesi yılda 20 MtCO₂'den 100 MtCO₂'ye kadar beş kata yakın bir artış görebilir. Kanada'da ayrıca, şu anda çeşitli geliştirme aşamalarında olan yaklaşık 15 proje bulunmaktadır.
- Avrupa'da karbondan arındırma hedefleri ve önemli politika desteği, özellikle CO₂ depolama merkezlerine bağlı endüstriyel gruplar şeklinde CCUS gelişimini teşvik etmiştir. 2030 yılına kadar Norveç, Birleşik Krallık, Hollanda,

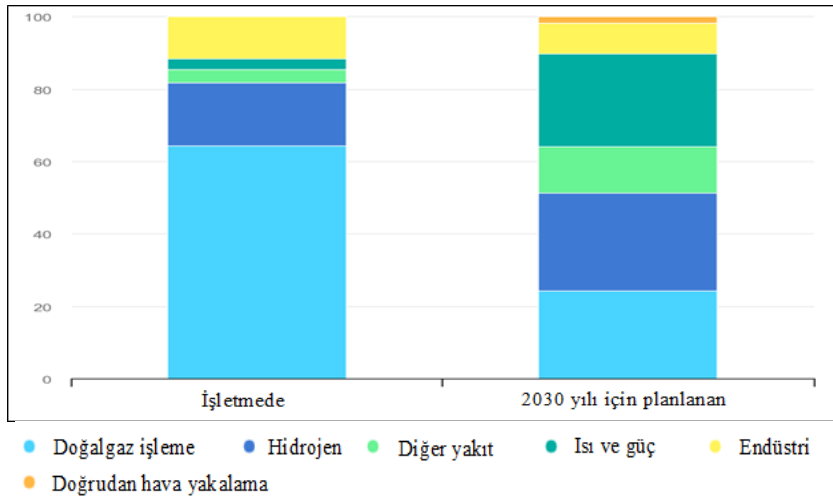
İsveç ve Danimarka'da yaklaşık 50 proje yılda 70 MtCO₂'ye yakın yakalayabilir.

- Ortadoğu'da, hâlihazırda faaliyette olan dört projeye ek olarak, bölge genelinde en az dört proje geliştirilmektedir. 2022 yılının başlarında Bahreyn CCUS'u bir alüminyum fabrikasına yerleştirmeyi planladığını duyurmuştu ki bu alüminyum sektörüne uygulanacak ilk CCUS olacaktır. Katar'da, ülkenin CCUS kapasitesini 2050 yılına kadar 2 MtCO₂/yıl'dan 5 MtCO₂'ye çıkaracak olan NorthFieldEast LNG projesinin inşaatı devam etmektedir.

Ülkelere göre 2022 yılında CO₂ yakalamalı devrede olan tesisler ve 2030 yılı planlanan tesisler Şekil 5.7'de, sektörlere göre 2022 yılında CO₂ yakalamalı devrede olan tesisler ve 2030 yılı planlanan tesisler ise Şekil 5.8'de gösterilmiştir.



Şekil 5.7 : Ükelere göre 2022 yılında CO₂ yakalamalı devrede olan tesisler ve 2030 yılı planlanan tesisler (%) [73].



Şekil 5.8 : Sektörlere göre 2022 yılında CO₂ yakalamalı devrede olan tesisler ve 2030 yılı için planlanan tesisler (%) [73].

CCUS'un “Net Sıfır” enerji sistemine geçişteki rolünü oynaması için daha yüksek CO₂ yakalama oranları gerekli olacaktır. Bugün faaliyet gösteren CCUS donanımlı enerji ve endüstriyel tesisler, baca gazından CO₂'nin yaklaşık %90'ını yakalayacak şekilde tasarlanmıştır. En olgun yakalama teknolojileri için yakalama oranlarını %90'ın üzerine çıkarmak için hiçbir teknik engel bulunmamakla birlikte, %98 veya daha yüksek yakalama oranları daha büyük ekipman, daha fazla işlem adımı ve yakalanan ton CO₂ başına daha yüksek enerji tüketimi gerektirmektedir ve bu da birim maliyetleri artırmaktadır. Yukarı ki bölümlerde de açıklaması yapılan Kanada, Saskatchewan'daki kömürle çalışan üç elektrik santralinden biri olan Boundary Dam Elektrik Santrali'nde yapılan santral verilerine ve maliyetlerine dayalı bir fizibilite çalışması, kömürle çalışan bir elektrik santralinde ikinci nesil bir yakalama tesisinin %67 daha düşük sermaye maliyetiyle inşa edilebileceğini göstermiştir. Fizibilite çalışmasının diğer temel bulguları;

- 45 USD/ton CO₂'de yakalama maliyeti
- Karbon yakalama oranı azaltılmış yük ile %97'ye kadar çıkarılabilir (yani iyi bir yenilenebilir enerji entegrasyonu ile)
- Uçucu kül satışları CO₂'yi daha da azaltabilir (potansiyel olarak 125,000t CO₂/yıl azaltım). Kimi görüşe göre bu durum tesisin karbon nötr olabileceği anlamına gelmektedir.

Mevcut santrallerin maliyet açısından rekabetçi bir şekilde yenilenmesi, özellikle genç bir filo ile karakterize edilen bölgelerde önemli bir azaltma seçeneği olabilir.(Asya'daki kömürle çalışan elektrik santrallerinin ortalama yaşı sadece 14 yıldır, bir elektrik santralinin ortalama teknik ömrü ise sadece 40-50 yıldır) [73].

Enerji üretimi için CCUS maliyetlerini azaltmak için önerilen birkaç teknolojik yenilik güncel durumda test edilmektedir. Bunlardan biri Drax biyoenerji CO₂ yakalama pilot projesi, %100 biyokütle ile çalışan bir enerji santralinden CO₂ yakalayan, 2027 yılına kadar ticari ölçekli bir proje ile ilerlemeyi planlayan, dünyada bir ilk olan projedir [73].

CO₂'yi doğrudan havadan yakalamaya yönelik bir dizi yaklaşım şu anda geliştirilmektedir. Önde gelen teknolojiler, CO₂ ile kimyasal olarak bağlanan katı emici filtrelerle veya havanın geri kalanını çevreye geri verirken CO₂'yi uzaklaştıran kimyasal çözümlere dayanmaktadır.

Politika bağlamında CCUS uygulamalarına baktığımızda birlikte yıllık yakalama kapasitesinin %65'ini oluşturan Amerika Birleşik Devletleri ve Kanada, önümüzdeki yıllarda uygulamaları sürdürmek için yeni hedefli politikalar getirerek CCUS'a güçlü desteklerini sürdürmüşlerdir. Avrupa ve Asya gibi diğer bölgelerde, finansman programları ve yeni çerçeveler CCUS desteğine katkıda bulunmaktadır [73].

- ABD'de Enflasyon Azaltma Yasası, 45Q⁷ vergi kredisinin genişletilmesi ve genişlemesi yoluyla CCUS için önemli bir destek sağlamaktadır. [kredi miktarı, elektrik ve endüstriyel tesislerden yakalanan CO₂ için neredeyse iki katına ve DAC'den yakalanan CO₂ için üçe katlanıyor ve krediye hak kazanmak için son tarih yedi yıl daha ötelenerek 2033'e uzatılıyor] Altyapı Yatırım ve İş Yasası, önümüzdeki beş yıl içinde CCUS değer zincirinde yaklaşık 12 milyar ABD doları sağlayacaktır. Verilecek destek, Ar-Ge finansmanı, krediler gibi bir dizi politika mekanizması aracılığıyla sunulmaktadır.
- Kanada'da 2022 yılı federal bütçesi, 2022 ve 2030 yılları arasında CCUS projeleri için proje türüne bağlı olarak yaklaşık %37-60 değerinde bir yatırım vergisi kredisi önermektedir.
- Avrupa Birliği, Avrupa Bağlantı Tesisi – Enerji ve Yenilik Fonu (Connecting Europe Facility – Energy and the Innovation Fund) gibi bölgesel finansman

⁷ 45Q vergisinin ne olduğuna bakacak olursak Amerika Birleşik Devletleri İç Gelir Yasası'nın 45Q Bölümü, CO₂ depolaması için vergi kredisi sağlamaktadır. Politika, karbon yakalama, kullanım ve depolamanın (CCUS) yaygınlaştırılmasını teşvik etmeyi amaçlamaktadır ve CO₂ emisyonlarında azalma sağlayan çeşitli proje türleri uygundur. 2018 yılında ABD, 45Q vergi kredisini genişletmeye ve iyileştirmeye yönelik mevzuatın kabulüyle CCUS yatırımı için önemli bir teşvik sunmuştur. 45Q'daki 2018 değişiklikleri, emisyon azaltımlarının açıkça gösterilebilmesi koşuluyla, kalıcı olarak depolanan ton CO₂ başına 50 ABD Doları ve gelişmiş petrol geri kazanımı (Enhanced Oil Recovery-EOR) veya CO₂'nin diğer endüstriyel kullanımları için kullanılan ton CO₂ başına 35 ABD Doları destek sağlayacaktır. Elektrik üretiminde CCUS için minimum proje boyutu yıllık yakalanan karbon miktarı 0,5 metrik ton CO₂'dir (Mtpa). Bu miktar endüstriyel tesisler için 0,1 Mtpa'dır ve yakalanan ve EOR dışındaki uygulamalarda kullanılan CO₂ için 0,025 Mtpa'dır. Vergi kredileri 12 yıl boyunca geçerlidir ve projelerin 1 Ocak 2024'ten önce inşaatı girmesi gerekir [74].

programları ve CO₂ depolamayı da içerecek şekilde sınır ötesi düzenlemelerde yapılan revizyonlar aracılığıyla CCUS'a desteğini sürdürmüştür

- Asya ülkesi olan Kore, 2030 yılına kadar CCUS teknolojilerini geliştirmek için 1,2 milyar ABD dolarına kadar yatırım yapmayı planladığını duyurmuştur. Bu yatırımın yaklaşık %30'u CO₂ depolama kaynaklarını değerlendirmek için kullanılacak ve geri kalanın çoğu açık deniz tam zincirli bir CCUS projesi geliştirmek için ayrılacaktır. 2022 yılının başlarında Endonezya, bölgede türünün ilk örneği olan CCUS faaliyetleri için yasal ve düzenleyici bir çerçeve oluşturmak için düzenlemeler hazırladığını duyurdu.

İyi hedeflenmiş politikalar ve bir önlemler portföyü, hükümetlerin CCUS sistemlerini destekleme çabalarının uzun vadede etkili ve başarılı olmasını sağlamaya yardımcı olabilir. Hükümetler, yatırımı teşvik etmek için sermaye hibeleri, kamu alımları, düşük karbonlu ürün teşvikleri ve vergi kredileri gibi tamamlayıcı politika önlemlerini dikkate almalıdır. CCUS'un ulusal enerji stratejilerine dahil edilmesiyle birlikte geniş bir politika portföyü, düşük maliyetli uygulamaların devreye alınmasını teşvik etmeye ve daha yüksek maliyetli uygulamalara yatırımı teşvik etmeye yardımcı olabilir. Hükümetlerin, CCUS'un geniş ölçekli kullanımını sağlamak için seçim yapabilecekleri bir dizi farklı politikalar mevcuttur. Örneğin, tarife garantisi ve fark sözleşmeleri, enerji sektöründe CCUS'u teşvik edebilir, bunun yanı sıra karbon fiyatlandırması, CCUS'un çimento ve çelik sektörlerinde daha rekabetçi olmasına yardımcı olabilir [73]. Aşağıda yer alan destekleme modelleri elektrik sektöründe CCUS uygulamasının yaygınlaşmasında önemli rol oynayabilir [76].

- Devlet veya devlete ait işletmelerden sağlanan hibeler ve hükümler dâhil olmak üzere sermaye desteği (Örneğin yukarıdaki bölümlerde detaylı bilgileri verilen Boundary DAM Santrali Karbon Yakalama ve Depolama Projesi Kanada Hükümeti'nden 170 milyon dolar destek almıştır. Bir diğer proje olan Petra Nova Santrali Karbon Yakalama ve Depolama Projesi ise ABD Enerji Bakanlığı'ndan yaklaşık 200 milyon dolar destek almıştır.)
- CCUS donanımlı tesislerden elektrik satın alma sözleşmeleri de dâhil olmak üzere, hükümetin projeye doğrudan veya dolaylı olarak dâhil olduğu kamu alımları. Bu yaklaşım, Asya kıtası dâhil olmak üzere, devlete ait enerji tesislerine sahip ülke veya bölgelerde özellikle uygun olabilir.

- Vergi İndirimleri. Örneğin Amerika Birleşik Devletleri'ndeki “Bölüm 45Q” vergi kredileri gibi özel jeolojik depolama için 50 t/CO₂ veya gelişmiş petrol geri kazanımında CO₂ kullanımı için 35 t/CO₂ sağlayan vergi indirimleri ya da kömürle çalışan bir elektrik santralinde karbon yakalama teknolojilerinin güçlendirilmesi için sermaye harcamasının bir yüzdesine uygulanan “Bölüm 48A” kredisi.
- Maliyetlerin tüketicilere yansıtıldığı düzenlenmiş bir varlık tabanı modeli veya bir CO₂ depolama yükümlülüğü ile ilişkili ticarete konu karbon yakalama sertifikaları gibi düzenleyici standartlar ve yükümlülükler. Ticarete konu olan sertifikalar söz konusu olduğunda, hükümet bunları depolanan CO₂ miktarına göre proje operatörlerine verirken, diğer taraflar (sera gazı salımı yapanlar) bunları satın almakla yükümlü olacaktır.
- Daha yüksek üretim maliyetleri ile piyasa fiyatı arasındaki maliyet farkını karşılayabilen fark mekanizmaları için sözleşme gibi operasyonel sübvansiyonlar.

5.4.2 Karbon yakalama teknolojilerinin önemi

Bu sorunun temel cevabı fosil yakıtların hala dünyanın elektrik ihtiyacının çoğunu sağlaması ve elektrik üretiminin de, tüm enerji sektöründe en büyük karbon yayıcı olmasıdır. Kömür ve doğalgazla çalışan elektrik santralleri küresel elektrik sektörüne hâkim olmaya devam etmektedir. Bu yakıtlar elektrik üretiminin neredeyse üçte ikisini oluşturmaktadırlar. Bu pay 2000 yılından beri düşük maliyetli değişken yenilenebilir kaynakların ortaya çıkmasına rağmen nispeten değişmeden kalmıştır. Bir diğer ifade ile fosil yakıtlardan üretilen elektriksel güç, küresel enerji talebindeki istikrarlı artışı yansıtarak 2000 yılından bu yana %70 oranında artmıştır [76].

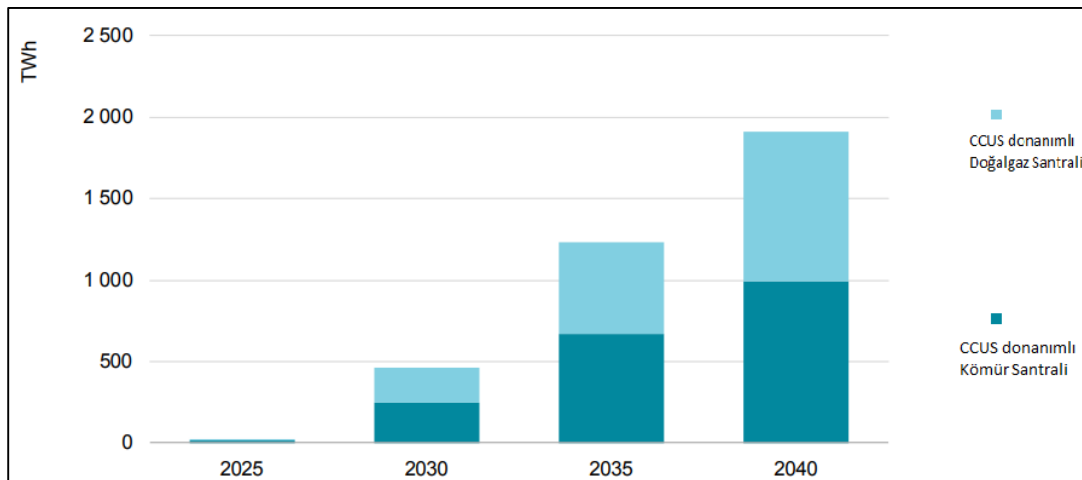
Kömür, %38'lik pay ile elektrik üretimi için açık ara en büyük yakıt kaynağı olmaya devam ederken, %20'lik payla doğalgaz kömürü takip etmektedir. Çin ve Hindistan gibi dünyanın en hızlı büyüyen ekonomilerinde, toplam elektrik üretiminde kömür yakıtlı pay %60'ın üzerindedir. Elektrik sektörü, enerji sektöründeki en büyük karbon yayıcıdır ve küresel enerjiyle ilgili emisyonların neredeyse %40'ını oluşturur. İklim hedeflerine ulaşmak için politika yapımcıların mevcut kömür yakıtlı elektrik santrallerinden ve bugün inşa edilmekte olanlardan kaynaklanan emisyonları ele alması gerekmektedir. Bununla birlikte, hükümetler tarafından belirtilen mevcut

politikalara göre, mevcut kömürle çalışan santrallerden kaynaklanan CO₂ emisyonları yaklaşık %40 azalırken, 2040 yılında yıllık emisyonlar yine de yılda 6 GtCO₂ olacaktır. Buna rağmen kömürle çalışan santrallere yapılan önemli eklemeler, 2020 yılının başında hâlâ yapım aşamasındaydı. Dolayısıyla enerji sektöründe Karbon Yakalama, Kullanım ve Depolama (CCUS) teknolojilerini geniş ölçekte uygulamaya koymadan uzun vadeli iklim hedeflerine ulaşmak, kömürle ve doğalgazla çalışan elektrik üretiminin sanal olarak ortadan kaldırılmasını gerektirmektedir. Küresel düzeyde genç fosil yakıtlı enerji santrallerinin yaklaşık dörtte birinin tipik 50 yıllık kullanım ömrüne ulaşmadan emekli olacağı anlamına gelmektedir. Kömürle çalışan tüm kapasitenin neredeyse üçte biri, büyük çoğunluğu Asya'da olmak üzere, on yaştan altındadır [76].

Uluslararası Enerji Ajansı'nın Sürdürülebilir Kalkınma Senaryosu kapsamında, karbon yakalama teknolojileri, modern ve esnek güç sistemlerinin desteklenmesinde önemli bir rol oynamaktadır. Bu senaryoda, karbon yakalama teknolojileri, dağıtılabilir, düşük karbonlu elektrik sağlamada önemli bir rol oynamaktadır. 2040 yılında bu teknolojilere sahip tesisler küresel gücün %5'ini üretecektir. CCUS donanımlı kömür ve gaz santralleri, IEA Sürdürülebilir Kalkınma Senaryosunda güvenli, sürdürülebilir ve uygun fiyatlı enerji sistemleri için giderek daha önemli hale gelmektedir. Şu husus da unutulmamalıdır ki iklim hedeflerine ulaşmak aynı zamanda değişken yenilenebilir enerji kaynaklarının yüksek paylarını yönetebilen son derece esnek bir güç sistemi oluşturmak anlamına gelir. Bazı yük olarak adlandırılan kömür ve gazla çalışan enerji santralleri, atalet (inertia) ve frekans kontrolü gibi elektrik şebekesinin çalışması için gerekli faydaları sağlayan önemli bir sistem esnekliği kaynağıdır. Karbon yakalama, depolama ve kullanımı (CCUS), bu tesislerin bahsi geçen bu faydaları sağlamaya devam etmesine ve yıllık, mevsimsellik gibi uzun vadeli esneklik gereksinimlerini karşılamasına olanak tanır. Bazı CCUS donanımlı kömür ve gaz santrallerinin nispeten düşük yük faktörlerinde çalıştığını görülebilir. Bununla birlikte, karbon yakalama ve depolama ile biyoenerji yoluyla negatif emisyon elde etme benzersiz yeteneği, bu santrallerin yüksek yenilenebilir paylara sahip bir güç sisteminde bile yüksek kapasite faktörlerinde çalıştığı anlamına gelebilir. Teknoloji seçenekleri portföyüne karbon yakalama, kullanım ve depolamayı (CCUS) dahil etmek, güç sistemi dönüşümünün toplam maliyetini azaltabilir. Karbon yakalama teknolojileri, esneklik, güvenilirlik ve karbon yoğunluğuna tam olarak değer verildiğinde, güç sisteminde daha rekabetçi hale gelir [76].

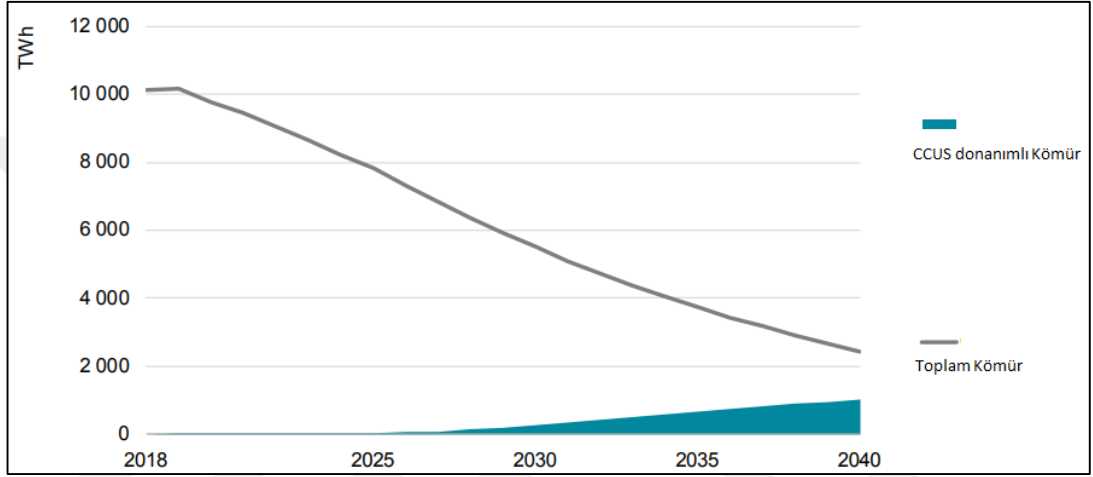
IEA tarafından 2019 yılında yapılan bir analizde, küresel enerji sistemi genelinde CO₂ depolama mevcudiyetinin sınırlı olması durumunda, enerji sektöründeki marjinal azaltma maliyetlerinin düşük karbonlu bir yolda 2060 yılında 250 USD/tCO₂ civarından 450 USD/tCO₂'ye yükseleceğini vurgulanmıştır[77]. 2019 yılında yapılan bir bölgesel araştırmalar raporuna göre, karbon yakalama mevcut değilse, Birleşik Krallık enerji sisteminin karbondan arındırılmasının maliyetinin yaklaşık %50 daha yüksek olacağı sonucuna ulaşılmıştır. Söz konusu maliyet Polonya'da 2,5 kat, Avustralya'daki Yeni Güney Galler'de iki kat daha yüksek olacaktır [78].

Elektrik talebi artarken, küresel enerji sektörü, enerjiyle ilgili kritik Sürdürülebilir Kalkınma Hedeflerine ve Paris Anlaşması hedefine ulaşmada kendi rolünü oynamak için karbon yoğunluğunu önemli ölçüde azaltmak zorundadır. IEA Sürdürülebilir Kalkınma Senaryosu, bu hedeflere ulaşmak için küresel enerji sisteminde büyük bir dönüşümün ana hatlarını çizmiştir. Bu Senaryo altında 2040 yılına kadar 315 GW elektrik üretim kapasitesi karbon yakalama, kullanma ve depolama (CCUS) ile donatılacaktır. Bu kapasite önümüzdeki yirmi yılda ortalama olarak yılda yaklaşık 15 GW güçlendirme ve yeni inşa CCUS kapasitesi eklemeye eşdeğerdir. Karbon yakalama teknolojileriyle donatılmış fosil yakıtlı tesislere yapılan yıllık harcama, yılda yaklaşık 30 milyar ABD dolarına yükselecektir ve bu artışın çoğu, uygulama döneminin ikinci yarısında gerçekleşecektir. CCUS donanımlı tesisler, 2030 yılında yaklaşık 1900 TWh enerji üretecektir ki bu miktar toplam dünya enerji üretiminin %5'ine tekabül etmektedir. Bu değerler 2030 yılı için 470 TWh ve %1,5'dür (Şekil 5.9) [76].



Şekil 5.9 : IEA sürdürülebilir kalkınma senaryosunda ccus donanımlı santrallerden elektrik üretimi [76].

Kömürle çalışan üretim, Sürdürülebilir Kalkınma Senaryosunda önemli ölçüde düşmektedir. Bu senaryoda CO₂ ve hava kirliliği politikalarının birleşimi, bugün yaklaşık %38 olan kömürle çalışan elektrik üretiminin payının 2040 yılında yaklaşık %6'ya düşmesine katkıda bulunmaktadır. Geriye kalan kömür yakıtlı elektrik üretiminin %40'ı karbon yakalama teknolojileriyle donatılmış tesislerden gelmektedir. 2040 yılında, bu teknolojilerle birlikte 160 GW'lık kömür yakıtlı kapasite, yaklaşık 90-100 gCO₂/kWh emisyon yoğunluğunda 1 000 TWh elektrik üreterek veya küresel elektrik üretiminin %2,6'sını karşılayacaktır (Şekil 5.10) [76].



Şekil 5.10 : Sürdürülebilir kalkınma senaryosunda kömürle çalışan elektrik üretiminin evrimi [76].

Yine aynı senaryo altında yapılan analiz sonuçlarına göre karbon yakalama yetenekleriyle donatılmış doğal gaz santralleri, 2040 yılında yaklaşık 900 TWh elektrik üretecektir. Bu da toplam doğalgazla yakıtlı elektrik üretiminin yaklaşık %16'sına ve emisyon yoğunluğu olarak 40 gCO₂/kWh'den az bir miktara tekabül etmektedir. Doğalgaz yakıtlı santrallerde CCUS teknolojisinin kullanılması 2040 yılında 300 MtCO₂'den fazla karbon salımını engelleyecektir [76].



6. NEDENSEL HARİTALAR, BAYES AĞLARI VE NETİCA PROGRAMI

Bu bölümde Türkiye’de olası bir ETS, Karbon Vergisi uygulamasının ve hâlihazırda mevcut olan Yeşil Sertifika Ticaretinin birbirlerine olan etkilerinin yanı sıra yenilenebilir enerji yatırımlarına ve emisyon azaltıcı uygulamalara olan etkileri incelenmiştir. Çizelge 6.1’de karbon fiyatlandırma uygulamaları ve yenilenebilir enerji ilişkisi üzerine yapılan birkaç çalışma ve sonuçları yer almaktadır.



Çizelge 6.1 : Karbon fiyatlandırması üzerine yapılan çalışmalar.

	ÇALIŞMANIN ADI	SONUÇ
[134]	Emisyon Ticaret Sisteminin Yenilenebilir Enerji Üretimi Üzerindeki Etkisi	Tahmin sonucu, ETS (Emisyon Ticaret Sistemi) kurulumunun yenilenebilir enerji üretimi üzerinde bir trend etkisine sahip olduğunu göstermektedir.
[135]	Elektrik enerjisi sektöründe yenilenebilir enerji teknolojilerinin uzun vadeli benimsenmesini değerlendirmek için bir çerçeve geliştirme: Karbon fiyatının ve ekonomik teşviklerin etkileri	Çalışmanın sonucuna göre fosil yakıtlı elektrik santrallerine bir karbon fiyatı uygulanmasının ve yenilenebilir enerji teşviklerinin yanı sıra kömür yakıtlı elektrik üretiminin aşamalı olarak kaldırılmasının, 2050 yılına kadar Alberta'nın elektrik sektörü 2020 sera gazı emisyonlarının %29'unu azaltabileceğini göstermektedir. Ayrıca, bu değişiklikler 2018 yılında %12,5 olan yenilenebilir enerjinin payını 2050 yılında %30'a çıkarabilir. Bu oranlar, yeni kapasite geliştirmede 1000 \$/kW teşvik ile birlikte bir karbon fiyatı uygulanarak ve başta rüzgâr türbinleri olmak üzere 2021'den 2025'e kadar yenilenebilir kaynaklardan MWh elektrik üretimi başına 70 \$ teşvik uygulanarak elde edilebilir.
[136]	AB Karbon Emisyon Piyasası Gelişimi ve Enerji Sektöründe Yenilenebilir Kaynakların Entegrasyonu Üzerindeki Etkisi	Emisyon tahsisatlarının (EUA) fiyatındaki artışın, güç üretimi maliyetlerinin artması ile 1 GWh kurulu bir kapasitenin birim maliyetinin artması üzerinde önemli bir etkiye sahip olduğunu göstermektedir. Ek olarak, 2030 yılında tahmini EUA fiyatı, 2021 yılına kıyasla %3 daha düşük olduğu, bunun da Batı Pomeranya bölgesinin elektrik üretim yapısında biyokütlenin diğer fosillerle birlikte yakılmasıyla üretilen elektrğin payını %42'den %68'e çıkarması üzerinde etkili olduğu sonucuna ulaşılmıştır.
[137]	AB Emisyon Ticaret Sisteminin yenilik etkisi — Alman enerji sektöründe yer alan bir şirkete ait vaka incelemelerinin bulguları	AB ETS'nin yenilikçilik etkisinin, programın başlangıçtaki katılık ve öngörülebilirlik eksikliği nedeniyle sınırlı kaldığı görülmüştür.
[138]	AB ETS'nin enerji üretim teknolojileri için sektörel yenilik sistemi üzerindeki etkisi – Almanya için Bulgular	Başlangıçta, AB ETS'nin sera gazı emisyonlarının azaltılması ve yenilenebilir enerji kaynaklarının daha hızlı yaygınlaşması üzerinde önemli bir etkiye sahip olması beklenmiştir ancak, piyasadaki tahsisat fazlası ve düşük tahsisat fiyatları nedeniyle, AB üye devletlerinin yenilenebilir enerji gelişimi için güçlü bir teşvik sağlayamadığı sonucuna ulaşılmıştır.
[139]	Geleceğin AB ETS'si rüzgâr enerjisi yatırımlarını destekleyebilir mi?	CO ₂ fiyatları, rüzgârın yalnızca iklim değişikliği üzerindeki yararlı etkisini yansıtabilir, arz güvenliğine veya istihdam yaratmaya katkısını yansıtamaz. Rüzgâr için mevcut destek seviyelerini korumak için yaklaşık 40 €/tCO ₂ 'lik bir minimum fiyata ulaşılmalıdır.
[140]	Çin enerji sektörünün karbon emisyonu senaryoları: Kontrol önlemlerinin ve karbon fiyatlandırma mekanizmasının etkisi	Karbon fiyatının getirilmesi, kömür enerjisini engellemenin ve fosil olmayan yakıtları ve Karbon Yakalama, Kullanma ve Depolama uygulamalarını (CCUS) teşvik etmenin etkili bir yoludur. Karbon emisyonu azaltma etkileri, karbon fiyatı ile kademeli olarak artacaktır. CCUS, enerji sektöründeki CO ₂ emisyonunu azaltmaya katkıda bulunan önemli faktörlerden biridir. Bu çalışma, Çin'in enerji sektörünün düşük karbonlu gelişimine ilişkin dört tavsiye önermektedir: (1) enerji verimliliğini proaktif olarak iyileştirmek ve enerji sektörünün enerji yapısını kademeli olarak optimize etmek; (2) karbon emisyonunun harici maliyetini içselleştirmek için karbon emisyonu ticaret planı gibi piyasaya dayalı mekanizmalar kullanarak elektrik sektörünün düşük karbonlu geçişini teşvik etmek; (3) enerji sektöründe CCUS uygulamasına daha fazla ağırlık vermek ve desteklemek.

Çizelge 6.1 (devam) : Karbon fiyatlandırması üzerine yapılan çalışmalar.

ÇALIŞMANIN ADI	SONUÇ
[141] Karbon emisyon ticaretinin Çin'in enerji sektörü üzerindeki potansiyel etkisi: Farklı tahsisat tahsisi seçeneklerinden bir bakış açısı	Karbon Emisyon Ticareti (CET) çevre maliyetini içselleştirir; ortalama elektrik fiyatını %12 artırır; ve elektrik fiyatı oynaklığını %4 artırarak karbon fiyatı esnekliğini elektrik piyasasına aktarır. Karbon Emisyon Ticareti farklı enerji üretim teknolojilerinin nispi maliyetini karbon fiyatı aracılığıyla etkileyerek çevre dostu teknolojilerin oranını önemli ölçüde artırır. Emisyona dayalı tahsis (emission-based allocation), üreticileri çevre dostu olmaya teşvik eden çıktıya dayalı tahsise (output-based allocation) göre hem daha yüksek elektrik hem de karbon fiyatları getirir. Bu nedenle, çıktıya dayalı tahsis, Çin enerji sektöründeki emisyonları azaltmak için daha elverişli olacaktır.
[142] Çin'in sekiz bölgesinde elektrik sektörünün karbon emisyonlarını zirveye çıkarmanın fizibilitesi: ayırışma, ayırıştırma ve tahmin analizi	Çalışmanın sonuçlarına göre, Gayri Safi Yurtiçi Hâsıla (GSYİH) ve üretim ölçeği, sekiz bölgesel enerji sektörünün karbon emisyonlarına katkıda bulunan ana faktörlerdir. Güç sektörünün GSYİH içindeki karbon yoğunluğu azalmaya katkıda bulunan ana faktörlerden biridir.
[143] Tüketim muhasebesi ilkesi aracılığıyla Çin enerji sektörü karbon emisyonlarının ayırıştırma araştırması	Enerji sektörü karbon emisyon artışına katkıda bulunan ana faktörler, ekonomik ölçek etkisi (Economic Scale Effect) ve gelir seviyesi etkisidir. Ana kısıtlayıcı faktörlerden biri ise elektrik tüketimidir.
[144] Termik enerji sektöründe CO ₂ emisyonlarının marjinal azaltma maliyetleri: Çin'den bölgesel ampirik bir analiz	Regresyon sonuçları, marjinal azaltma maliyetlerinin bölgesel güç ölçeğiyle pozitif bir şekilde bağlantılı olduğunu, yani güç ölçeğinde %1'lik bir artışın %13,8'lik bir artışla sonuçlanacağını göstermektedir. Teknoloji seviyesi, kömür arzı ve enerji yapısı, marjinal azaltma maliyetleri ile negatif ilişkilidir, yani teknoloji seviyesinde, kömür arzında ve enerji yapısında %1'lik bir artış, sırasıyla %30,41, %4,38 ve %77,7 düşüşle sonuçlanacaktır.
[145] Düşük Karbon Ekonomisi için Çin Enerji Sektöründe Karbon Emisyonlarının İtici Faktör Analizi	Çalışmanın sonucuna göre güçlüden zayıfa çeşitli faktörlerin etki derecesi şu şekildedir. Kentleşme düzeyi > teknoloji düzeyi > nüfus > kişi başına düşen GSYİH > hat kaybı > enerji üretim yapısı > enerji yoğunluğu > endüstri yapısı. Ekonomik faaliyet artık katkıda bulunan en önemli faktör olmamakla birlikte, elektrik tüketimi ile ekonomik büyüme arasındaki güçlü ilişki zayıflamaktadır. Enerji üretiminin kömür tüketim oranı, en belirgin engelleyici etkiye sahipti, bu da teknolojik ilerlemenin hala emisyon azaltımına ulaşmak için hayati bir araç olduğunu göstermektedir.

Çizelge 6.1 (devam) : Karbon fiyatlandırması üzerine yapılan çalışmalar.

	ÇALIŞMANIN ADI	SONUÇ
[146]	Yedi Asya-Pasifik ve Kuzey Amerika ülkesinde elektrik üretiminden kaynaklanan CO ₂ emisyonları: Bir ayrıştırma analizi	Sonuçlar, 1990–2030 döneminde elektrik üretiminin etkisinin, emisyonlardaki artıştan sorumlu ana faktör olmaya devam ettiğini göstermiştir.
[147]	Asya ve Pasifik'teki seçili ülkelerin elektrik sektöründen kaynaklanan CO ₂ emisyonunu etkileyen faktörler	Çalışma, seçilen ülkelerden on tanesinde (Avustralya, Çin, Hindistan, Japonya, Malezya, Pakistan, Güney Kore, Singapur, Tayland ve Vietnam) CO ₂ emisyonundaki artışın arkasındaki baskın faktörün ekonomik büyüme olduğunu gösterirken, diğer üç ülkede (Bangladeş, Endonezya ve Filipinler) ana faktör ekonomideki elektrik yoğunluğudur.
[148]	Kanada'nın elektrik sektörünün sera gazı emisyonlarını etkileyen faktörlerin değerlendirilmesi	Analiz, 1990-2008 yılları arasında emisyonlardaki değişiklikleri yönlendiren birincil faktörlerin elektrik talebindeki değişiklikler, elektrik üretim karışımındaki değişiklikler ve hava durumunu olduğunu, ancak hükümet politikası ve programlarının emisyonlar üzerinde yalnızca küçük etkilere sahip olduğunu göstermektedir. Faktörlerle ilişkili en önemli politika, yenilenebilir portföy standartları ve rüzgar santralleri için teşvikler gibi programlar yoluyla üretim karışımındaki yenilenebilir enerjiyi artırma çabasıdır.
[149]	Çin'de elektrik üretiminden kaynaklanan CO ₂ emisyonlarının ayrıştırma analizi	Çin'de, ekonomik faaliyet etkisi, elektrik üretiminden kaynaklanan CO ₂ emisyonlarını artırmada en önemli katkıdır, ancak elektrik üretimi verimliliği etkisi, CO ₂ emisyonlarını azaltmada baskın bir rol oynamaktadır.
[150]	Çin'in enerji endüstrisindeki karbondioksit emisyonu: Kanıtlar ve politika çıkarımları	Elde edilen sonuçlara göre enerji endüstrisinde karbon emisyonunu etkileyen faktörlerden elektrik yoğunluğu (42.33%) ve ekonomik faaliyet (57.05%) , 1985'ten 2011'e kadar olan emisyonlardaki artış için başlıca itici faktörlerdir. Sonuçlar ayrıca, enerji verimliliğinin 1985 ile 2011 yılları arasındaki emisyon miktarında %13,54 azalmaya katkıda bulunduğunu ve gelecekte emisyon azaltmada önemli bir rol oynayacağını göstermektedir.
[151]	Çin'in enerji endüstrisindeki CO ₂ emisyonlarını etkileyen faktörler: Eş bütünleşme analizi	Ekipman kullanım saatinin (güç talebinin bir göstergesi olarak), Çin'in enerji endüstrisindeki CO ₂ emisyonları üzerinde en büyük etkiye sahip olduğu ortaya konmuştur

Çizelge 6.1 (devam) : Karbon fiyatlandırması üzerine yapılan çalışmalar.

	ÇALIŞMANIN ADI	SONUÇ
[152]	İran'ın enerji sektöründen kaynaklanan CO ₂ emisyonları ve nüfus, refah ve teknoloji (STIRPAT) modeli üzerinde regresyon yoluyla stokastik etkileri kullanarak etkileyen faktörlerin analizi	STIRPAT modelinin çıktıları, nüfus büyüklüğü, kişi başına düşen GSYİH, elektrik yoğunluğu ve elektrik üretimi için fosil yakıt tüketiminin CO ₂ emisyonlarını olumlu yönde etkilediğini, hidroelektrik, yenilenebilir enerjiler ve nükleer enerji ile elektrik üretiminin ise olumsuz yönde etkilediğini göstermektedir.
[153]	AB ETS'nin Enerji Sektöründe Fiyatlara, Karlara ve Emisyonlara Etkisi: COMPETES EU20 Modeli ile Simülasyon Sonuçları	Analizler, (serbestçe tahsis edilen) CO ₂ emisyon tahsisatlarının maliyetlerinin önemli bir kısmının elektrik fiyatlarına yansıtıldığını, bunun da tüketiciler için daha yüksek elektrik fiyatlarına ve tam müzayede durumlarında bile elektrik üreticileri için ek ('beklenmedik') karlara yol açtığını göstermektedir. Ek olarak, enerji fiyatlarında ETS kaynaklı artışların yalnızca CO ₂ fiyatlarının seviyesine değil, aynı zamanda enerji piyasasının yapısına, yani piyasa gücünün oluşumuna ve enerji talebinin fiyat duyarlılığına da bağlı olduğunu göstermektedir. Son olarak, analizler, karbon maliyetlerinin içselleştirilmesi ve yansıtılmasının, hem elektrik üretim teknolojilerinin karışımını değiştirerek hem de toplam elektrik talebini düşürerek CO ₂ emisyonlarını azaltmaya yönelik bir politika rejiminde çok önemli unsurlar olduğunu göstermektedir.
[154]	Avrupa Karbon Ticareti ve Enerji Fiyatlarının Etkileşimi	Çalışmada, karbon ve gaz fiyatlarının birlikte elektriğin denge fiyatını nasıl etkilediğini gösterilmektedir. Ayrıca, karbonun elektrik fiyatına dinamik geçişini ve elektrik ve karbon fiyatlarının gaz fiyatındaki şoklara tepkisi elde edilmiştir.
[155]	Kuzeybatı Avrupa'da kısa vadeli elektrik piyasası sonuçları için CO ₂ emisyon ticaretinin sonuçları	Analizler, CO ₂ maliyetlerinin toptan satışa fiyatlarına yansıtılma oranlarının piyasa rekabet gücünden, merit-order sıralamasındaki değişikliklerden ve talep ile arzın esnekliklerinden etkilendiğini göstermektedir. Emisyon ticareti, tamamı olmasa da büyük bir kısmı ödeneklerin ücretsiz olarak tahsis edilmesinden kaynaklanan beklenmedik büyük kârlarla sonuçlanmaktadır. Üretim karışımını düşük emisyonu sahip olduğu için bazı üreticiler için karlar da artıyor ve bu nedenle elektrik fiyatı artışlarından yararlanıyorlar. Çoğu emisyon azaltımı, üretimin yeniden dağıtımından (redispatching) değil talep tepkisinden kaynaklanıyor gibi görünmektedir.
[156]	Enerji sektörünü dekarbonize etmek için güneşi kullanmak: Fotovoltaiklerin ekonomik potansiyeli ve yoğunlaştırılmış güneş enerjisi	Sonuçlar, küresel ısınmayı 2 °C ile sınırlayan bir senaryoda güneş enerjisinin baskın elektrik kaynağı haline geldiğini, PV (Fotovoltaikler) ve CSP'nin (yoğunlaştırılmış güneş enerjisi) birlikte toplam 2010–2100 elektriğinin %48'ini sağladığını göstermektedir. Güneş enerjisi teknolojilerinin elektrik fiyatı üzerinde dengeleyici bir etkisi vardır: Bir iklim politikası senaryosunda her iki güneş enerjisi teknolojisi de hariç tutulursa, elektrik fiyatları tam teknolojinin kullanılabilir olduğu duruma göre çok daha fazla yükselmektedir. 2 °C'lik katı bir iklim hedefinin uygun maliyetli bir şekilde karşılanabilmesi için güneş enerjisi, elektrik sisteminin uzun vadeli dönüşümünde çok önemli bir rol oynayacaktır.

Çizelge 6.1 (devam) : Karbon fiyatlandırması üzerine yapılan çalışmalar.

	ÇALIŞMANIN ADI	SONUÇ
[157]	Hindistan termik enerji sektörü için CO2 azaltma politikası: Emisyon ticaretinden elde edilebilecek potansiyel kazançlar	Elektrik ve CO2 emisyonlarının ortak üretim fonksiyonu uygulanan çalışmada, Hindistan'ın bankalama ve borçlanma uygulamalarının sağlanmasıyla bir emisyon ticaret sistemi oluşturmuş olması durumunda, 5 yıllık çalışma süresi boyunca yaklaşık 5 ila 8 milyar ABD doları tasarruf edebileceği sonucuna varılmıştır.
[158]	2050 yılına kadar AB enerji sisteminin görünümü: Avrupa Komisyonu'nun "tüm Avrupalılar için temiz enerji" paketi için PRIMES modeli kullanılarak hazırlanan senaryo örneği	Dönüşüm için, enerji verimliliği ve yenilenebilir enerji kaynaklarının temel direkleri olduğu elektriğin rolü çok önemlidir.
[159]	2020 yılına kadar Avrupa Enerji ve CO2 Emisyonları Eğilimleri: PRIMES model v.2	Bu analizin sonuçları, AB'nin enerjiyle ilgili emisyonların azaltılmasına yönelik politika inisiyatifleri başlatmadığı sürece, Kyoto'da üstlendiği sera gazı emisyonu azaltımlarına yönelik yükümlülüklerini yerine getirmeyeceğini göstermektedir. Sanayi, ev ve ulaşım sektörlerinin tümü CO2 emisyonlarının azaltılmasına önemli katkılar sağlasa da, teknoloji ve yakıt seçimi açısından görece esnekliği nedeniyle elektrik ve buhar üretimi sektörü en büyük potansiyeli sunuyor gibi görünmektedir.
[160]	Avrupa'nın Niyet Edilen Ulusal Katkı Beyanı ve 2050'ye giden düşük karbon yolunun enerji sistemi etkileri ve politika sonuçları	Niyet Edilen Ulusal Katkı Beyanı'na GSYİH üzerinde küçük etkilerle ulaşılabilir. Enerji verimliliği ve yenilenebilir enerji kaynaklarının yaygınlaşması, AB'nin karbondan arındırılması için çok önemlidir. 2050 yılı düşük karbon ekonomisi için ulaşımın elektrifikasyonu ve temiz enerji kaynağı temel faktörlerdir.
[161]	Bayes ağlarını kullanarak Batı İklim Girişimi (Western Climate Initiative) pazarında karbon fiyatı tahmini	Sonuçlar, gelecek on yılda karbon fiyatlarının yaklaşık 14 CAD ile 26 CAD arasında değiştiğini ve en olası fiyatların 18 CAD civarında olduğunu göstermektedir. Fiyatın 16,19 CAD'den yüksek ve 21,17 CAD'den düşük olma olasılığı %90'dır.

6.1 Nedensel Harita (Causal Map)

Gelecekteki olayların tahminleri, karar verme sürecinde önemli bir role sahiptir. Tahminlerde varsayılan, geleceğin geçmişe çok benzeyeceğidir. Dolayısıyla doğru kararlar alınabilmesi için geçmiş olayların iyi analiz edilmesi gerekir. Artan belirsizlikler, olayların dinamik yapısını yakalamakta sorunlar yaratmaktadırlar. Bu yüzden ki olaylar arasındaki nedensel ilişkileri temsil eden bir grafik tasarlamak, belirsizlik altında muhakeme için durum düzenlemenin bir yoludur. Nedensel Haritalar, bir çerçeve oluşturmak ve karar vermeyi etkileyen ana faktörleri, bilgileri ve koşulları temsil etmek için yaygın olarak kullanılmaktadır. Nedensel Harita, bir konu hakkında düşünmenin görsel bir temsidir. Nedenselliği ima eden düğümler ve oklardan oluşmaktadırlar. Nedensel haritalar görüşmeler yoluyla veya belgelerin analizi ve kodlanması yoluyla şekillenirler [129].

Nedensel haritaların üç ana bölümü vardır: nedensel kavram, nedensel bağlantı ve nedensel değer. Bir düğüm tarafından temsil edilen nedensel kavram; bir nitelik, konu, faktör veya değişken olabilir. Nedensel bağlantı ise bir “ok” ile temsil edilir ve bağlantının yönünü gösterir. Bu bağlantı iki kavram arasındaki neden-sonuç ilişkisini tasvir eder. Okun ucundaki kavram, okun başındaki kavramın nedeni olarak alınır. Nedensel bir bağlantı pozitif veya negatif olabilir. Pozitif nedensel bağlantı, okla bağlanan iki değişken arasındaki pozitif korelasyonu ifade eder. Yani okun ucundaki değişken arttığında, okun başındaki değişken de artar. Aynı şekilde, negatif nedensel bağlantı, negatif korelasyonu ifade eder [129].

Nedensel haritalar değişikliklerin karar değişkenleri üzerindeki etkisini netleştiremezler. Dolayısıyla nedensel haritalardan çıkarım yapmak için kullanılan çeşitli yöntemler vardır. Bu yöntemler, gerekli veriler tarihsel olarak mevcut olduğunda ve istatistikler çalıştırılabildiğinde geçerlidirler. Yöntemlerden biri de Bayes ağlarıdır [129].

6.2 Bayes Ağları

Bu tez çalışmasında yöntem olarak Bayes ağları kullanılarak senaryolar oluşturulmuş ve bu senaryo sonuçlarına göre çıkarımlar yapılmıştır. Çünkü bu yöntem, verilerin mevcut olmadığı veya yetersiz olduğu durumlarda kullanılan etkili bir yaklaşımdır.

Dolayısıyla Bayes ağları, veri bulma zorluğu ve veri eksikliği gibi sonuçlardan kaçınmak için kullanılır. Bayes Ağı (BA), birçok kurum, kuruluş ve kişi tarafından tanınan bir kavramdır [120]. Bayes Ağı, fayda veya değer fonksiyonlarını ve karar vericinin seçim kriterlerini içeren etki diyagramları olarak da tanımlanabilir. Değişkenler arasındaki ilişkiler ise birbirlerinin nedenleri analiz edilerek anlaşılır [121]. BA, bir kümenin elemanlarının ilişkilerini belirsiz bir olasılık ilişkisi ile modellemek için kullanılan döngüsüz grafiklerdir. BA, seçilen bir gruptaki değişkenleri ve bu değişkenler arasındaki olasılık ilişkisini gösteren düğümlerden oluşur [122] ve günümüzde tıp, mühendislik, dilbilim, atık yönetimi ve enerji gibi birçok alanda belirsizlik ortamında senaryolar geliştirmek için kullanılmaktadır. BA'nın bir diğer önemli yönü ise uzman görüşlerine dayalı olasılık değerleri içermesi ve objektif bir değerlendirmeye olanak sağlamasıdır [123].

Bayes ağının çıkarım yapmak için çeşitli avantajları vardır. İlk olarak, kayıp değerlere sahip veriler için etkili bir yöntemdir. İkincisi ise nedensel ilişkileri ortaya koyarak soruna geniş bir çerçevede bakmamızı sağlar. Dolayısıyla belirsizliği modellemek için yararlı bir araçtır [129]. Basitçe söylemek gerekirse bir Bayes Ağı, bir kümenin değişkenlerini ve bu değişkenler arasındaki nitel ilişkileri açıklayan bir grafik gösterimle, yine aynı değişkenler arasındaki olasılıksal ilişkileri açıklayan nicel bir yaklaşımın bir arada yer aldığı bir modeldir [121].

Bugüne kadar Bayes Ağı kullanılarak yapılan birçok çalışma bulunmaktadır. Literatüre bakıldığında, Bayes Ağı'nı (BA) farklı alanlarda karar destek aracı olarak kullanan çeşitli çalışmaların olduğu görülür. Sharma ve Kulkarni [124], ordunun yalın-çevik ikmal sistemi üzerinde hangi faktörlerin etkisi olduğunu değerlendirmek için Bayes İnanç Ağları'nı (BİA) (Bayesian Belief Network) kullanmıştır. Trucco ve ark. [125], farklı faktörleri dikkate alarak açık denizde kaza olasılığını azaltan konfigürasyonları belirlemek için bir BA modellemesi geliştirmiştir. Krause ve ark. [126], Alman yeni araba filosu gelişimini analiz etmek için BA'yı kullanmıştır. Onaygil ve ark. [127] uzman görüşüne dayalı BİA kullanarak Türkiye için olası bir temel Enerji Verimliliği Yükümlülük Planı yapısı önermiştir. Kişioğlu ve Topçu [128], Türkiye'nin telekom endüstrisinde müşteri kaybetme eğilimi olan müşterilerin davranışlarını belirlemek için BİA'yı kullanmışlardır. Akçaoğlu [121], çamaşır makinesi imalatındaki darboğazları çözmek için bir BA modellemesi geliştirmiştir. Cin [122], BİA kullanarak uzman görüşüne dayalı bir Enerji Verimliliği Yükümlülük

Planının yapısını göstermeyi ve Türkiye’de politikalar geliştirmeyi amaçlamıştır. Keskin [123], BİA'nın enerji israfını önleyerek üretkenliği artırmak için kullandığı bir yöntem önermiştir. Çınar ve Kayakutlu [129], enerji sektöründeki etkili faktörleri ve bunların karşılıklı bağımlılıklarını analiz etmek için uzman görüşlerine dayalı anket verileriyle BİA yöntemini kullanmış ve uzman görüşlerine göre senaryolar üretmişlerdir. Lee ve ark. [130], bir Bayes İnanç Ağı kullanarak büyük mühendislik projesi risk yönetimi için bir şema sunmuşlardır. Albayrak [131], enerji tüketim değerinin yüksek olduğu yerlerde tüketim değerlerini düşürmek için bir buzdolabı fabrikasında BN modellemesi kullanmıştır. Wang ve ark. [132] belediye katı atık yakma işleminin etki faktörlerini araştırmak ve senaryoları analiz etmek için BİA'yı kullanmışlardır. Wu ve ark. [133], maden suyu taşma kazasının meydana gelme olasılığını değerlendirmek için Bayes ağları ile birleştirilmiş Senaryo Analiz metodolojisini kullanan bir çerçeve sunmuşlardır.

Bayes Ağları’na daha detaylı bakacak olursak Bayes Ağları genel anlamda yönlendirilmiş döngüsüz diyagramlardır ki bu diyagram içerisinde sonlu duruma sahip değişkenleri belirten düğümler ve bu değişkenler arasındaki koşullu olasılık bağımlılıklarını gösteren oklar yer almaktadır. Bayes Ağlarında dört tip düğüm bulunmaktadır. Bu düğümler **çocuk düğüm**, **ebeveyn düğüm**, **kök düğüm** ve **yaprak düğüm** olarak adlandırılırlar [162]. Düğümlere daha detaylı bakacak olursak;

Çocuk Düğüm: Kendilerine ok yönlendirilmiş olan düğümlerdir.

Ebeveyn Düğüm: Kendilerinden ok çıkan düğümlerdir.

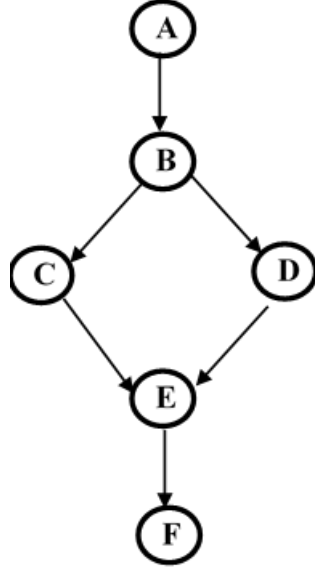
Kök Düğüm: Kendilerine hiç ok yönlendirilmemiş olan düğümlerdir.

Yaprak Düğüm: Kendisinden hiç ok çıkmayan düğümlerdir.

Oklar ise değişkenler arası bağlantıyı göstermektedirler. Örneğin Şekil 6.1.’de basit bir BA yapısı gösterilmiştir.

BA’daki ilişkiler aynı insanlar arasındaki akrabalık ilişkileri gibidirler. Örneğin yukarıdaki şekilde A ile B arasında ebeveyn düğüm –çocuk düğüm ilişkisi bulunmaktadır. B, A’nın çocuk düğümüdür. C ve D ise A’nın torunlarıdır.

Bayes ağlarında, A düğümünden B düğümüne bir bağlantı her zaman nedensellik anlamına gelmez. A’nın B üzerinde doğrudan bir etkisi olduğunu ima eder ve B’nin olasılığı A’nın değerine bağlıdır [129].



Şekil 6.1 : Basit bayes ağı yapısı.

6.2.1 Bayes ağlarında bağlantı tipleri

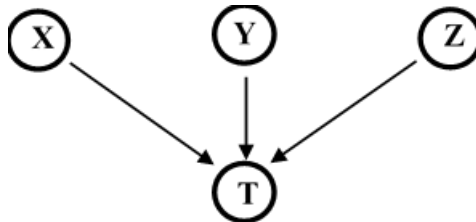
Bayes ağlarında 3 (üç) farklı tip bağlantı bulunmaktadır. Bunlar *Seri Bağlantı*, *Yakınsayan Bağlantı* ve *Iraksayan Bağlantı* olarak adlandırılan bağlantılardır [131].

Seri Bağlantı: Birbiri ile ilişki olan X, Y ve Z adlı olaylar olduğunu varsayalım. Eğer Z olayının üzerinde Y olayının, Y olayı üzerinde de X olayının etkisi var ise bu bağlantı seri bağlantı olarak adlandırılırlar. Şekil 6.2’de seri bağlantı tipi gösterilmiştir.



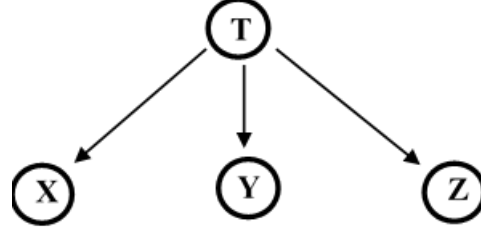
Şekil 6.2 : Seri bağlantı.

Yakınsayan Bağlantı: Birbiri ile ilişkisi olmayan X, Y, Z olaylarının T olayı üzerinde bir etkisi bulunuyor ise bu bağlantı tipi yakınsayan bağlantı olarak isimlendirilmektedir. Şekilsel gösterimi Şekil 6.3’deki gibidir.



Şekil 6.3 : Yakınsayan bağlantı.

Iraksayan Bağlantı: Bir T olayının, aralarında herhangi bir etki olmayan X, Y ve Z olayı üzerinde etkisi olması durumundaki bağlantı tipidir. Şekil 6.4’de ıraksayan bağlantı tipi görülmektedir.



Şekil 6.4 : Iraksayan bağlantı.

Bayes Ağları temel olarak iki kısımdan oluşmaktadır. Bu kısımlar niteliksel kısım ve niceliksel kısım olarak adlandırılmaktadırlar. Yapısal öğrenme olarak da adlandırılan niteliksel kısım döngüsüz diyagram şeklinde bir yapı oluşturarak değişkenler arasındaki bağımsızlıkların grafiksel olarak gösterimini içermektedir. Parametre öğrenme olarak da adlandırılan niceliksel kısımda ise niteliksel kısımda incelenen ilişkilere ve değişkenlere ait veriler incelenerek değişkenler arasında olasılık bağımlılık ilişkileri kurulmaktadır. Bayes Ağı'nda yer alan her bir düğümün kendine ait bir olasılık Çizelgesi vardır. Düğümler değişkenlerin ilişkilerini temsil etmektedirler. Dolayısıyla Bayes Ağları her bir değişkenin diğerleri üzerinde sahip olduğu etkiyi olasılıkları ile inceleyerek değişkenler arasındaki bağımlılıkları analiz eder ve belirsiz durumları ortaya çıkararak bunları grafiksel yöntemlerle daha kolay anlaşılır hale getirir [121].

6.2.2 Bayes teoremi

Bayes Ağlarına ait düğümler ve bağlantı tipleri hakkında bilgi sahibi olduktan sonra İngiliz Matematikçi Thomas Bayes tarafından geliştirilen Bayes Teoremi'ne bakalım. Bayes Teoremi temel olarak olasılık dağılımlarını ifade eden matematiksel bir ifadedir. Birbiri ile ilişkili olan durumları ifade etmeye yarar [131]. Matematiksel denklemi ise 6.1'deki gibidir;

$$P(B/A) = \frac{P(A/B) * P(B)}{P(A)} \quad (6.1)$$

Denklemden yer alan ifadeler;

P(A)= A olayının gerçekleşme olasılığı

A olayının sonucunun tüm olaylar içerisindeki sonuçlara olan oranı olarak da adlandırılır. Örneğin 6 (altı) farklı renkte topun olduğu bir torbadan tek bir renkte topun çekilme olasılığı 1/6'dır.

P(B)= B olayının gerçekleşme olasılığı

P(A/B)= B olayı gerçekleştiğinde A olayının gerçekleşme olasılığı

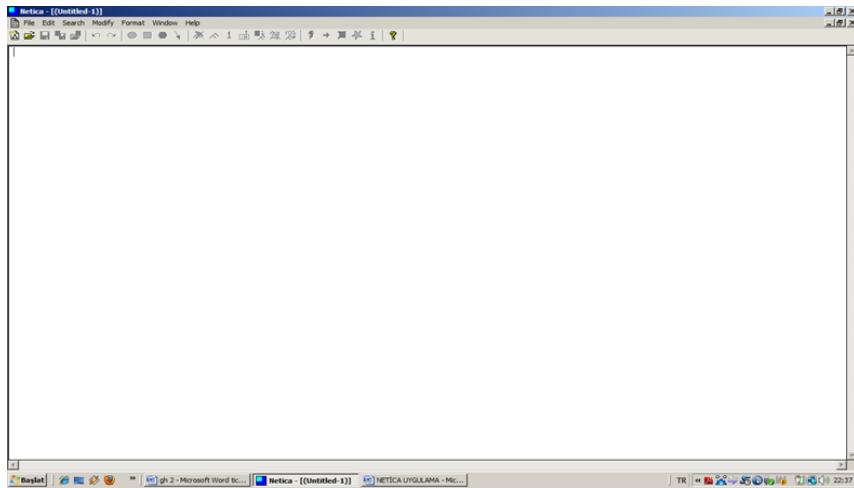
P(B/A)= A olayı gerçekleştiğinde B olayının gerçekleşme olasılığı anlamına gelmektedir.

6.3 NETICA Programı

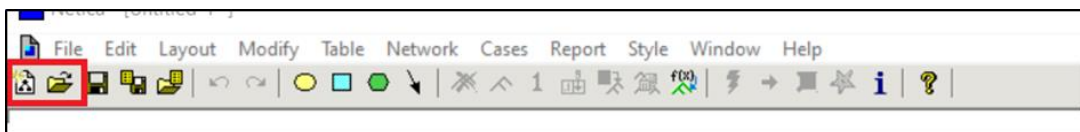
Bu bölümde tez kapsamında kullanılan Netica Programı hakkında bilgi sahibi olmak adına program hakkında bilgi verilerek programın nasıl kullanıldığı anlatılmıştır.

Netica Programı, Norsys Software Corp. tarafından geliştirilmiş bir programdır. Bayes ağlarında modelle yapmak amacı ile oluşturulmuş bir yazılımdır. Programa Norsys Software Corp. internet sayfası üzerinden erişilebilir. Programın ücretli ve ücretsiz sürümleri olmakla birlikte ücretsiz sürümde değişken sayısında belirli bir limitleme bulunmaktadır. Dolayısıyla program yüklendikten sonra ücretsiz sürümde “Limited Mode” seçilerek çalışma yapılabilir.

Program çalıştırıldığında Şekil 6.5’deki gibi boş bir ekran karşınıza çıkacaktır. Yapılacak çalışmaların görüldüğü bu ekranda sol üst kısımda yer alan aktif sekmelerden ilki ile yeni bir dosya oluşturulabilir iken, ikinci simge ile daha önce yapılmış bir çalışma programa yüklenebilir (Şekil 6.6).

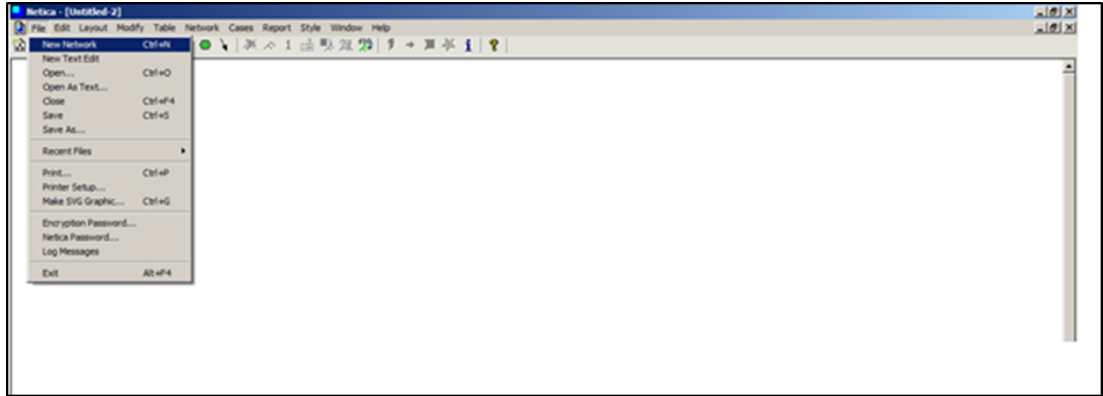


Şekil 6.5 : Netica açılış ekranı.



Şekil 6.6 : Netica dosya yükleme/açma ekranı-1.

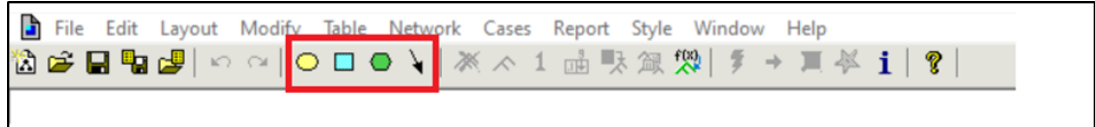
Bir diğer yöntem ise “File” yazan sekmeye tıklanarak yeni bir çalışma oluşturulabilir ya da var olan bir çalışma programa yüklenebilir (Şekil 6.7).



Şekil 6.7 : Netica dosya yükleme/açma ekranı-2.

Programın ilk açıldığı anda araç çubuğunda pasif gözükten simgeler, çalışma yapılacağı sırada aktifleşecektir. NETICA programını ilk kez kullananlar için programın indirildiği dosya içerisinde örnek senaryo ve modeller yer almaktadır. Program açıldıktan sonra yeni bir çalışma oluşturmak için öncelikle düğümlerin ve bu düğümlerin birbirleri ile olan ilişkilerin tanımlanması gerekecektir.

Şekil 6.8’de NETICA programı içerisinde oluşturulabilecek 3(üç) farklı düğüm türü ve bu düğümlerin birbirleri ile olan ilişkilerini simgeleyecek “ok” gösterilmiştir.



Şekil 6.8 : Düğüm oluşturma sekmeleri.

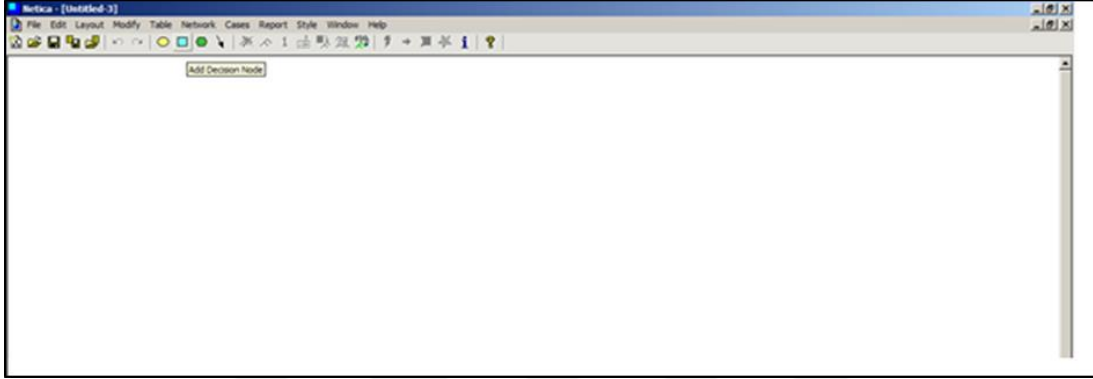
Bu düğümlere sırayla bakacak olursak;

Elips şeklinde olan sarı renkli düğüm “nature” düğümdür. Bir diğer adı “doğal düğüm” olan bu düğüm genel amaçla kullanılan standart değişkenleri temsil etmektedir. Bu düğüm eğer ebeveyn düğümler ile bir fonksiyona bağlı olarak ilişkili ise “deterministik düğüm” (Deterministic Node) ismini almaktadır. Eğer bu ilişki olasılığa dayalı bir ilişki ise “şans düğümü” (Chance Node) olarak adlandırılmaktadır [162].

Dikdörtgen şeklinde olan mavi renkli düğüm ise “karar düğümü” (Decision Node) olarak adlandırılır (Şekil 6.9). Bu düğüm genellikle karar ağlarında kullanılmaktadır. Dolayısıyla düğümün değeri de karar verici tarafından kontrol edilmektedir. Karar

düğümü beklenen faydayı maksimize etmek için “fayda düğümü” ile birlikte kullanılmak zorundadır [162].

Köşeli ve yeşil renkli düğüm ise “fayda düğümü” (Utility Node) olarak adlandırılır. Bu düğüm de karar düğümü gibi karar ağlarında kullanılmaktadır. Düğümün değeri kendisine bağlı her karar düğümdeki en iyi karar kuralı aranarak çoklanmaya çalışılmaktadır. Bu yüzden karar düğümü ile kullanılması zorunludur [162].

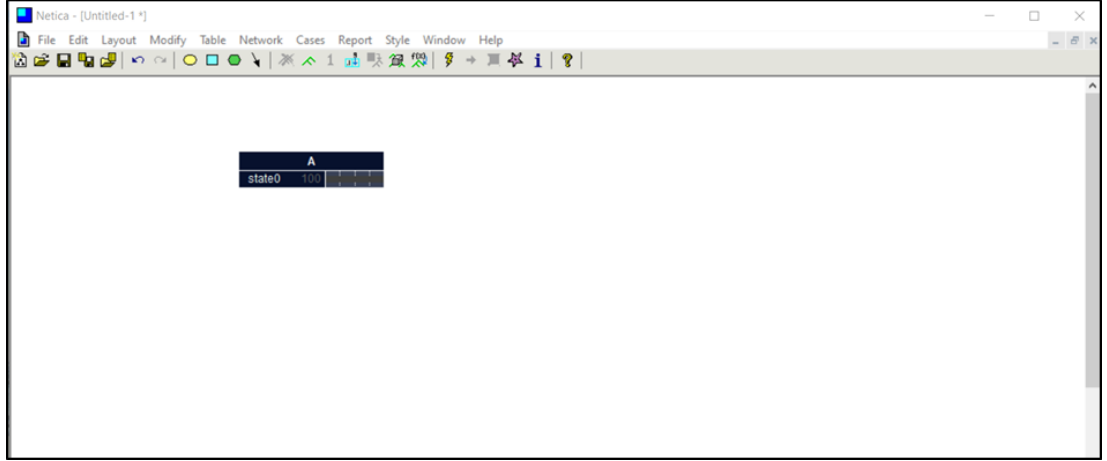


Şekil 6.9 : Karar düğümü.

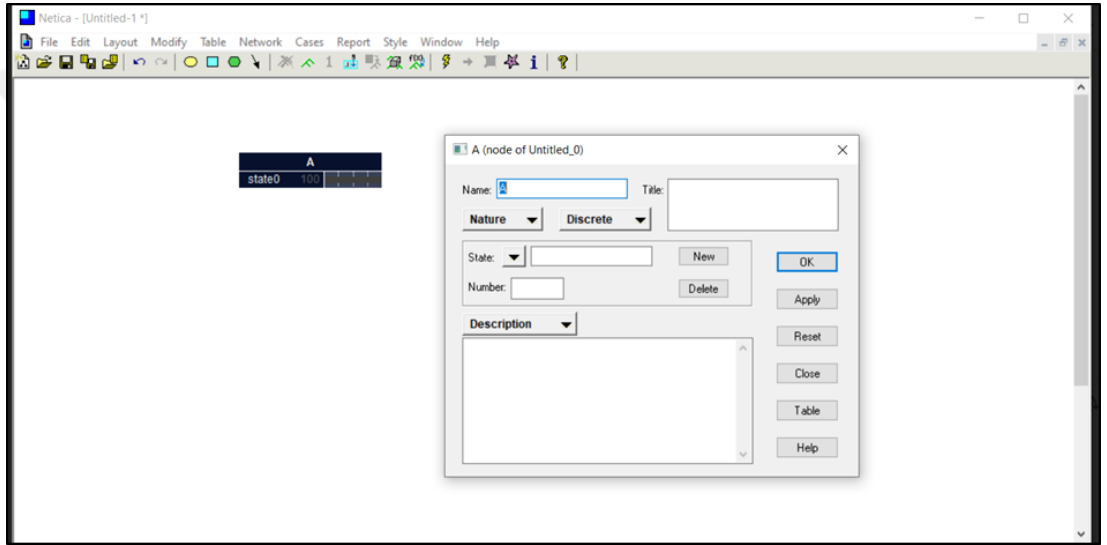
Bayes ağlarında temel olarak doğal düğümler kullanılmaktadır. Yeni bir düğüm oluşturulabilmek için ilgili simgeni üstüne tıkladıktan sonra boş pencerede herhangi bir alan tıklanması yeterlidir (Şekil 6.10). Yapılacak çalışma kapsamında yer alan düğümler yukarıdaki işlem gerçekleştirilerek ya da ilgili simgenin üstüne çift tıklayarak gerçekleştirilebilir. Yalnız unutulmamadır ki programın ücretsiz sürümünde düğüm sınırlaması bulunmaktadır.

Modelde yer alan düğümler tanımlandıktan sonra düğümlere ait özelliklerin ve birbirleri ile olan ilişkilerinin tanımlanması gerekecektir. Birbirleri ile olan ilişkiler daha önce bahsedilen “ok” simgesi ile tanımlanabilir. Öncelikle “ok” simgesine tıkladıktan sonra ebeveyn düğüm tıklanır ve akabinde çocuk düğüm tıklanarak iki düğüm arası ilişki tanımlanmış olur. Bu işlem düğümlere ait özellikler tanımladıktan sonra da yapılabilir.

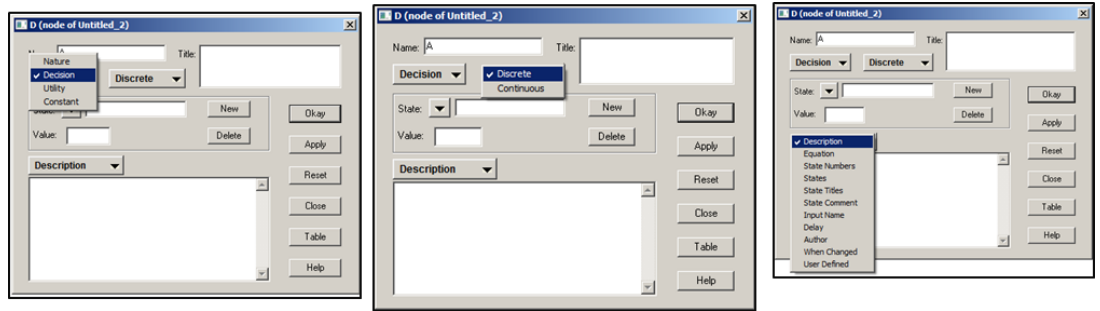
Düğümlere ait özellikleri tanımlayabilmek için öncelikle ilgili düğümün üzerine gelerek çift tıklanır. Bir diğer yöntem ise düğüm üzerine gelip sağ tıklama ile açılan pencerede “properties” seçeneğini seçmektir. Çift tıklama sonucu ya da diğer yöntem ile Şekil 6.11’deki gibi bir ekran karşınıza çıkacaktır.



Şekil 6.10 : Düğüm oluşturma.



Şekil 6.11 : Düğüm özellik tanımlama-1.

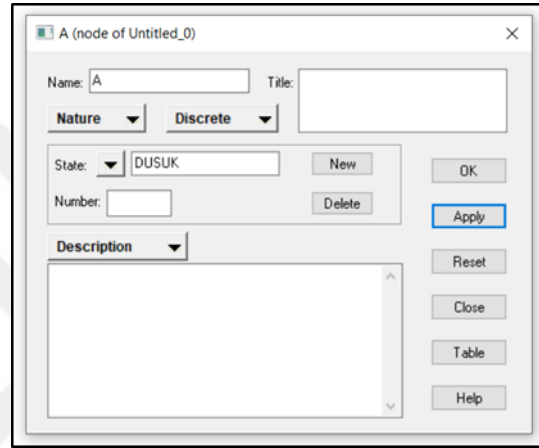


Şekil 6.12 : Düğüm özellik tanımlama-2.

Açılan pencerede (Şekil 6.12) “name” yazan kısım düğüm isminin belirlendiği kısımdır. “Title” alanında ise düğümüne ait ekranda görülmesi istenen açıklamalar yazılabilir. “Nature” yazan menüden düğüm türü değiştirilebilir. “Discrete” menüsü ise değişkenin (düğümün) sürekli ya da kesikli bir değişken olup olmadığı belirlenir.

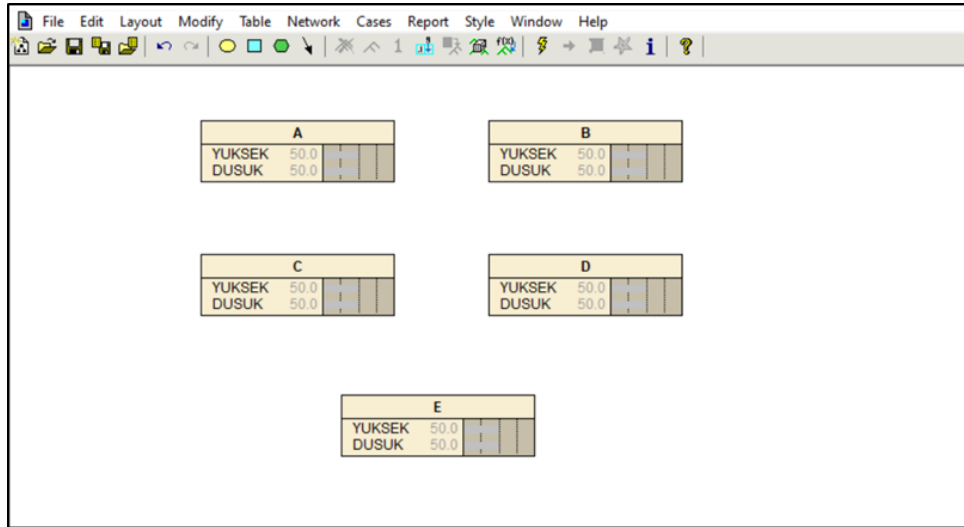
“Description” menüsü ile menüde yer alan uygun bir seçenek ile değişkene ait tanımlama ve özellikler seçilebilir.

“State” yazan menü ile değişkene ait durumlar tanımlanmaktadır. Örneğin oluşturduğumuz A düğümü için “düşük” ve “yüksek” olmak üzere iki farklı durum tanımlayalım. “Düşük” durumu tanımlandıktan sonra “Apply” seçeneği işlemi onaylayıp diğer durum olan “yüksek” durumunu “New” sekmesi ile tanımlayıp “Okay” simgesi ile pencereyi kapatalım (Şekil 6.13). Benzer şekilde diğer düğümler (B,C,D) için de aynı durumları tanımlayalım.



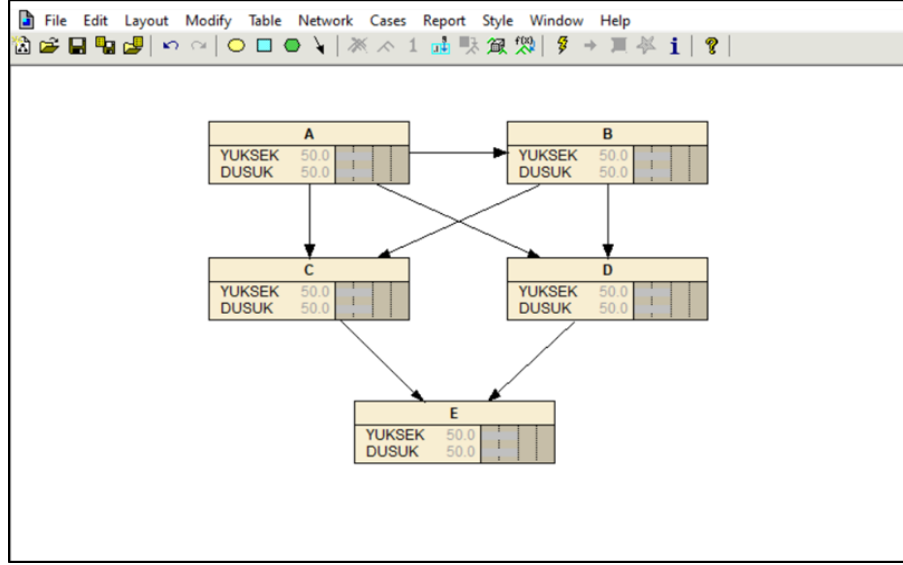
Şekil 6.13 : Düğüm özellik tanımlama-3.

Diğer düğümler ile ilgili tanımlamaları yaptığımızda Şekil 6.14’deki gibi bir ekran karşımıza çıkacaktır.



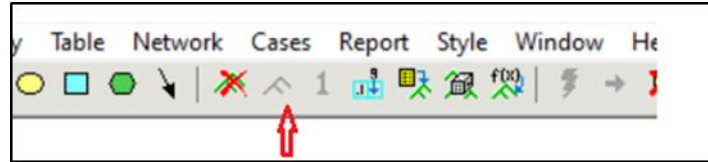
Şekil 6.14 : Netica bayes ağı.

Daha önce bahsedildiği üzere değişkenler arası ilişkileri belirleyelim. A,B,C, D ve E düğümleri arası ilişkinin Şekil 6.15’deki gibi olduğunu varsayalım.



Şekil 6.15 : Düğüm ilişkileri.

Değişkenler arası ilişkiler tanımlandıktan sonra yapmamız gereken işlem her bir değişken için olasılık değerlerinin değişkene atanması olacaktır. Olasılık değerlerinin girilebilmesi için ilgili düğüm tıklandıktan sonra araç çubuğunda yer alan “F” simgesi tıklanarak (Şekil 6.16) ya da bir diğer yöntem olarak ilgili düğüm çift tıklandığında açılan pencerede “Table” menüsü ile olasılık değerlerini gireceğimiz pencereye ulaşabiliriz.



Şekil 6.16 : “Table” menüsü.

Açılan ekranın görüntüsü Şekil 6.17’deki gibi olacaktır.

YUKSEK	DUSUK
50	50

Şekil 6.17 : Olasılık değer girişi.

Ele aldığımız örneklerde sadece iki durum (yüksek ve düşük) olduğu için tüm düğümlerin olasılık değerleri %50-%50 olacaktır. Açılan ekranda “Node” yazan menü ile diğer düğümlere ait olasılık tablolarına doğrudan geçiş yapılabilir. “Chance” menüsü ile düğümün şans ya da deterministik olup olmadığı seçilebilir. “Deterministic” seçeneği seçildiğinde tablonun sağ bölümünde olasılık değerleri yerine, çocuk düğümün içinde olması kesin olarak beklenen durum belirtilmesi gerekir. “%Probability” menüsü ile tabloya girilecek değerlerin türü belirlenmektedir. “%Probability” seçeneği seçildiğinde tabloya girilecek değerler doğrudan yüzdelik değer olacaktır. Yukarıdaki şekilde görüldüğü üzere olasılık değerleri 50-50 olarak tabloya girilmiştir. “Probability” seçeneği seçilecek olursa 0-1 arasında ondalık olasılık değerleri girilmelidir. Yukarıdaki örnek için bu değerler 0.5-0.5 olarak Şekil 6.18’de görülmektedir.

	YUKSEK	DUSUK
	.5	.5

Şekil 6.18 : Olasılık değer girişi-2.

D düğümü için bu tablomuzun görüntüsü ise Şekil 6.19’deki gibi olacaktır.

		YUKSEK		DUSUK	
B	A	YUKSEK	DUSUK	YUKSEK	DUSUK
YUKSEK	YUKSEK	100	0		
YUKSEK	DUSUK	50	50		
DUSUK	YUKSEK	50	50		
DUSUK	DUSUK	0	100		

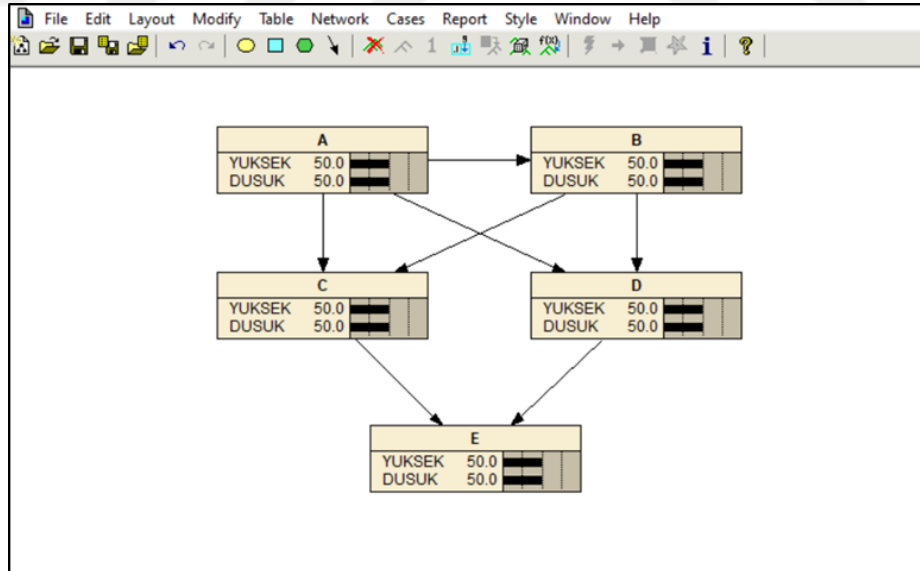
Şekil 6.19 : Örnek olasılık çizelgesi.

B düğümünde “düşük”, A düğümünde “düşük” olması durumunda D düğümündeki olasılık değeri tabloya girildiğinde yukarıdaki şekil gözükecektir. Görüldüğü üzere her ne kadar iki durum için (düşük ve yüksek) basit bir görüntü oluşsa bile (örneğin D düğümü olasılık tablosu görüntüsü) düğümlerin birbirleri ile olan ilişkilerine bağlı olarak farklı sayıda durumun olması söz konusu olasılık tablosunu daha da büyük hale getirecektir. Örneğin Şekil 6.20’de bu durumu görebilirsiniz.

penaltysystem	incentivesystem	unlicensedplantspa...	thresholdvalue	tradewithphyscale...	energytype	tradewithoutphysic...	higherparticip...	lowerparticip...
positive	positive	positive	positive	positive	positive	positive	11.88	88.12
positive	positive	positive	positive	positive	positive	negative	79.52	20.48
positive	positive	positive	positive	positive	negative	positive	94.07	5.93
positive	positive	positive	positive	positive	negative	negative	10.23	89.77
positive	positive	positive	positive	negative	positive	positive	90.28	9.72
positive	positive	positive	positive	negative	positive	negative	16.76	83.24
positive	positive	positive	positive	negative	negative	positive	4.85	95.15
positive	positive	positive	positive	negative	negative	negative	91.63	8.37
positive	positive	positive	negative	positive	positive	positive	90.28	9.72
positive	positive	positive	negative	positive	positive	negative	16.76	83.24
positive	positive	positive	negative	positive	negative	positive	4.85	95.15
positive	positive	positive	negative	positive	negative	negative	91.63	8.37
positive	positive	positive	negative	negative	positive	positive	7.95	92.05
positive	positive	positive	negative	negative	positive	negative	86.29	13.71
positive	positive	positive	negative	negative	negative	positive	96.03	3.97
positive	positive	positive	negative	negative	negative	negative	6.85	93.15

Şekil 6.20 : Örnek olasılık çizelgesi-2.

Oluşturduğumuz Bayes Ağının son durumu Şekil 6.21’de gözüktüğü gibi olmuştur.

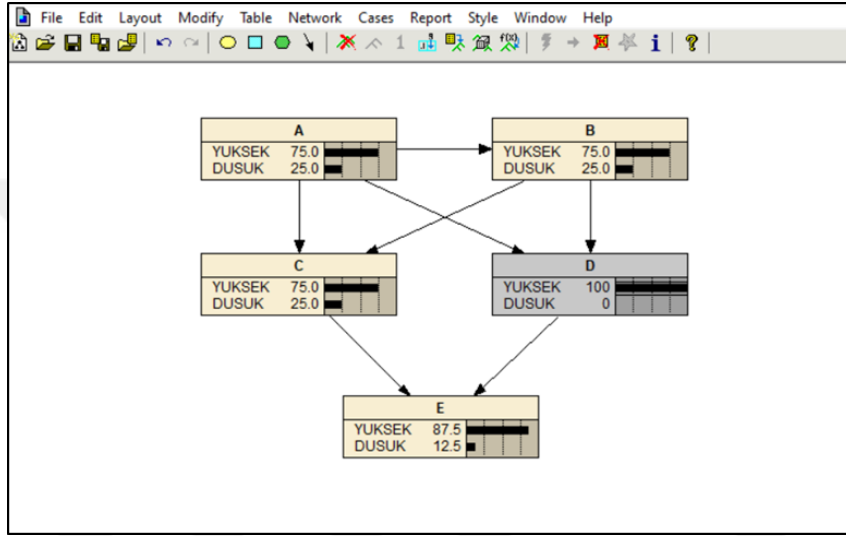


Şekil 6.21 : Bayes çalıştırma.

Tüm olasılık çizelgeleri tanımlandıktan sonra araç çubuğundaki simge tıklanarak modelimizi çalıştırmamız gerekecektir. Bir diğer yöntem “Network” başlığı altında yer alan “Compile” seçeneğidir. Böylelikle model içerisinde tanımlanmış olan olasılık değerlerine bağlı olarak koşullu olasılık değerleri çalışacak ve düğümlerdeki olasılık

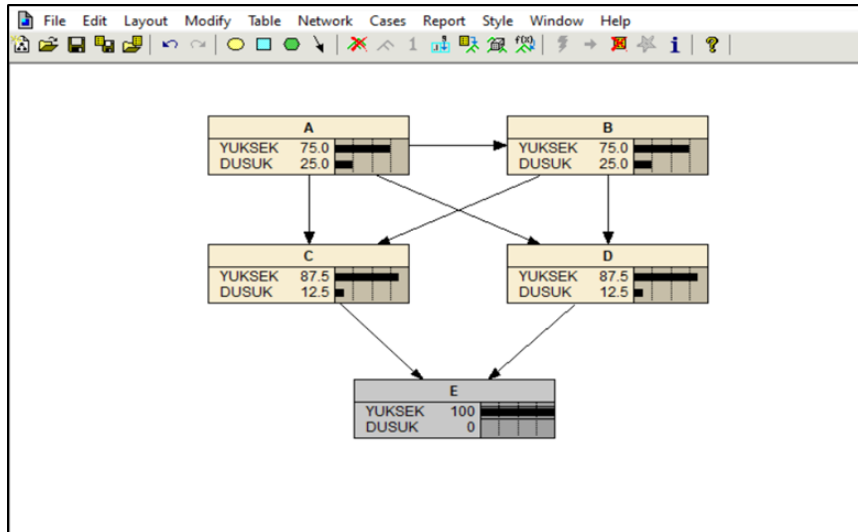
değerleri güncellenecektir. Bu aşamadan sonra model üzerinde senaryo ve duyarlılık analizleri yapılabilir. Örnek bir senaryo çalışma yapacak olursak;

Diyelim ki yukarıda oluşturduğumuz Bayes ağında örneğin D düğümünde “yüksek” durumu olasılık değerini 100 yaparak diğer düğümlerdeki olasılık değerlerinin değişimlerini gözlemleyelim. Bunu yapabilmek için D düğümü üzerinde “yüksek” durumuna çift tıkladığımızda olasılık değeri 100 olacaktır ve diğer düğümlerdeki değişimler Şekil 6.22’de gözüktüğü gibi gerçekleşecektir.



Şekil 6.22 : Örnek senaryo-1.

Tekrar aynı düğüm üzerine tıklanarak normal hale dönülebilir. E düğümü için aynı senaryoyu gerçekleştirdiğimizde diğer düğümlerdeki değişim Şekil 6.23’deki gibi olacaktır.



Şekil 6.23 : Örnek senaryo-2.

6.4 Anket Uygulaması

Uzman görüşüne dayalı anketin uygulanmasından önce tezin amacına yönelik değişkenler (faktörler) belirlenmiştir. Tezin yukarıdaki bölümlerinde verilen bilgiler doğrultusunda Bayes ağını oluşturacak olan faktörler;

1- Karbon Yakalama Teknolojileri Yatırımı

2- Yenilenebilir Yatırım

3- Depolama Teknolojilerine Yatırım

4- Sınırdaki Karbon Düzenleme Mekanizması

5- Kapsam 1 Emisyonlar

6- Kapsam 2 Emisyonlar

7- Birincil Enerji Tüketimi Payı

8- Enerji Kaynağı İthalatı

9- Milli Gelir İçerisinde Sanayileşme

10- Milli Gelir

11- Yenilenebilir Enerji Tüketimi Payı

12- Emisyon Ticaret Sistemi (ETS)

13- Karbon Vergisi

14- Yeşil Sertifika Ticareti (YEK-G, I-REC, REC) olarak belirlenmiştir.

Faktörler belirlendikten sonra anket uygulamasına geçilmiş ve sektör uzmanlarına EK-1 de yer alan birinci anketi doldurmaları talep edilmiştir. Birinci anket uygulamasının amacı faktörler arası ilişkinin öğrenilmesi ve böylelikle bilişsel haritanın oluşturulabilmesidir. Uzmanlardan faktörler arası ilişkiyi tanımlamaları için -1, 0 ve 1 rakamlarını kullanarak kendilerine gönderilen tabloyu doldurmaları talep edilmiştir.

Rakamların anlamları ise;

-1: Negatif etki

0: Etkisiz

1: Pozitif etki şeklindedir.

Örneğin A ve B faktörleri arasında negatif bir ilişki var ise “A faktöründeki artış B faktöründe azalışa sebep olmaktadır” anlamı çıkar. A faktörü ile C faktörü arasında bir pozitif ilişki var ise A faktöründeki artış C faktöründe de artışa sebep olacaktır. B faktörünün C faktörüne etkisinin olmadığını varsaydığımızda doldurmamız gereken Çizelge 6.2’deki gibi olacaktır. Çizelge değerlendirilirken satırda yer alan faktörün sütunda yer alan faktöre olan etkisi değerlendirilmelidir.

Çizelge 6.2 : Örnek bilişsel çizelge.

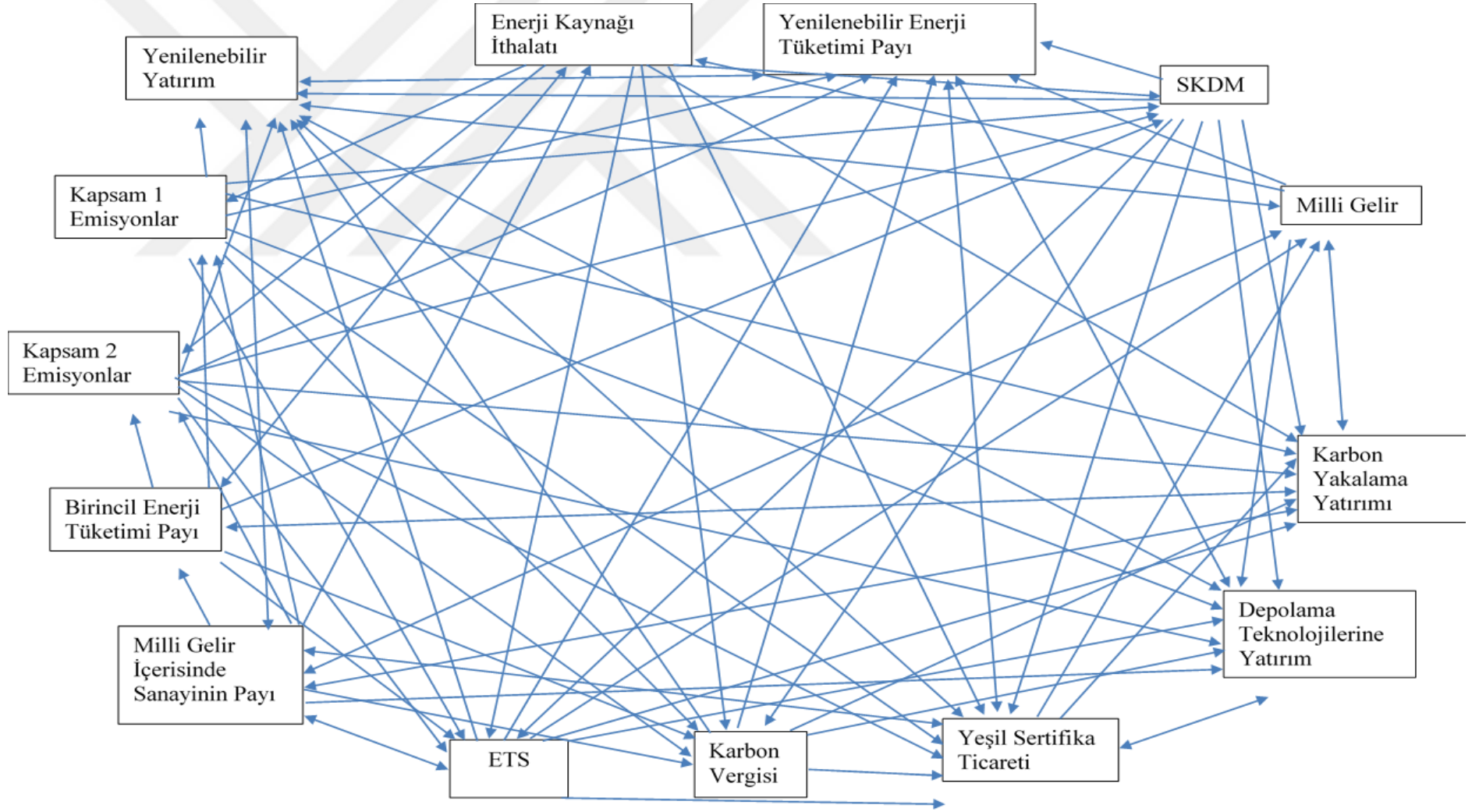
	A	B	C
A		-1	1
B	-1		0
C	1	0	

Sektörde yer alan 11 (on bir) adet uzmana gönderilen ve EK-A de yer alan anketin sonuçları Çizelge 6.3’de yer almaktadır.

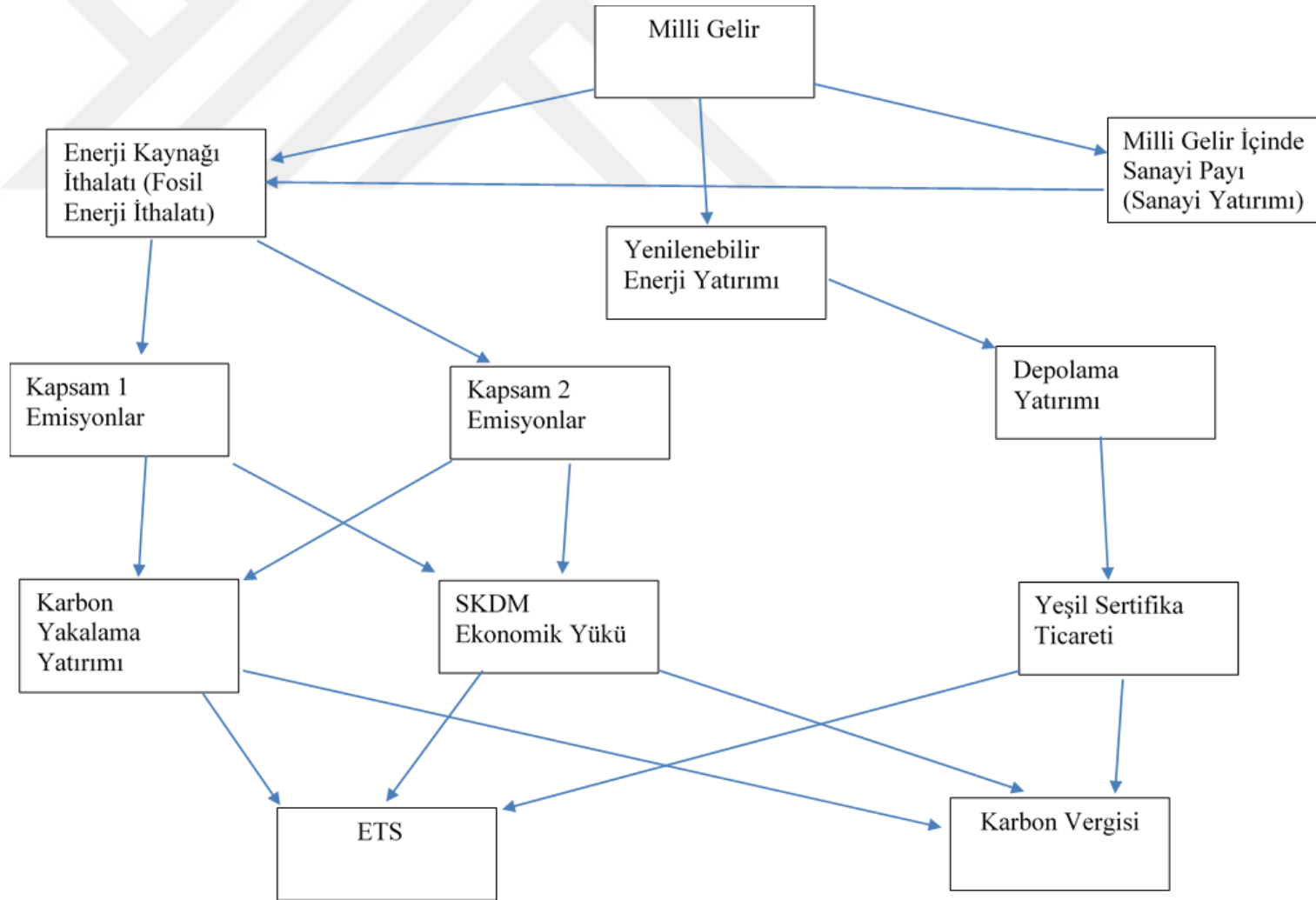
İkili karşılaştırma matrisi elde edildikten sonra Çizelge sonuçlarına göre bilişsel harita oluşturulmuştur. Bilişsel harita oluşturulur iken sadece pozitif yönlü (1) etkileşimler dikkate alınmıştır. Bunun sebebi “1” değerleri sorunun varlığını göstermektedir ve ortak matristeki “1” değerleri dikkat edilmesi gereken ilişkileri temsil etmektedirler.

Çizelge 6.3 : İkili karşılaştırma matrisi.

	Karbon Yakalama Teknolojileri Yatırımı	Yenilenebilir Yatırım	Depolama Teknolojilerine Yatırım	SKDM	Kapsam 1 Emisyonlar	Kapsam 2 Emisyonlar	Birincil Enerji Tüketimi Payı	Enerji Kaynağı İthalatı	Milli Gelir İçerisinde Sanayinin Payı	Milli Gelir	Yenilenebilir Enerji Tüketim Payı	ETS	Karbon Vergisi	Yeşil Sertifika Ticareti
Karbon Yakalama Teknolojileri Yatırımı	0	0	0	-1	-1	-1	1	0	1	1	-1	-1	0	0
Yenilenebilir Yatırım	-1	0	1	-1	-1	-1	-1	-1	1	1	1	-1	-1	1
Depolama Teknolojilerine Yatırım	0	1	0	-1	-1	-1	-1	-1	0	0	1	-1	-1	1
SKDM	1	1	1	0	-1	-1	-1	-1	-1	-1	1	1	1	1
Kapsam 1 Emisyonlar	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1
Kapsam 2 Emisyonlar	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1
Birincil Enerji Tüketimi Payı	1	-1	-1	1	1	1	0	1	0	-1	-1	1	1	-1
Enerji Kaynağı İthalatı	1	-1	-1	1	1	1	1	0	0	-1	-1	1	1	1
Milli Gelir İçerisinde Sanayinin Payı	1	1	1	0	1	1	1	1	0	1	-1	1	1	1
Milli Gelir	1	1	1	0	-1	-1	-1	1	1	0	1	0	0	0
Yenilenebilir Enerji Tüketim Payı	-1	1	1	-1	-1	-1	-1	-1	0	0	0	-1	-1	1
ETS	1	1	1	-1	-1	-1	-1	-1	1	1	1	0	0	1
Karbon Vergisi	1	1	1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	0	1	0	0	1
Yeşil Sertifika Ticareti	1	1	1	-1	-1	-1	-1	-1	1	1	1	-1	-1	0



Şekil 6.24 : Bilişsel harita.



Şekil 6.25 : Bayes haritası.

Çizelge 6.3’de yer alan değerlere göre oluşturulmuş bilişsel harita Şekil 6.24’de gösterilmiştir.

Bilişsel haritadan Bayes ağına oluşturulması ise Şekil 6.25’de görülmektedir.

Bilişsel haritadan Bayes ağına geçiş aşamasında dikkate alınan etmenler şunlardır [129];

- Bilişsel haritalarda, A’dan B’ye giden bir ok, A’nın B üzerinde (pozitif veya negatif) bir değişikliğe neden olduğu anlamına gelir. Ancak Bayes ağlarında A’dan B’ye giden bir ok, B’nin A’ya bağımlı olduğunu, B’de bir durumun meydana gelme olasılığının A’nın verilen durumuna bağlı olduğu anlamına gelir. Diğer bir deyişle; A, B ile ilgilidir. Aynı şekilde A’dan B’ye, B’den de C’ye giden bir ok, A’nın B üzerinde; B’nin de C üzerinde bir etkiye sahip olduğu anlamı taşır. Dolayısıyla A ile C arasında dolaylı bir etki vardır. Bayes ağında A ile C birbiri ile ilgilidir, lakin B’nin gerçek durumunun bilinmesi durumunda A’nın bilgisinin C ile bir ilgisi olmamaktadır. Yani A, verilen B’den şartlı olarak C’den bağımsızdır. Bayes ağlarında iki değişken arasında “ok ”un olmaması, değişkenler arasında koşullu bağımsızlık anlamına gelir.
- Bilişsel haritayı Bayes ağına dönüştürmek için bir diğer önemli nokta neden-sonuç ilişkilerinin belirlenmesidir.
- Bir diğer etmen değişkenler arasındaki doğrudan ve dolaylı ilişkileri belirlemektir. Doğrudan ve dolaylı ilişkileri belirlemek, ilişkilerin doğasını belirlememize yardımcı olur. Ayrıca bilişsel modelin karmaşıklığı azaltılabilir ve ilişkilerin gösterimi basit olacaktır.
- Son olarak döngüleri ortadan kaldırmaktır. Daha önce de belirtildiği gibi, Bayes ağlarında döngü olmamalıdır.

Bayes haritasının bilişsel haritaya göre ne kadar sade olduğu açıkça görülmektedir. Harita oluşturulur iken bilişsel haritada birbirleri ile çift yönlü etkileşimi olan faktörlerden yanıtı en fazla olan faktör seçilmiştir. Örneğin “Enerji İthalatı” ve “Birincil Enerji Tüketimi” faktörleri arasında çift yönlü bir pozitif ilişki vardır. Bayes haritası için “Enerji İthalatı” faktörü seçilmiş, “Birincil Enerji Tüketimi” faktörü elenmiştir.

İkili karşılaştırma matrisinde yer alan bazı faktörlerin ilişkilerine daha detaylı baktığımızda öncelikle şunu belirtmek gerekir ki ikili matriste yer alan her bir hücre değeri 11 (on bir) uzmanın görüşlerinin “mod”u alınarak belirlenmiştir. Eşit sayıda çıkan uzman cevapları (örneğin 5 tane “-1”, 5 tane “1”, 1 tane “0”)“0” olarak kabul edilmiştir. Matriste yer alan ETS faktörü ve Yeşil Sertifika faktörü hacim olarak ele alınmıştır. ETS ve Yeşil Sertifika faktörlerinin diğer faktörlere olan artım/azaltım etkileri ya da diğer faktörlerin ETS ve Yeşil Sertifika üzerindeki artım/azaltım etkileri hacimsel bazda düşünülmüştür.

Bir diğer faktör olan SKDM ise ekonomik yük olarak dikkate alınmıştır. Şöyle ki; Kapsam 1 emisyonlarının artması Türkiye’de herhangi bir karbon fiyatlandırmasının olmadığı ya da yeterli bir seviyede olmadığı durumda SKDM’nin Türkiye üzerindeki ekonomik yükünü artıracaktır. Dolayısıyla ikili karşılaştırma matrisinde Kapsam 1 emisyonu/ SKDM ilişkisini belirten hücre değeri “1” olarak belirlenmiştir. “Karbon Yakalama Teknolojileri Yatırımı”, “Yenilenebilir Yatırım”, “Depolama Teknolojilerine Yatırım” karbon emisyonlarını azaltmaya yönelik uygulamalar olmalarından dolayı SKDM üzerinde negatif bir etkiye sahiptirler. Çünkü karbon emisyonlarının azalması (Kapsam 1 ve Kapsam 2 emisyonlarının) ihraç edilen ürünler üzerindeki vergi yükünü azaltacaktır. Bir diğer ifade ile SKDM’nin Türkiye üzerindeki ekonomik yükü azalacaktır. Bu yüzdendir ki Karbon Yakalama Teknolojileri Yatırımı/SKDM, Yenilenebilir Yatırım/SKDM, Depolama Teknolojilerine Yatırım/SKDM hücre değerleri “-1” olarak belirlenmiştir.

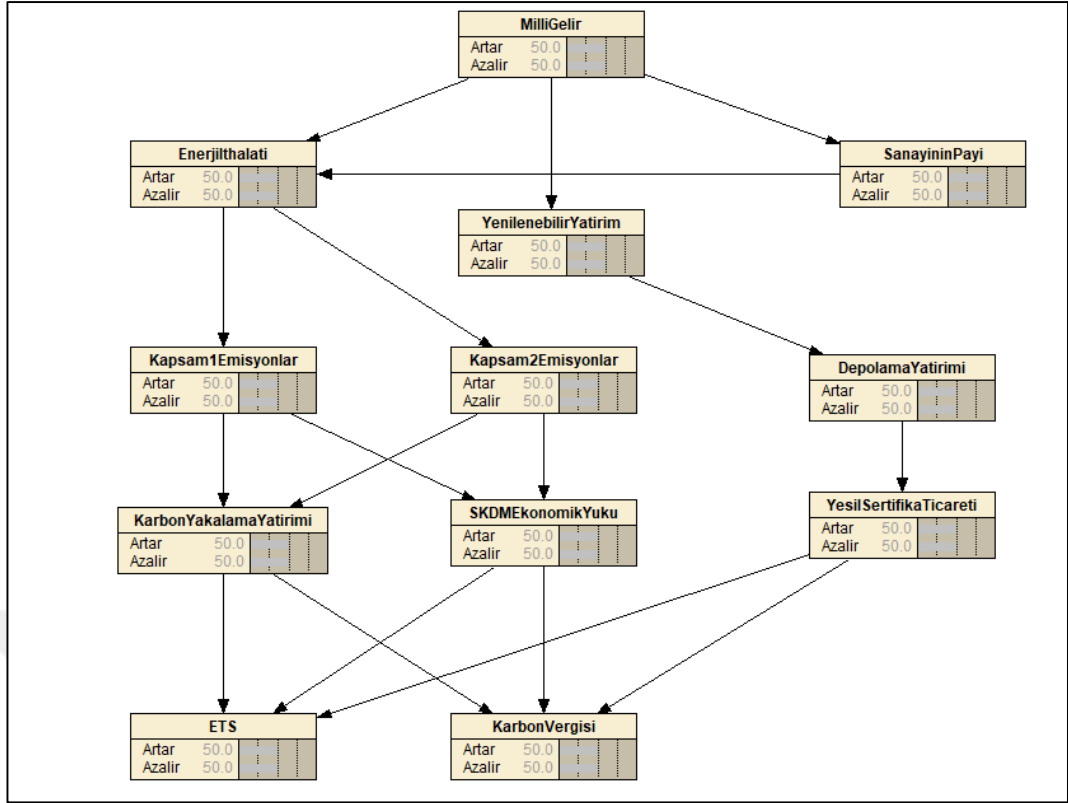
Bir başka faktör olan Yeşil Sertifika Ticaretine bakacak olursak, Yeşil Sertifika Ticareti’nin tezin yukarı bölümlerinde üretilen ya da tüketilen her bir 1 MWh enerjiyi temsil eden bir sertifika olduğu belirtilmişti. Yine hatırlarsanız Kapsam 2 emisyonları Sera Gazı Protokolü’ne göre dolaylı olarak salınan (tüketilen elektrik, ısı ve buhar sebebiyle) emisyonları temsil etmekteydi. Dolayısıyla Yeşil Sertifika Ticareti’nin artması Kapsam 2 emisyonlarında bir azalışa sebep olacağı aşikârdır. Bu sebeptendir ki Yeşil Sertifika Ticareti/Kapsam 2 emisyon hücresinin değeri “-1” olarak belirlenmiştir.

Bayes haritasında da yer alan Enerji Kaynağı İthalatı’nın diğer faktörlere olan etkisini yorumlayacak olursak, Enerji Kaynağı İthalatı doğalgaz, kömür gibi emisyon yoğun olan kaynakların ithalatını temsil etmektedir. Türkiye’nin enerji dışa bağımlı olduğu ve bununla birlikte elektrik üretiminde kömür ve doğalgazın büyük bir paya sahip

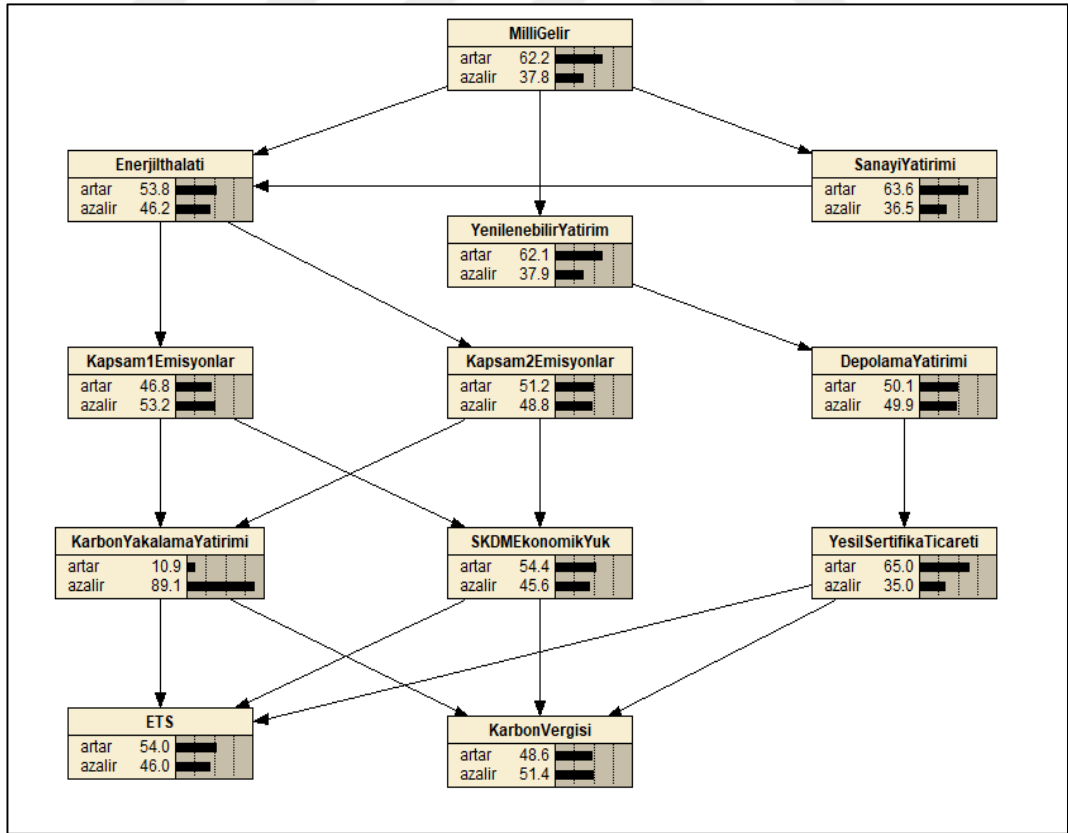
olduğu düşünülürken, kaynak ithalatındaki artış doğrudan Kapsam 1 ve Kapsam 2 emisyon miktarlarında artışa sebep olacaktır. Bilindiği üzere sera gazı emisyonlarında enerji üretiminden kaynaklı emisyonların payı büyüktür. Emisyon miktarlarındaki artış ETS hacmine pozitif yansıyacak, azaltım yönünde etkisi sebebiyle Karbon Vergilerinde de artışa sebep olacaktır. Kapsam 2 emisyonlarındaki artış yine azaltım yönünde ki etki nedeniyle Yeşil Sertifika Ticareti'nde artışa sebep olacağı için Enerji Kaynağı İthalatı/ETS, Enerji Kaynağı İthalatı/Karbon Vergisi, Enerji Kaynağı İthalatı/Yeşil Sertifika Ticareti hücreleri “1” değerini almıştır. Dolayısıyla ETS/ Enerji Kaynağı İthalatı, Karbon Vergisi/ Enerji Kaynağı İthalatı ve Yeşil Sertifika Ticareti/Enerji Kaynağı İthalatı hücreleri ise “-1” değerini almıştır.

Yenilenebilir Yatırım, kaynağa bağlı üretim miktarında artış demektir. Bu şu anlama gelir. Rüzgâr enerjisi santralleri, güneş enerjisi santralleri kaynağına hâkim olunamayan dolayısıyla da üretimleri kaynağa bağlı santrallerdir. Kısacası rüzgâr/güneş var ise enerji üretimi yapılabilir, aksi durumda üretim yapmak imkânsızdır. Dolayısıyla kaynağa hâkim olunamadığı takdir de düzenli ve esnek bir üretim profili de sağlanamaz. Düzenli ve esnek üretim yapabilen santraller bilindiği üzere baz yük olarak adlandırılan konvensiyonel tür santrallerdir. Örneğin doğalgaz ve kömür santralleri baz yük santralleridir. Yenilenebilir santrallerin baz yük olabilmesi depolama teknolojileri ile mümkün olacaktır. Depolamalı bir yenilenebilir enerji santralinin üretimi de hem esneklik kazanacak hem de daha düzenli olacaktır. Bu yüzden ki yenilenebilir yatırımın artması depolama teknolojilerine yatırıma da pozitif etki edecektir.. İkili karşılaştırma matrisinde bu durum Yenilenebilir Yatırım/ Depolama Teknolojilerine Yatırım hücresi “1” olarak temsil edilmiştir.

Bayes haritasının olasılık değerleri girilmemiş NETICA görüntüsü ise Şekil 6.26'da görülmektedir. Faktörler arası olasılık değerleri EK-B de yer alan anket ile uzman görüşlerine dayalı olarak oluşturulmuştur. Ek-B de yer alan anket 5 (beş) farklı uzman ile yüz yüze görüşülerek doldurulmuştur. Uzman görüşlerine dayalı ikinci anketin sonuçları ise Ek-C'de görülmektedir. Sonuçlar uzmanların görüşlerinin aritmetik ortalaması alınarak oluşturulmuştur. Anket sonuçlarına göre oluşturulan ve olasılık değerleri girilmiş olan NETICA ekran görüntüsü ise Şekil 6.27'de görülmektedir.



Şekil 6.26 : Olasılık değeri girilmemiş NETICA ekran görüntüsü.



Şekil 6.27 : Olasılık değeri girilmiş NETICA ekran görüntüsü.

Uzman görüşüne dayalı ikinci anketin sonuçları kullanılarak NETICA programında her bir faktör için olasılık tabloları doldurulmuştur. Kök düğüm olan “Milli Gelir” değişkenine ait başlangıç olasılık değeri uzman görüşüne dayalı ikinci anket sonucuna göre “Artma” olasılığı %62,2, “Azalma” olasılığı ise %37,8 olarak girilmiştir.

Bayes ağında yer alan her faktörün iki farklı durumunun (“artar” ve “azalır”) olması, aynı zaman da bir faktörün en fazla iki ebeveyne sahip olması sebebiyle olasılık Çizelgeleri doldurulurken manuel hesaplama yapılmıştır. Örneğin Şekil 62’de görülen “SKDM Ekonomik Yük” faktörüne ait olasılık tablosunun doldurulması için ebeveyn faktörler olan “Kapsam 1 Emisyonlar” ve “Kapsam 2 Emisyonlar” faktörlerinin her bir durumuna (“artar”, “azalır”) karşılık gelecek olasılık değerleri girilmiştir. 2 (iki) farklı durumun $2^2=4$ farklı kombinasyonu olduğu yine Şekil 6.28’de gözükmemektedir.

Kapsam1Emisyonlar	Kapsam2Emisyonlar	artar	azalir
artar	artar		
artar	azalir		
azalir	artar		
azalir	azalir		

Şekil 6.28 : NETICA örnek olasılık çizelgesi-1.

Önemli olan husus, manuel hesaplama yapılan olasılık değerlerinin girileceği hücrenin belirlenebilmesidir. Hücrenin belirlenmesi esnasında çocuk faktörün ilgili durumu dikkate alınmıştır. Daha açıklayıcı olmak adına “SKDM Ekonomik Yük” faktörüne ait olasılık tablosunun doldurulmasına bakalım. Öncelikle uzman görüşüne dayalı ikinci anket sonuçlarına göre oluşan olasılık durumu aşağıdaki (Çizelge 6.4) gibidir.

Çizelge 6.4 : NETICA olasılık tablosu.

		SKDM Ekonomik Etki	
		Artar	Azalır
Kapsam 1 Emisyonlar	Artar	84,00	16,00
	Azalır	16,00	84,00
Kapsam 2 Emisyonlar	Artar	72,00	28,00
	Azalır	30,00	70,00

Bilindiği üzere bir olay üzerinde bağımsız iki olayın etkisi var ise bu iki bağımsız olayın birlikte etki olasılığı olasılık değerlerinin çarpımı ile hesaplanmaktadır. Bir C düğümünün A ve B şeklinde iki ebeveyn düğümü varsa, bu A düğümünün B ve C'ye bağlı koşullu olasılığı,

$$P(C | A,B) = P(C | A) * P(C | B) \text{ ile ifade edilmektedir.}$$

Bu durumda NETICA'da "Kapsam 1 Emisyonlar" faktörünün "Artar", "Kapsam 2 Emisyonlar" faktörünün "Azalır" durumu için "SKDM Ekonomik Yük" faktörünün "Artar" olasılık değeri şu şekilde hesaplanmıştır;

"Kapsam 1 Emisyonlar" faktörünün "Artar" durumu için "SKDM Ekonomik Yük" faktörünün "Artar" olasılık değeri %84, "Kapsam 2 Emisyonlar" faktörünün "Azalır" durumu için "SKDM Ekonomik Yük" faktörünün "Artar" olasılık değeri %30'dur. Her iki olasılık değerinin çarpımı sonucu bulunan değer %25,2 'dir. Her iki ebeveynin etkisi çocuk faktörün "Artar" durumu için ele alındığı için hesaplanan değer yazılacağı ilgili hücre, çocuk faktörün "Artar" sütununda yer alan olasılık değerlerinin pozitif/negatif korelasyonu dikkate alınmıştır. "Kapsam 1 Emisyonlar" faktörünün "Artar" durumu için "SKDM Ekonomik Yük" faktörünün "Artar" olasılık değeri olan %84 değeri %50 değerinin üzerinde olduğu için "+1", Kapsam 2 Emisyonlar" faktörünün "Azalır" durumu için "SKDM Ekonomik Yük" faktörünün "Artar" olasılık değeri olan %30 değeri %50 değerinin altında olduğu için "-1" kabul edilmiştir. Her iki korelasyonun çarpımı "-1" olduğu için %25,2 olasılık değeri "SKDM Ekonomik Yük" faktörünün "Azalır" hücresine yazılmıştır. Bu şekilde hesaplanan diğer olasılık değerlerinin girildiği NETICA ekran görüntüsü ise Şekil 6.29'deki gibidir.

Node: SKDMEkonomikYuk		Apply	OK
Chance	% Probability	Reset	Close
Kapsam1Emisyonlar	Kapsam2Emisyonlar	artar	azalir
artar	artar	60.48	39.52
artar	azalir	74.8	25.2
azalir	artar	88.48	11.52
azalir	azalir	4.8	95.2

Şekil 6.29 : NETICA doldurulmuş olasılık çizelgesi.

Tüm faktörlere ait olasılık değerleri NETICA programına aktarıldıktan sonra faktörlerin birbirleri üzerine olan etkilerini incelemek adına senaryo çalışması yapılmıştır. Senaryo çalışmaları yapılmadan önce mevcut değer üzerinde 5 (beş) farklı durum tanımlanmış ve bu durumlar üzerinden senaryolar gerçekleştirilmiştir. Son olarak mevcut durum üzerinden bir senaryo gerçekleştirilerek çalışma tamamlanmıştır. Tanımlanan durumlar ve bu durumlar üzerinde oluşturulmuş senaryolara ait özet bilgiler Çizelge 6.5’de gösterilmiştir.

Çizelge 6.5 : DURUM ve senaryolar

DURUM	SENARYOLAR	
DURUM 1	Senaryo 1-1	Senaryo 1-2
DURUM 2	Senaryo 2-1	Senaryo 2-2
DURUM 3	Senaryo 3-1	Senaryo 3-2
DURUM 4	Senaryo 4-1	
DURUM 5	Senaryo 5-1	
MEVCUT DURUM	Senaryo 6	

Senaryoların detaylarına inmeden önce tanımlanmış olan durumların açıklamaları şu şekildedir;

Mevcut Durum: Uzman görüşlerine dayalı ikinci anketin sonuçlarına göre NETICA uygulamasına girilmiş tüm olasılık değerlerinin program tarafından derlenmesi sonucu oluşan durumu ifade etmektedir.

Durum 1: ETS hacminin ve Karbon Vergisi fiyatının azaldığının varsayıldığı durumu ifade etmektedir. Bir başka ifade ile hem ETS hem de Karbon Vergisinin uygulanmadığı durumdur.

Durum 2: ETS hacminin ve Karbon Vergisi fiyatının azaldığının varsayıldığı, bununla birlikte Milli Gelir ve Enerji İthalatının arttığının varsayıldığı durumdur.

Durum 3: ETS hacminin ve Karbon Vergisi fiyatının azaldığının, bununla birlikte Kapsam 1 ve Kapsam 2 Emisyonlarının arttığının varsayıldığı durumdur.

Durum 4: ETS hacminin azaldığı, bir başka ifade ile ETS’nin uygulanmadığı durumdur.

Durum 5: Karbon Vergisi fiyatının azaldığı, bir başka ifade ile vergilendirmenin olmadığı durumdur.

Senaryoların açıklamaları ise şu şekildedir;

Senaryo 1-1: ETS hacminin arttığının, Karbon Vergisi fiyatının ise azaldığının varsayıldığı senaryodur. Bir başka ifade ile ETS'nin uygulandığı, vergilendirmenin ise uygulanmadığı senaryodur.

Senaryo 1-2: ETS hacminin azaldığının, Karbon Vergisi fiyatının ise arttığının varsayıldığı senaryodur. Bir başka ifade ile ETS'nin uygulanmadığı, vergilendirmenin ise uygulandığı senaryodur.

Senaryo 2-1: ETS hacminin arttığının, Karbon Vergisi fiyatının ise azaldığının varsayıldığı senaryodur. Bir başka ifade ile ETS'nin uygulandığı, vergilendirmenin ise uygulanmadığı senaryodur.

Senaryo 2-2: ETS hacminin azaldığının, Karbon Vergisi fiyatının ise arttığının varsayıldığı senaryodur. Bir başka ifade ile ETS'nin uygulanmadığı, vergilendirmenin ise uygulandığı senaryodur.

Senaryo 3-1: ETS hacminin arttığının, Karbon Vergisi fiyatının ise azaldığının varsayıldığı senaryodur. Bir başka ifade ile ETS'nin uygulandığı, vergilendirmenin ise uygulanmadığı senaryodur.

Senaryo 3-2: ETS hacminin azaldığının, Karbon Vergisi fiyatının ise arttığının varsayıldığı senaryodur. Bir başka ifade ile ETS'nin uygulanmadığı, vergilendirmenin ise uygulandığı senaryodur.

Senaryo 4-1: ETS hacminin azaldığının, bir başka ifade ile ETS'nin uygulanmadığı, bununla birlikte Yeşil Sertifika Ticaretinin arttığının varsayıldığı senaryodur.

Senaryo 5-1: Karbon Vergisi fiyatının azaldığının, bir başka ifade ile vergilendirmenin uygulanmadığı, bununla birlikte Yeşil Sertifika Ticaretinin arttığının varsayıldığı senaryodur.

Senaryo 6: Hem ETS hacminin arttığının hem de karbon vergisinin arttığının varsayıldığı, bir başka ifade ile hem ETS'nin hem de karbon vergisinin uygulandığı senaryodur.

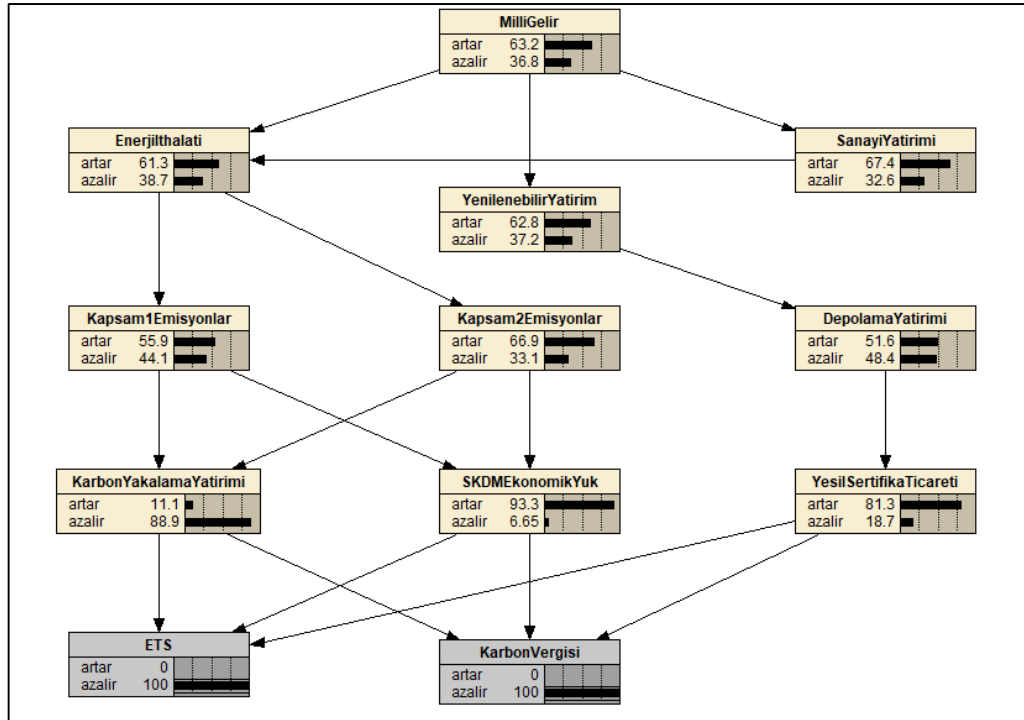
Çizelge 6.6 : Durum ve senaryoların olasılık değerleri.

FAKTÖR	Durum	DURUM 1	Senaryo 1-1	Senaryo 1-2	DURUM 2	Senaryo 2-1	Senaryo 2-2	DURUM 3	Senaryo 3-1	Senaryo 3-2	DURUM 4	Senaryo 4-1	DURUM 5	Senaryo 5-1	Senaryo 6
ETS Hacmi	<i>Artar</i>	0	100	0	0	100	0	0	100	0	0	0			100
	<i>Azalı</i>	100	0	100	100	0	100	100	0	100	100	100			0
Karbon Vergisi	<i>Artar</i>	0	0	100	0	0	100	0	0	100			0	0	100
	<i>Azalı</i>	100	100	0	100	100	0	100	100	0			100	100	0
Yeşil Sertifika Ticareti	<i>Artar</i>											100		100	
	<i>Azalı</i>											0		0	
Milli Gelir	<i>Artar</i>				100	100	100								
	<i>Azalı</i>				0	0	0								
Kapsam 1 Emisyon	<i>Artar</i>							100	100	100					
	<i>Azalı</i>							0	0	0					
Kapsam 2 Emisyon	<i>Artar</i>							100	100	100					
	<i>Azalı</i>							0	0	0					
Enerji İthalatı	<i>Artar</i>				100	100	100								
	<i>Azalı</i>				0	0	0								

Tüm durumların ve senaryoların açıklamaları (Çizelge 6.6) verildikten sonra detaylı olarak önce durumların daha sonra bu duruma ait senaryoların sonuçlarına bakalım.

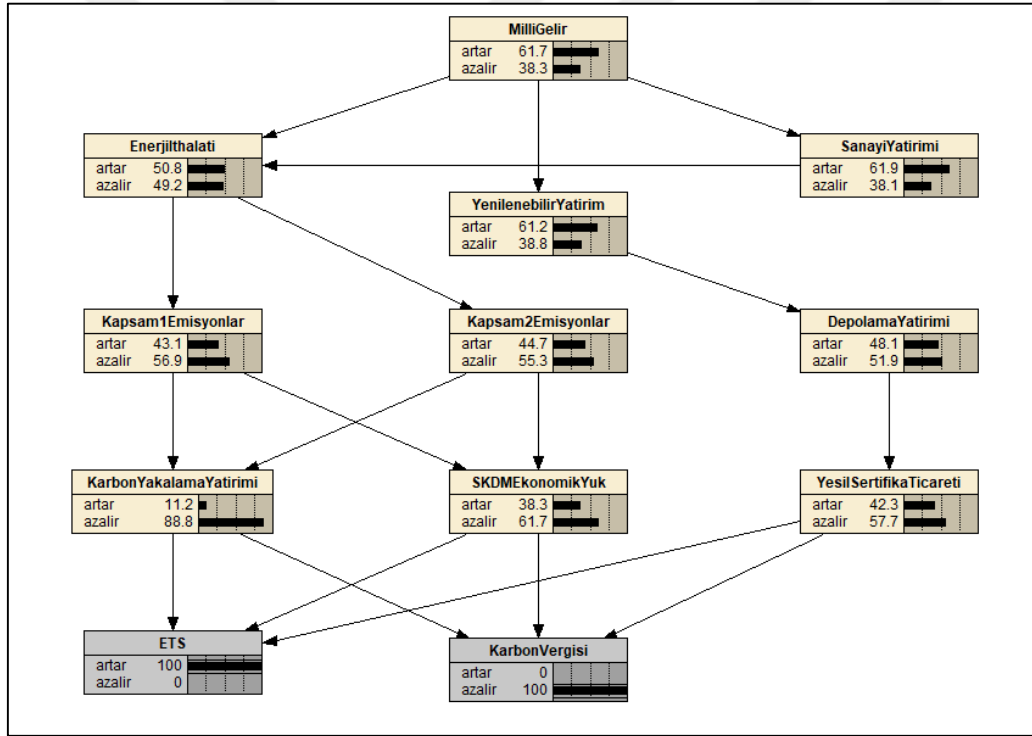
6.5 Durum 1 ve Senaryolar

Durum 1 incelendiğinde mevcut duruma göre en büyük değişimin “Kapsam 1 Emisyonlar”, “Kapsam 2 Emisyonlar” ve “SKDM Ekonomik Yük” kısmında olduğu görülmektedir. Kapsam 1 emisyonlarının artma olasılığı yaklaşık %10 artar iken, Kapsam 2 emisyonların artma olasılığı ise yaklaşık %15 artmıştır. Sınırdaki Karbon Düzenleme Mekanizmasının ETS ve Karbon Vergisi uygulamalarının olmadığı durumda ki Türkiye’ye olan ekonomik etkisinin artma olasılığı ise yaklaşık %40 oranında artmıştır. Esasında bu sonuç beklenen bir sonuçtur. Sebebi ise tezin yukarıki bölümlerinde açıklandığı üzere SKDM uygulandığında Türkiye’de karbon fiyatlandırması olmaması durumunda Türkiye Avrupa’ya ihraç ettiği ürünler için karbon vergisi vermek zorunda kalacaktır. Bununla birlikte Yeşil Sertifika Ticareti’nin artma olasılığı da önemli oranda artmıştır. Bunun sebebi karbon fiyatlandırmasının olmaması durumunda gerek tüketicilerin gerekse de üreticilerin karbon ayak izlerini azaltma yolunda Yeşil Sertifika Ticareti’ne yönelme eğilimi olduğu düşünülebilir. Durum 1’e ait NETICA ekran görüntüsü Şekil 6.30’da yer almaktadır.



Şekil 6.30 : Durum 1 NETICA ekran görüntüsü.

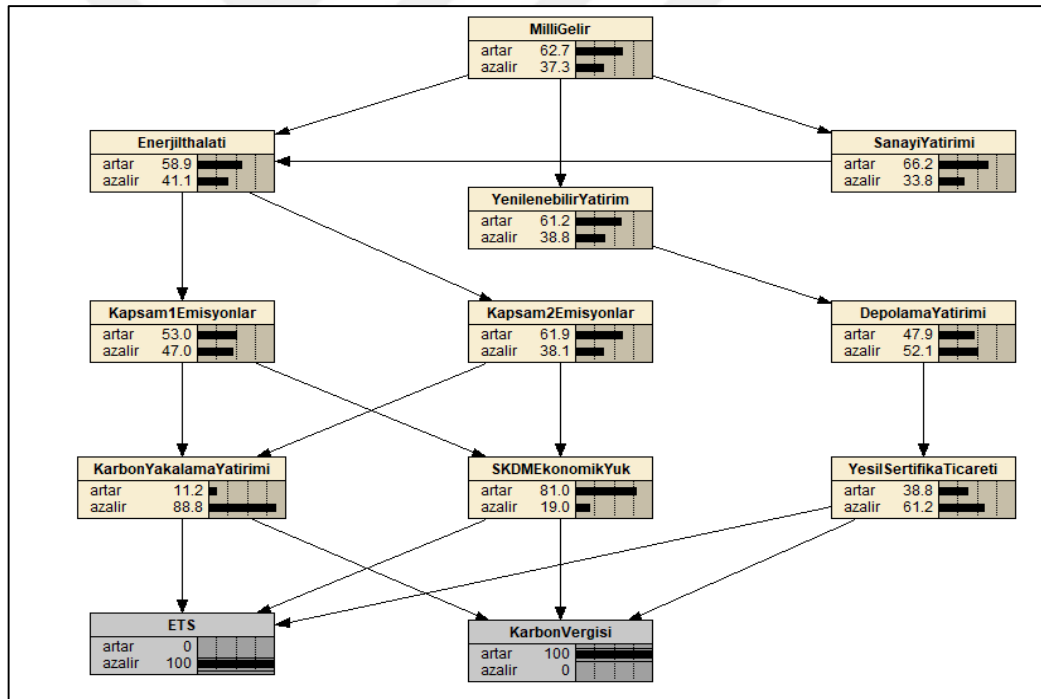
Durum 1 üzerinden Senaryo 1-1' e geçiş yaptığımız da, bir diğer ifade ile ETS'nin uygulandığını varsaydığımızda (ETS hacminin artma olasılığını %100 yaptığımızda) özellikle Durum 1'de ele alınan “Kapsam 1 Emisyonlar” artış olasılığında yaklaşık %13, “Kapsam 2 Emisyonlar” artış olasılığında ise yaklaşık %22 oranında bir düşüş gözlenmiştir. Bir diğer ifade ile her iki emisyon değerlerinin azalma olasılıkları yükselmiştir. Sınırdaki Karbon Düzenleme Mekanizmasının Türkiye'ye ekonomik etkisinin artma olasılığı ise ciddi derece düşüş göstererek %38 seviyesine gelmiştir. Yani ekonomik yükün azalma olasılığı yaklaşık %55 oranında artmıştır. Tezin yukarıki bölümlerinde de açıklandığı üzere ETS uygulaması ile oluşacak karbon sertifikası fiyatına göre bahsi geçen bu ekonomik yükün daha da azalması beklenebilir. Senaryo 1-1'e ait NETICA ekran görüntüsü Şekil 6.31'de yer almaktadır.



Şekil 6.31 : Senaryo 1-1 NETICA ekran görüntüsü.

Durum 1 üzerinden Senaryo 1-2' e geçiş yaptığımızda, bir diğer ifade ile karbon vergisinin uygulandığını varsaydığımızda (karbon vergisinin artma olasılığını %100 yaptığımızda) da Durum 1'de ele alınan “Kapsam 1 Emisyonlar” artış olasılığında yaklaşık %3, “Kapsam 2 Emisyonlar” artış olasılığında ise %5 oranında bir düşüş gözlenmiştir. Bir diğer ifade ile her iki emisyon değerlerinin azalma olasılıkları yükselmiştir. Sınırdaki Karbon Düzenleme Mekanizmasının Türkiye'ye ekonomik etkisinin artma olasılığı ise %12 oranında düşüş göstermiştir. Tezin yukarıki

bölümlerinde de açıklandığı üzere Türkiye’de Avrupa Birliği içerisinde uygulanan karbon fiyatına yakın seviyelerde bir karbon vergisi fiyatı uygulanması bahsi geçen bu ekonomik yükün daha da azaltılmasına yardım edebilir. Bununla birlikte ETS’nin uygulanması durumunda Milli Gelirin artma olasılığında da düşük miktarda bir azalma gözlemlenmiştir. 2022 yılında yapılan bir çalışma bu gözlemi desteklemektedir. Wall, H. (2022) yaptığı çalışmada AB Emisyon Ticaret Sisteminin, Emisyon Ticaret Sistemi’ne katılmayan ülkelerle karşılaştırıldığında, kişi başına düşen gerçek Gayri Safi Yurtiçi Hasıla büyümesi üzerinde olumsuz bir etkiye sahip olduğunu göstermiştir[170]. Güney Kore özelinde yapılan başka bir çalışmada ise Güney Kore ETS'nin önemli azaltma etkilerine sahipken (temel duruma göre -%2,56), GSYİH (%0,41) ve hanehalkı tüketimi (%0,11) üzerinde yalnızca hafif olumsuz etkilere sahip olduğunu göstermektedir [171]. Senaryo 1-2’e ait NETICA ekran görüntüsü Şekil 6.32’de yer almaktadır.



Şekil 6.32 : Senaryo 1-2 NETICA ekran görüntüsü.

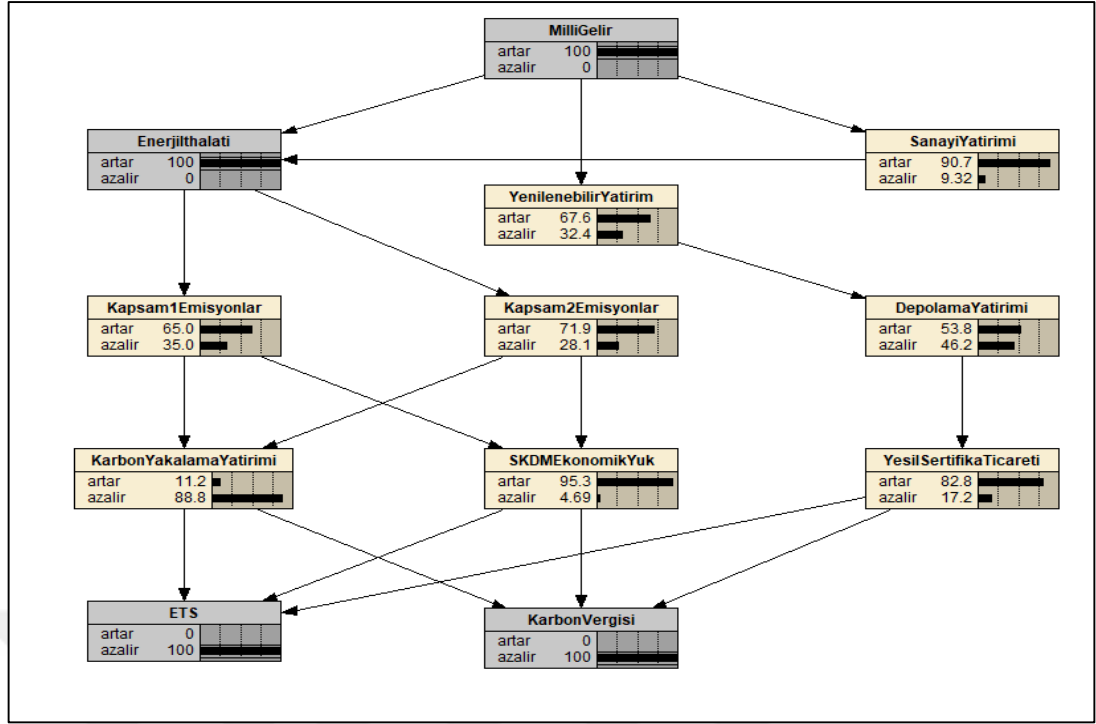
Durum 1, Senaryo 1-1 ve Senaryo 1-2’ ye ait karşılaştırmalı bilgiler Çizelge 6.7’de yer almaktadır.

Çizelge 6.7 : Durum 1, senaryo 1-1 ve senaryo 1-2 sonuçları.

FAKTÖR	Durum	% Olasılık			
		Mevcut Değer	DURUM 1	Senaryo 1-1	Senaryo 1-2
ETS Hacmi	Artar	54	0	100	0
	Azalır	46	100	0	100
Karbon Vergisi	Artar	48,6	0	0	100
	Azalır	51,4	100	100	0
Yenilenebilir Yatırım	Artar	62,1	62,8	61,2	61,2
	Azalır	37,9	37,2	38,8	38,8
Depolama Yatırımı	Artar	50,1	51,6	48,1	47,9
	Azalır	49,9	48,4	51,9	52,1
Karbon Yakalama Yatırımı	Artar	10,9	11,1	11,2	11,2
	Azalır	89,1	88,9	88,8	88,8
Yeşil Sertifika Ticareti	Artar	65	81,3	42,3	38,8
	Azalır	35	18,7	57,7	61,2
Milli Gelir	Artar	62,2	63,2	61,7	62,7
	Azalır	37,8	36,8	38,3	37,3
Kapsam 1 Emisyon	Artar	46,8	55,9	43,1	53
	Azalır	53,2	44,1	56,9	47
Kapsam 2 Emisyon	Artar	51,2	66,9	44,7	61,9
	Azalır	48,8	33,1	55,3	38,1
Enerji İthalatı	Artar	53,8	61,3	50,8	58,9
	Azalır	46,2	38,7	49,2	41,1
Sanayi Yatırımı	Artar	63,6	67,4	61,9	66,2
	Azalır	36,4	32,6	38,1	33,8
SKDM Ekonomik Yük	Artar	54,4	93,3	38,3	81
	Azalır	45,6	6,7	61,7	19

6.6 Durum 2 ve Senaryolar

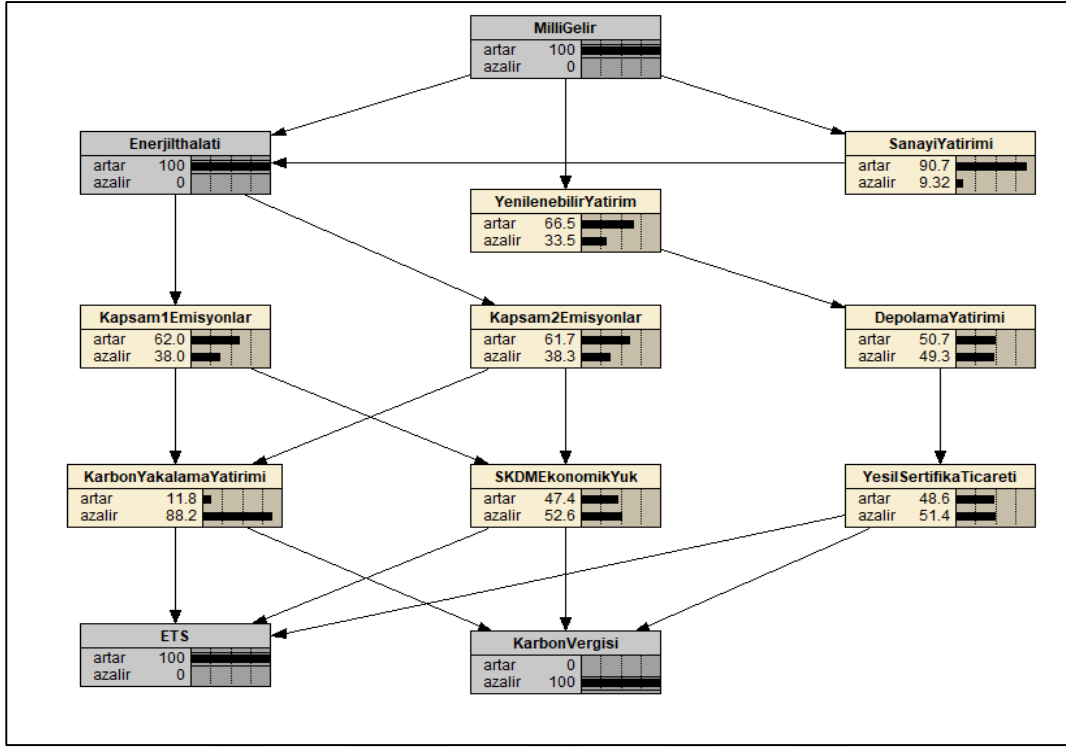
Durum 2 incelendiğinde mevcut duruma göre en büyük değişimin “Sanayi Yatırımı” ve “SKDM Ekonomik Yük” kısmında olduğu görülmektedir. Milli Gelir ve Enerji İthalatının artmasına bağlı olarak Sanayi Yatırımının artma olasılığında yaklaşık %27 oranında bir artış görülürken, Sınırdaki Karbon Düzenleme Mekanizmasının ETS ve Karbon Vergisi uygulamalarının olmadığı, bununla birlikte Milli Gelir’in ve Enerji İthalatının arttığının varsayıldığı (her iki faktörün artma olasılıkları %100 yapıldığında) durumda ki Türkiye’ye olan ekonomik etkisinin artma olasılığı ise yaklaşık %40 oranında artmıştır. Enerji İthalatının artmasına bağlı olarak Kapsam 1 ve Kapsam 2 emisyonlarının artma olasılığı yaklaşık %20 artmıştır. Bununla birlikte Yeşil Sertifika Ticaretinin artma olasılığı Durum 1’de olduğu gibi ciddi derece de artış göstererek yaklaşık %17 oranında artmıştır. Yenilenebilir Yatırımın artma olasılığının yükselmesine bağlı olarak da Depolama Teknolojilerine olan yatırımın artma olasılığı da yükselmiştir. Durum 2’ye ait NETICA ekran görüntüsü Şekil 6.33’de yer almaktadır.



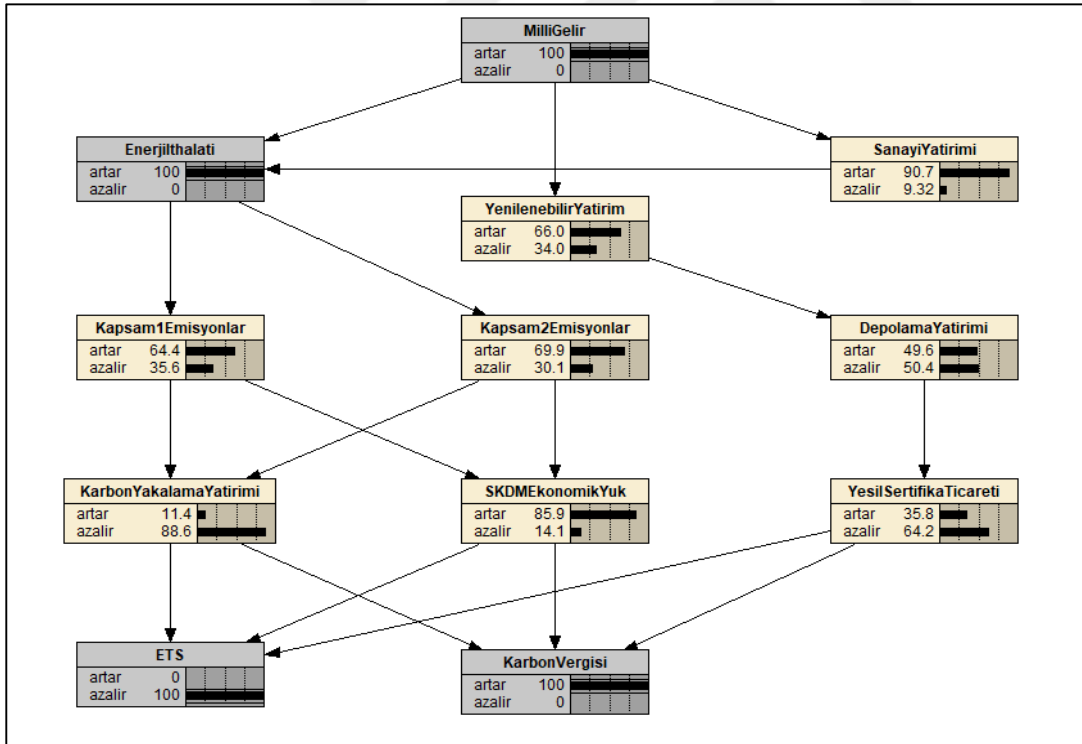
Şekil 6.33 : Durum 2 NETICA ekran görüntüsü.

Durum 2 üzerinden Senaryo 2-1' e geçiş yaptığımızda özellikle Sınırdaki Karbon Düzenleme Mekanizmasının Türkiye'ye ekonomik etkisinin artma olasılığı ise ciddi derece düşüş göstererek %47 seviyesine gelmiştir. Yani ekonomik yükün azalma olasılığı yaklaşık %48 oranında artmıştır. Kapsam 1 ve Kapsam 2 emisyonlarının azalma olasılıkları artmakla birlikte bu oran Durum-1'e göre daha düşük seviyede gerçekleşmiştir. Bunun sebebinin Milli Gelir ve Enerji İthalatı artışının Kapsam 1 ve Kapsam 2 emisyonlarının artışı üzerinde büyük bir etkiye sahip olduğu düşünülebilir. Bununla birlikte Karbon Yakalama Teknolojilerine olan yatırımın artma olasılığı da artış göstermiştir. Senaryo 2-1'e ait NETICA ekran görüntüsü Şekil 6.34'de yer almaktadır.

Durum 2 üzerinden Senaryo 2-2' e geçiş yaptığımızda Sınırdaki Karbon Düzenleme Mekanizmasının Türkiye'ye ekonomik etkisinin artma olasılığı ise düşüş göstererek %85,9 seviyesine gelmiştir. Yani ekonomik yükün azalma olasılığı yaklaşık %10 oranında artmıştır. Bu artışın Senaryo 2-1'deki orandan daha düşük olduğu görülmektedir. Kapsam 1 ve Kapsam 2 emisyonlarının azalma olasılıkları artmakla birlikte bu oran daha düşük seviyede gerçekleşmiştir. Bunun sebebinin yukarıda bahsedildiği üzere Milli Gelir ve Enerji İthalatı artışının Kapsam 1 ve Kapsam 2 emisyonlarının artışı üzerinde büyük bir etkiye sahip olduğu düşünülebilir. Senaryo 2-2'e ait NETICA ekran görüntüsü Şekil 6.35'de yer almaktadır.



Şekil 6.34 : Senaryo 2-1 NETICA ekran görüntüsü.



Şekil 6.35 : Senaryo 2-2 NETICA ekran görüntüsü.

Durum 2, Senaryo 2-1 ve Senaryo 2-2' ye ait karşılaştırmalı bilgiler Çizelge 6.8'de yer almaktadır.

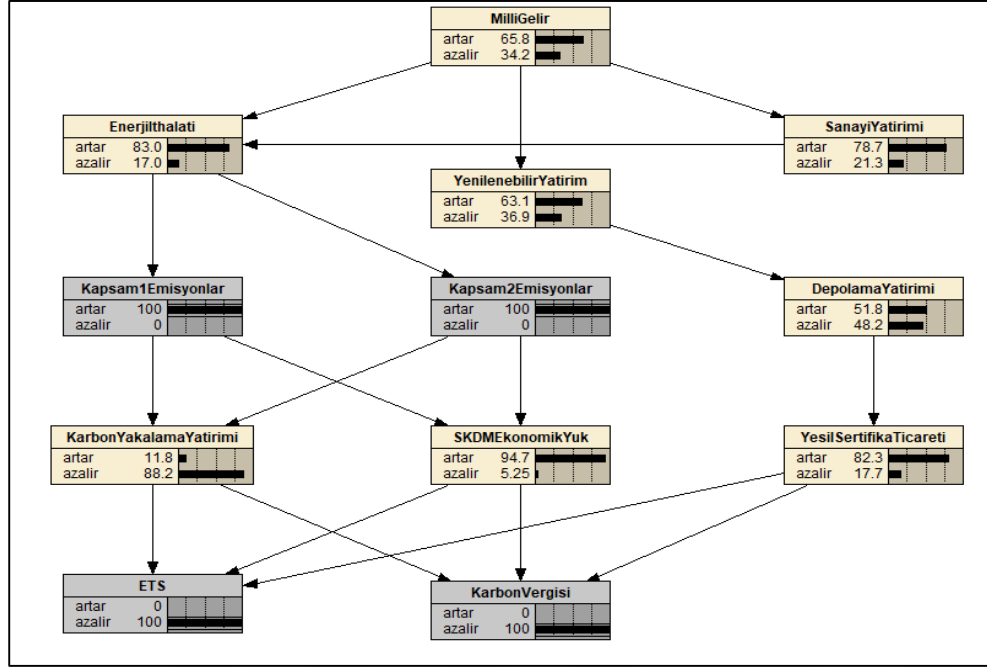
Çizelge 6.8 : Durum 2, senaryo 2-1 ve senaryo 2-2 sonuçları.

FAKTÖR	Durum	% Olasılık			
		Mevcut Değer	DURUM 2	Senaryo 2-1	Senaryo 2-2
ETS Hacmi	Artar	54	0	100	0
	Azalır	46	100	0	100
Karbon Vergisi	Artar	48,6	0	0	100
	Azalır	51,4	100	100	0
Yenilenebilir Yatırım	Artar	62,1	67,6	66,5	66
	Azalır	37,9	32,4	33,5	34
Depolama Yatırımı	Artar	50,1	53,8	50,7	49,6
	Azalır	49,9	46,2	49,3	50,4
Karbon Yakalama Yatırımı	Artar	10,9	11,2	11,8	11,4
	Azalır	89,1	88,8	88,2	88,6
Yeşil Sertifika Ticareti	Artar	65	82,8	48,6	35,8
	Azalır	35	17,2	51,4	64,2
Milli Gelir	Artar	62,2	100	100	100
	Azalır	37,8	0	0	0
Kapsam 1 Emisyon	Artar	46,8	65	62	64,4
	Azalır	53,2	35	38	35,6
Kapsam 2 Emisyon	Artar	51,2	71,9	61,7	69,9
	Azalır	48,8	28,1	38,3	30,1
Enerji İthalatı	Artar	53,8	100	100	100
	Azalır	46,2	0	0	0
Sanayi Yatırımı	Artar	63,6	90,7	90,7	90,7
	Azalır	36,4	9,3	9,3	9,3
SKDM Ekonomik Yük	Artar	54,4	95,3	47,4	85,9
	Azalır	45,6	4,7	52,6	14,1

6.7 Durum 3 ve Senaryolar

Durum 3 incelendiğinde mevcut duruma göre en büyük değişimin “Sanayi Yatırımı”, “Enerji İthalatı” ve “SKDM Ekonomik Yük” kısmında olduğu görülmektedir. Kapsam 1 ve Kapsam 2 emisyon miktarlarının artma olasılığının bir etkisi olarak SKDM Ekonomik Yük artma olasılığı mevcut duruma göre yüksek miktarda artarak %94,7 seviyesine gelmiştir. Herhangibir karbon fiyatlandırmasının olmaması durumunda, bu artış beklenen bir artıştır. Bununla birlikte Yeşil Sertifika Ticareti’nin artma olasılığı da önemli oranda artmıştır. Bunun sebebi daha önce de ifade edildiği üzere karbon fiyatlandırmasının olmaması durumunda gerek tüketicilerin gerekse de üreticilerin

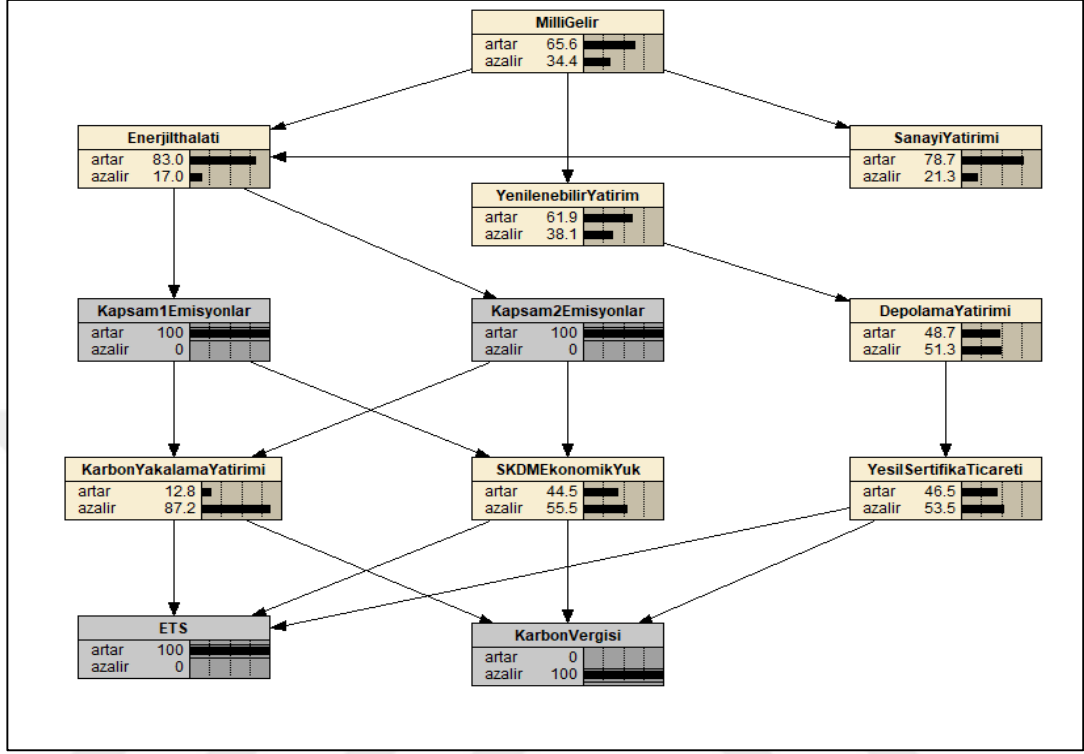
karbon ayak izlerini azaltma yolunda Yeşil Sertifika Ticareti'ne yönelme eğilimi olduğu düşünülebilir. Aynı zamanda Karbon Yakalama Teknolojilerine olan yatırımın artma olasılığı da düşük bir miktarda da olsa artış göstermiştir. Durum 3'e ait NETICA ekran görüntüsü Şekil 6.36'da yer almaktadır.



Şekil 6.36 : Durum 3 NETICA ekran görüntüsü.

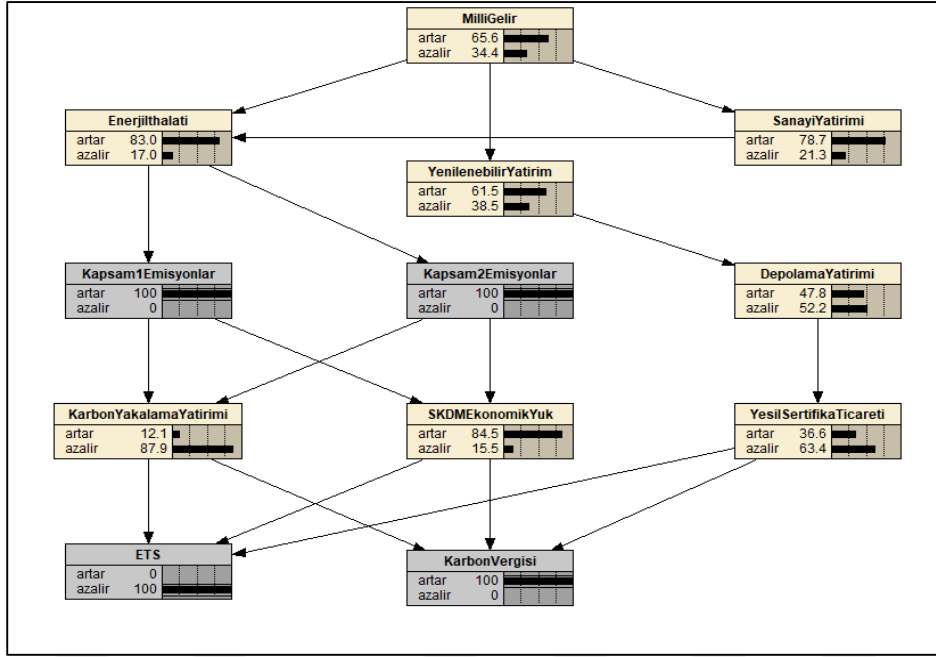
Durum 3 üzerinden Senaryo 3-1' e geçiş yaptığımızda Sınırdaki Karbon Düzenleme Mekanizmasının Türkiye'ye ekonomik etkisinin artma olasılığı ise düşüş göstererek %44,5 seviyesine gelmiştir. Durum 3 ile kıyaslandığında azalma olasılığındaki artış miktarı yaklaşık %50 seviyesindedir. Karbon Yakalama Teknolojilerine olan yatırımın artma olasılığı bir miktar artış göstermekle birlikte bu durumun emisyon azaltma noktasında ETS'nin uygulanmasının üretici ve tüketicileri bu teknolojilere yönlendirdiği düşünülebilir. Ayrıca Karbon Yakalama Teknolojilerine olan yatırımın artma olasılığının en fazla gerçekleştiği senaryo bu senaryo olmuştur. Mo, J. L., & Zhu, L. (2014) yaptıkları bir çalışmada karbon fiyatı tabanının CCS yatırımını teşvik etmede önemli bir etkisi olduğu görmüşlerdir. Artan bir karbon fiyatı tabanının marjinal etkisinin önce yükseldiğini, sonra düştüğünü; taban fiyat bir eşik değerine ulaştığında, marjinal etkinin minimum olduğunu ifade etmişlerdir. Simülasyon sonuçlarına dayalı olarak, CCS yatırımını teşvik etmek için AB ETS için karbon taban fiyatı yaklaşık 20 EUR/t CO₂ olarak belirlenebilirken, CO₂ azaltımını yeterince teşvik etmek için bu fiyat 30 EUR/t CO₂'ye yükseltilmesi sonucuna ulaşmışlardır[25].

Dolayısıyla Karbon Yakalama Teknolojilere yönelik yatırımların yönü esasında karbonun fiyatına bağlı olarak değişmektedir. Senaryo 3-1'e ait NETICA ekran görüntüsü ise Şekil 6.37'de yer almaktadır.



Şekil 6.37 : Senaryo 3-1 NETICA ekran görüntüsü.

Durum 3 üzerinden Senaryo 3-2' e geçiş yaptığımızda Sınırdaki Karbon Düzenleme Mekanizmasının Türkiye'ye ekonomik etkisinin artma olasılığı ise düşüş göstererek %84,5 seviyesine gelmiştir. Durum 3 ile kıyaslandığında azalma olasılığındaki artış miktarı yaklaşık %10 seviyesindedir. Karbon Yakalama Teknolojilerine olan yatırımın artma olasılığı bir miktar artış göstermekle birlikte bu durumun emisyon azaltma noktasında karbon vergisinin uygulanmasının üretici ve tüketicileri bu teknolojilere yönlendirdiği düşünülebilir. Senaryo 3-2'e ait NETICA ekran görüntüsü Şekil 6.38'de yer almaktadır.



Şekil 6.38 : Senaryo 3-2 NETICA ekran görüntüsü.

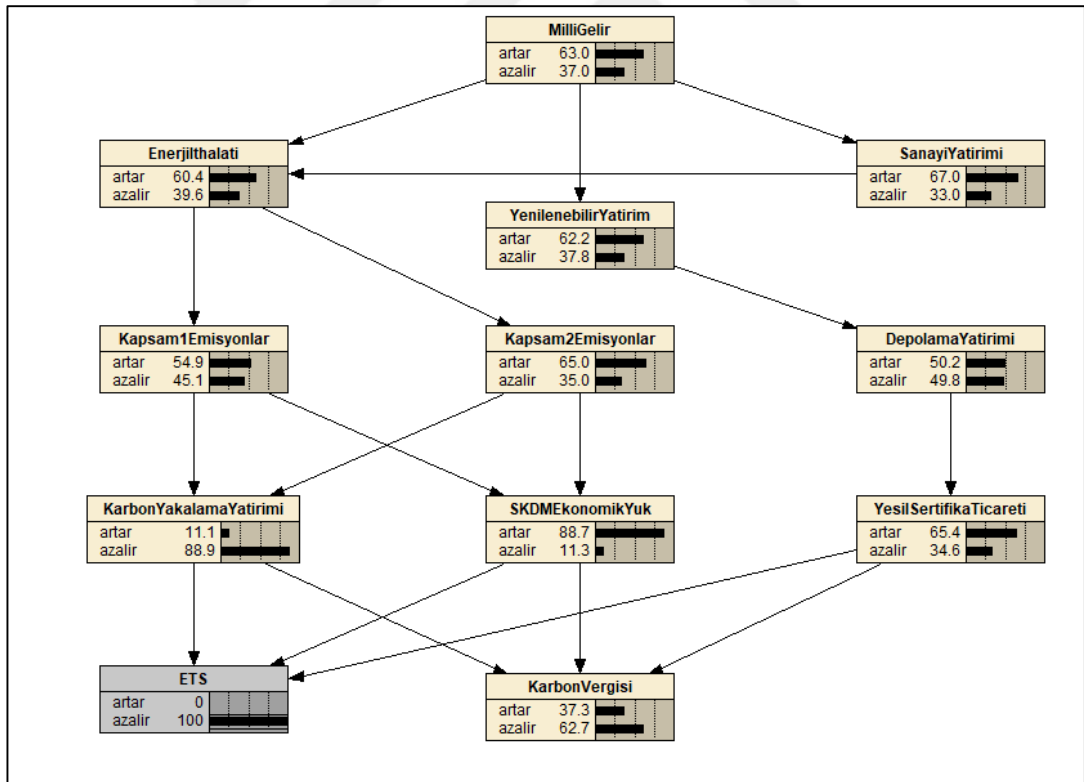
Durum-3, Senaryo 3-1 ve Senaryo 3-2' ye ait karşılaştırmalı bilgiler Çizelge 6.9'da yer almaktadır.

Çizelge 6.9 : Durum 3, senaryo 3-1 ve senaryo 3-2 sonuçları.

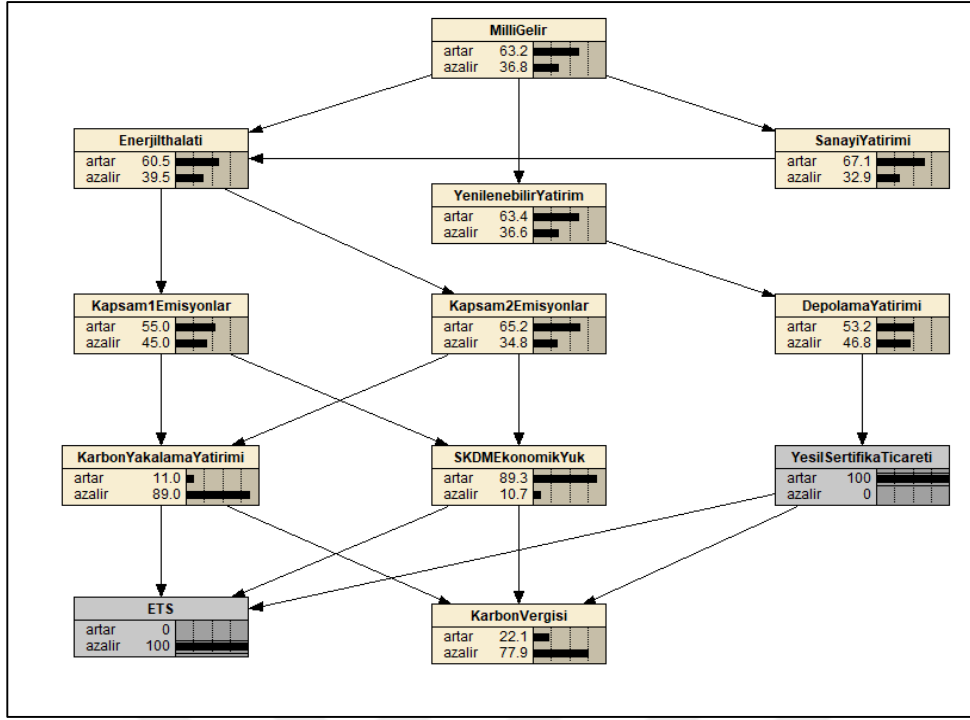
FAKTÖR	Durum	% Olasılık			
		Mevcut Değer	DURUM 3	Senaryo 3-1	Senaryo 3-2
ETS Hacmi	Artar	54	0	100	0
	Azalır	46	100	0	100
Karbon Vergisi	Artar	48,6	0	0	100
	Azalır	51,4	100	100	0
Yenilenebilir Yatırım	Artar	62,1	63,1	61,9	61,5
	Azalır	37,9	36,9	38,1	38,5
Depolama Yatırımı	Artar	50,1	51,8	48,7	47,8
	Azalır	49,9	48,2	51,3	52,2
Karbon Yakalama Yatırımı	Artar	10,9	11,8	12,8	12,1
	Azalır	89,1	88,2	87,2	87,9
Yeşil Sertifika Ticareti	Artar	65	82,3	46,5	36,6
	Azalır	35	17,7	53,5	63,4
Millî Gelir	Artar	62,2	65,8	65,6	65,6
	Azalır	37,8	34,2	34,4	34,4
Kapsam 1 Emisyon	Artar	46,8	100	100	100
	Azalır	53,2	0	0	0
Kapsam 2 Emisyon	Artar	51,2	100	100	100
	Azalır	48,8	0	0	0
Enerji İthalatı	Artar	53,8	83	83	83
	Azalır	46,2	17	17	17
Sanayi Yatırımı	Artar	63,6	78,7	78,7	78,7
	Azalır	36,4	21,3	21,3	21,3
SKDM Ekonomik Yük	Artar	54,4	94,7	44,5	84,5
	Azalır	45,6	5,3	55,5	15,5

6.8 Durum 4 ve Senaryo

Durum 4 incelendiğinde mevcut duruma göre en büyük değişimin “Kapsam 1 Emisyonlar”, “Kapsam 2 Emisyonlar” ve “SKDM Ekonomik Yük” kısmında olduğu görülmektedir. Kapsam 1 emisyonlarının artma olasılığı yaklaşık %8 artar iken, Kapsam 2 emisyonların artma olasılığı ise yaklaşık %13 artmıştır. Sınırdan Karbon Düzenleme Mekanizmasının Türkiye’ye ekonomik etkisinin artma olasılığı ise mevcut duruma göre %35 oranında artış göstermiştir. Esasında Durum 4’ün ele alınmasının temel sebebi ETS Hacminin azaldığı varsayıldığında (ETS’nin uygulanmadığı varsayıldığında) Yeşil Sertifika Ticaretinin Karbon Vergisi üzerindeki etkisini ortaya koyabilmektir. Bu etkiyi görebilmek adına Senaryo 4-1’ e geçiş yaptığımızda Yeşil Sertifika Ticaretinin artması ile birlikte Karbon Vergisinin artma olasılığında yaklaşık %15 oranında bir düşüş gözlemlenmiştir. Durum 4 ve Senaryo 4-1 e ait NETICA ekran görüntüleri Şekil 6.39 ve Şekil 6.40’da, karşılaştırmalı bilgiler ise Çizelge 6.10’da görülmektedir.



Şekil 6.39 : Durum 4 NETICA ekran görüntüsü.



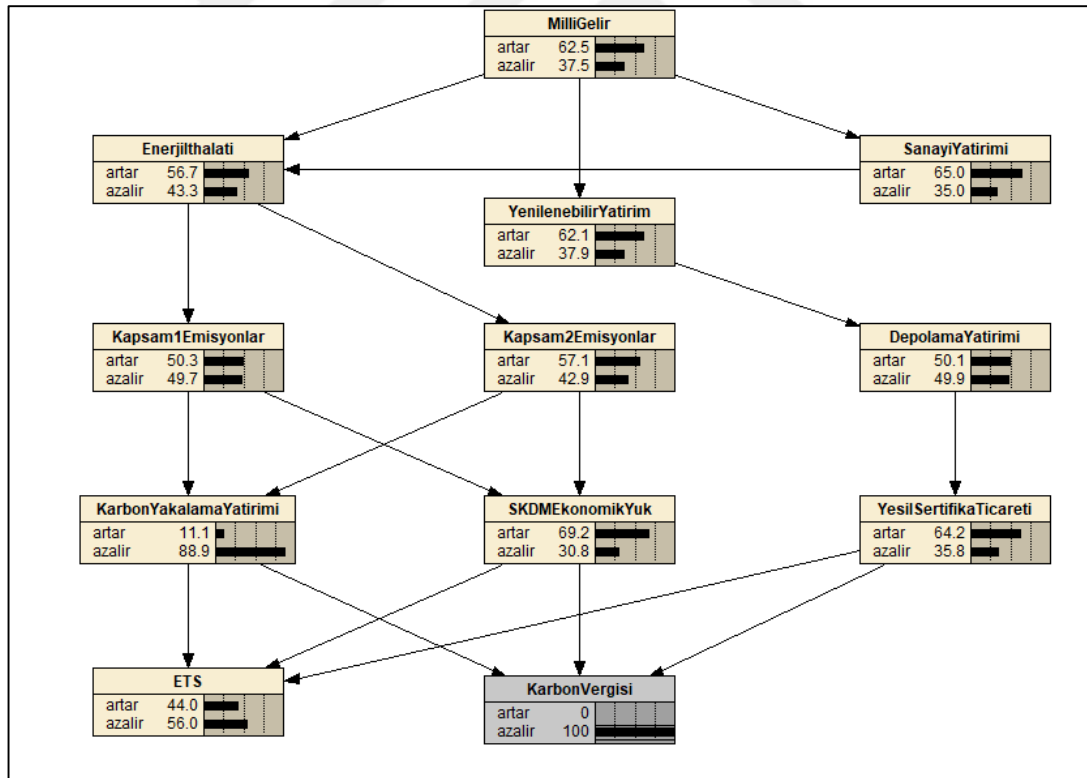
Şekil 6.40 : Senaryo 4-1 NETICA ekran görüntüsü.

Çizelge 6.10 : Durum 4 ve senaryo 4-1 sonuçları.

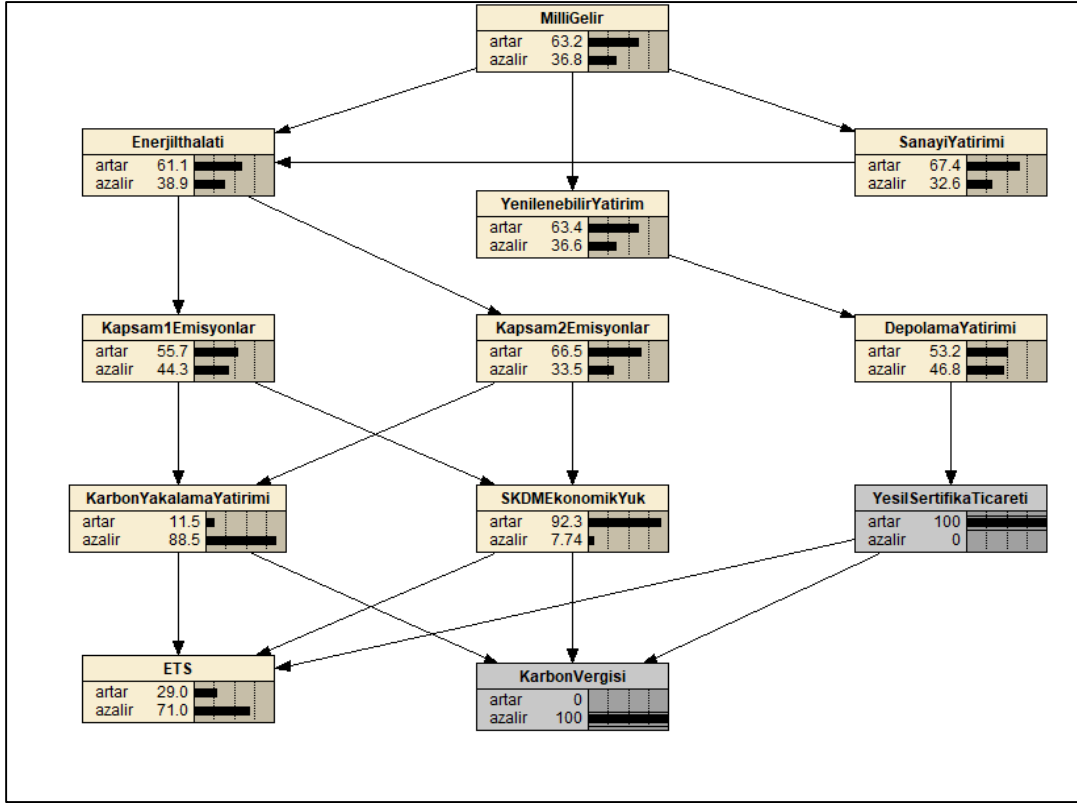
FAKTÖR	Durum	% Olasılık		
		Mevcut Değer	DURUM 4	Senaryo 4-1
ETS Hacmi	Artar	54	0	0
	Azalır	46	100	100
Karbon Vergisi	Artar	48,6	37,3	22,1
	Azalır	51,4	62,7	77,9
Yenilenebilir Yatırım	Artar	62,1	62,2	63,4
	Azalır	37,9	37,8	36,6
Depolama Yatırımı	Artar	50,1	50,2	53,2
	Azalır	49,9	49,8	46,8
Karbon Yakalama Yatırımı	Artar	10,9	11,1	11
	Azalır	89,1	88,9	89
Yeşil Sertifika Ticareti	Artar	65	65,4	100
	Azalır	35	34,6	0
Milli Gelir	Artar	62,2	63	63,2
	Azalır	37,8	37	36,8
Kapsam 1 Emisyon	Artar	46,8	54,9	55
	Azalır	53,2	45,1	45
Kapsam 2 Emisyon	Artar	51,2	65	65,2
	Azalır	48,8	35	34,8
Enerji İthalatı	Artar	53,8	60,4	60,5
	Azalır	46,2	39,6	39,5
Sanayi Yatırımı	Artar	63,6	67	67,1
	Azalır	36,4	33	32,9
SKDM Ekonomik Yük	Artar	54,4	88,7	89,3
	Azalır	45,6	11,3	10,7

6.9 Durum 5 ve Senaryo

Durum 5 incelendiğinde mevcut duruma göre en büyük değişimin “Kapsam 1 Emisyonlar”, “Kapsam 2 Emisyonlar” ve “SKDM Ekonomik Yük” kısmında olduğu görülmektedir. Kapsam 1 emisyonlarının artma olasılığı yaklaşık %4 artar iken, Kapsam 2 emisyonların artma olasılığı ise yaklaşık %5 artmıştır. Sınırdaki Karbon Düzenleme Mekanizmasının Türkiye’ye ekonomik etkisinin artma olasılığı ise mevcut duruma göre %15 oranında artış göstermiştir. Esasında Durum 5’ün ele alınmasının temel sebebi karbon vergisinin azaldığı varsayıldığında (vergilendirmenin olmadığı varsayıldığında) Yeşil Sertifika Ticaretinin ETS üzerindeki etkisini ortaya koyabilmektir. Bu etkiyi görebilmek adına Senaryo 5-1’e geçiş yaptığımızda Yeşil Sertifika Ticaretinin artması ile birlikte ETS hacminin artma olasılığında yaklaşık %15 oranında bir düşüş gözlemlenmiştir. Durum 5 ve Senaryo 5-1’e ait NETICA ekran görüntüleri Şekil 6.41 ve Şekil 6.42’de, karşılaştırmalı bilgiler ise Çizelge 6.11’de görülmektedir.



Şekil 6.41 : Durum 5 NETICA ekran görüntüsü.



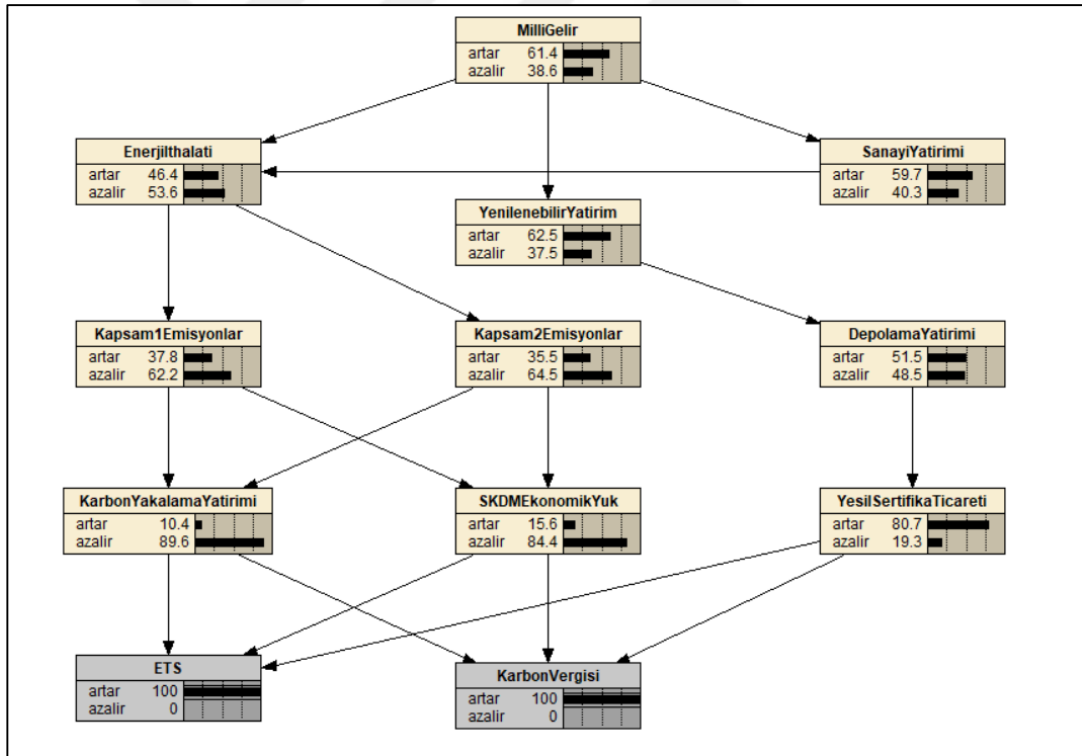
Şekil 6.42 : Senaryo 5-1 NETICA ekran görüntüsü.

Çizelge 6.11 : Durum 5 ve senaryo 5-1 sonuçları.

FAKTÖR	Durum	% Olasılık		
		Mevcut Değer	DURUM 5	Senaryo 5-1
ETS Hacmi	Artar	54	44	29
	Azalır	46	56	71
Karbon Vergisi	Artar	48,6	0	0
	Azalır	51,4	100	100
Yenilenebilir Yatırım	Artar	62,1	62,1	63,4
	Azalır	37,9	37,9	36,6
Depolama Yatırımı	Artar	50,1	50,1	53,2
	Azalır	49,9	49,9	46,8
Karbon Yakalama Yatırımı	Artar	10,9	11,1	11,5
	Azalır	89,1	88,9	88,5
Yeşil Sertifika Ticareti	Artar	65	64,2	100
	Azalır	35	35,8	0
Milli Gelir	Artar	62,2	62,5	63,2
	Azalır	37,8	37,5	36,8
Kapsam 1 Emisyon	Artar	46,8	50,3	55,7
	Azalır	53,2	49,7	44,3
Kapsam 2 Emisyon	Artar	51,2	57,1	66,5
	Azalır	48,8	42,9	33,5
Enerji İthalatı	Artar	53,8	56,7	61,1
	Azalır	46,2	43,3	38,9
Sanayi Yatırımı	Artar	63,6	65	67,4
	Azalır	36,4	35	32,6
SKDM Ekonomik Yük	Artar	54,4	69,2	92,3
	Azalır	45,6	30,8	7,7

6.10 Senaryo-6

Mevcut durum üzerinde hem ETS'nin hem de karbon vergisinin uygulandığı senaryodur. Bu senaryonun yapılmasındaki amaç her iki karbon fiyatlandırma uygulamasının Yeşil Sertifika Ticareti üzerindeki etkisini analiz edebilmektir. ETS ve Karbon Vergisi birlikte uygulandığında Yeşil Sertifika Ticaretinin artma olasılığı mevcut duruma göre yaklaşık %15 artış göstererek %80,7 olmuştur. Bununla birlikte Yenilenebilir Yatırımın artma olasılığı da bir miktar yükselmiş, bu etki Depolama Teknolojilerine Yatırım yapma olasılığını da artırmıştır. Mevcut durum üzerinden her iki uygulamanın devreye alınması ayrıca Kapsam 1 ve Kapsam 2 emisyonlar ile birlikte Sınırdaki Karbon Düzenleme Mekanizması'nın Türkiye'ye olan ekonomik yükünün artma olasılıklarını ciddi derecede azaltmıştır. Senaryo 6'ya ait NETICA ekran görüntüsü Şekil 6.43'de, Mevcut Durum ve Senaryo-6'ya ait karşılaştırmalı bilgiler ise Çizelge 6.12'de yer almaktadır.



Şekil 6.43 : Senaryo 6 NETICA ekran görüntüsü.

Çizelge 6.12 : Mevcut durum ve senaryo 6 sonuçları.

FAKTÖR	Durum	% Olasılık	
		MEVCUT DURUM	Senaryo-6
ETS Hacmi	Artar	54	100
	Azalı	46	0
Karbon Vergisi	Artar	48,6	100
	Azalı	51,4	0
Yenilenebilir Yatırım	Artar	62,1	62,5
	Azalı	37,9	37,5
Depolama Yatırımı	Artar	50,1	51,5
	Azalı	49,9	48,5
Karbon Yakalama Yatırımı	Artar	10,9	10,4
	Azalı	89,1	89,6
Yeşil Sertifika Ticareti	Artar	65	80,7
	Azalı	35	19,3
Milli Gelir	Artar	62,2	61,4
	Azalı	37,8	38,6
Kapsam 1 Emisyon	Artar	46,8	37,8
	Azalı	53,2	62,2
Kapsam 2 Emisyon	Artar	51,2	35,5
	Azalı	48,8	64,5
Enerji İthalatı	Artar	53,8	46,4
	Azalı	46,2	53,6
Sanayi Yatırımı	Artar	63,6	59,7
	Azalı	36,4	40,3
SKDM Ekonomik Yük	Artar	54,4	15,6
	Azalı	45,6	84,4

7. SONUÇ

Bu tez çalışmasında Türkiye’de uygulanması olası karbon fiyatlandırmasının hâlihazırda uygulanmakta olan Yeşil Sertifika Ticareti ile birlikte, birbirlerine ve yenilenebilir enerji yatırımları başta olmak üzere emisyon azaltıcı uygulamalara olan etkilerini uzman görüşlerine dayalı olarak ortaya konmaya çalışılmıştır.

Gerçekleştirilen senaryo analizleri sonucunda elde edilen bulgular genel olarak aşağıdaki gibi olmuştur.

Tüm “Durum” ve bu durumlara bağlı gerçekleştirilen senaryolarda Emisyon Ticaret Sistemi’nin diğer faktörlere olan etkisinin Karbon Vergisi’nin diğer faktörlere olan etkisinden daha belirleyici olduğu görülmüştür. Özellikle bu etki, Sınırdaki Karbon Düzenleme Mekanizmasının Türkiye’ye olan ekonomik etkisinde açık bir şekilde görülmektedir. Keza Kapsam 1 ve Kapsam 2 emisyonlarının azaltılması noktasında da bu etki belirgin bir şekilde göze çarpmaktadır.

Karbon Teknolojilerine yönelik yatırımın artma olasılığı, ETS hacminin arttığının, Karbon Vergisi fiyatının ise azaldığının varsayıldığı, bir başka ifade ile ETS’nin uygulandığı, vergilendirmenin ise uygulanmadığı senaryoda görülmüştür. Bundaki temel sebebin ise bilindiği üzere ETS uygulamasının karbon emisyonu azaltım noktasında karbon vergisine göre daha fazla kesinlik sağlamasından kaynaklanmakta olduğu düşünülebilir. Karbon vergisi emisyon azaltım noktasında herhangi bir kesinlik sağlamamaktadır. Kirleten öder prensibine dayalı olan bu uygulamada emisyon azaltımının vergi fiyatı ile ters orantılı olduğu bir uygulamadır. Yani vergi fiyatının yükseltilmesi emisyon azaltım noktasında zorlayıcı bir etkidir. ETS’de ise tezin yukarıki bölümlerinde açıklandığı üzere emisyon azaltım noktasında bir hedef değer ve bir süre bulunmaktadır. Dolayısıyla hedef değere belirlenen sürede ulaşabilmek adına ek önlemlerin alınması gerekebilir.

Milli Gelirin ve Enerji İthalatının arttığı varsayıldığında ve herhangi bir karbon fiyatlandırmasının olmaması durumunda Yenilenebilir Yatırımın artma olasılığı en üst

seviyede olmuştur. Depolama Teknolojilerine olan yatırımın artma olasılığı da yine yenilenebilir yatırımla doğru orantılı bir şekilde artmıştır.

Yeşil Sertifika Ticaretinin artma olasılığı en fazla artışı Milli Gelir ve Enerji İthalatının arttığı varsayıldığı aynı zamanda herhangi bir karbon fiyatlandırmasının olmadığı varsayıldığı durumda göstermiştir. Bu duruma neden olan temel sebebin Milli Gelir ve Enerji İthalatının artması ve bununla birlikte herhangi bir karbon fiyatlandırmasının olmamasının üretici ve tüketicileri karbon ayak izini azaltma amacıyla sertifika ticaretine yönlendirdiği düşünülebilir. Aynı zamanda mevcut durumda (diğer tüm faktörlerin değişmediği varsayıldığında) ETS ve Karbon Vergisinin birlikte uygulanmasının sertifika ticaretinin artma olasılığını önemli derecede artırdığı gözlemlenmiştir.

Kapsam 1 ve Kapsam 2 emisyon miktarlarının artma olasılıklarının en fazla olduğu durum Milli Gelir ve Enerji İthalatının arttığı varsayıldığı ve bununla birlikte herhangi bir karbon fiyatlandırmasının olmadığı varsayıldığı durumdur. Bunun sebebi kirletici emisyonlar ile ekonomik büyüme arasında anlamlı ilişki olmasıdır[169]. Dolayısıyla Milli Gelir ve Enerji İthalatının arttığı varsayıldığı ve bununla birlikte herhangi bir karbon fiyatlandırmasının olmadığı varsayıldığı durumda Kapsam 1 ve Kapsam 2 emisyon miktarlarının artma olasılıklarının artmasının da sebebi Türkiye'nin enerjide dışa bağımlı bir ülke olması, sera gazı emisyonlarına en fazla enerji sektörünün sebep olması, Türkiye'nin enerji üretiminde kömür, doğalgaz ve petrol gibi karbon yoğun yakıtları kullanması olarak yorumlanabilir.

Sınırdaki Karbon Düzenleme Mekanizmasının Türkiye'ye olan ekonomik etkisinin artma olasılığı en fazla Milli Gelir ve Enerji İthalatının artması ve bununla birlikte herhangi bir karbon fiyatlandırmasının olmaması durumunda gözlemlenmiştir. Milli Gelir'in 5 yıl ve üzeri bir vadede artma olasılığı uzman görüşlerine dayalı ikinci ankette %62,2 olarak belirtilmişti. Bu değerle bile herhangi bir karbon fiyatlandırmasının olmaması durumunda Sınırdaki Karbon Düzenleme Mekanizmasının Türkiye'ye olan ekonomik etkisinin artma olasılığı %93,3 gibi yüksek bir değerdedir. Dolayısıyla bu etkinin azaltılabilmesi adına Türkiye'de zorunlu bir karbon fiyatlandırmasının uygulanması gerektiği düşünülmelidir. 2026 yılından itibaren Sınırdaki Karbon Düzenleme Mekanizmasının karbon vergilendirmesini aktif hale

getireceği dikkate alındığında en kısa zamanda karbon fiyatlandırmasının Türkiye’de uygulanması elzem bir durum olarak görülmelidir.

Yapılan senaryo çalışmalarında özellikle karbon emisyon miktarları ve Sınırdaki Karbon Düzenleme Mekanizmasının Türkiye’ye olası ekonomik yüküne odaklanılmıştır. Bunun sebebi 2053 yılını Net Sıfır olarak belirleyen Türkiye’nin bu hedefe ulaşmasında en önemli husus emisyonlarını olabildiğince erken ve yüksek miktarda azaltması gerekliliğidir. Emisyon miktarlarındaki azalış daha öncede belirtildiği üzere Avrupa Birliğine yapılan ihracatlarda vergiden muaf olma konusunda önemli bir yere sahiptir. Eğer Türkiye’de emisyon azaltım noktasında bir zorunlu fiyatlandırma uygulanacak ise Emisyon Ticaret Sisteminin emisyon azaltma noktasında karbon vergisine kıyasla daha bir kesinlik sağlamasından dolayı Türkiye’de kurulacak bir Emisyon Ticaret Sistemi’nin karbon vergisine göre daha uygun olacağı yapılan senaryo çalışmalarında görülmektedir. Fakat yine tezin yukarı bölümlerinde açıklandığı üzere uygulanacak olan olası bir Emisyon Ticaret Sisteminde tesislere dağıtılacak tahsisatların (emisyon yapma hakkı) dağıtılması hususuna dikkat edilmeli, AB ETS’nin ilk faz döneminde gereğinde fazla miktarda dağıtılan ücretsiz tahsisat sebebiyle karşılaşılan sorunlarla karşılaşmamak adına iyi bir sistem kurgulanmalıdır. Aynı zamanda ETS ile paralel bir karbon vergisi uygulamasının devreye alınması emisyon azaltım noktasında daha fazla katkı sağlayacaktır ki bu etki Senaryo 6’da açıkça görülmektedir.

Karbon Yakalama Yatırımlarının maliyetinin yüksek olması sebebiyle kısa vadede olmasa bile uzun vadede maliyetlerin düşmesi ile birlikte yapılacak yatırımların artması emisyon azaltımına katkı sağlayacaktır. Özellikle karbon emisyon miktarı yüksek olan kömür, linyit, doğalgaz gibi fosil yakıtlı santrallerin karbon yakalama teknolojilerine yatırım yapmalarını teşvik edecek düzenlemeler bu süreci hızlandıracaktır.



KAYNAKLAR

- [1] **T.C. Dışışleri Bakanlığı.** <<https://www.mfa.gov.tr/bm-iklim-degisikligi-cerceve-sozlesmesi.tr.mfa>>
- [2] **T.C. Dışışleri Bakanlığı.** <<https://www.mfa.gov.tr/kyoto-protokolu.tr.mfa>>
- [3] **ECOHZ.** <<https://www.ecohz.com/energy-attribute-certificates>>
- [4] **Hulshof, D., Jepma, C., & Mulder, M.** (2019). Performance of markets for European renewable energy certificates. *Energy Policy*, 128, 697-710.
- [5] **ENELGREENPOWER.** <<https://www.enelgreenpower.com/stories/articles/2019/11/energy-attributes-certificates>>
- [6] **RECS.** <<https://recs.org/public-information/>>
- [7] **TEİAŞ.** <<https://www.teias.gov.tr/kurulu-guc-raporlari>>
- [8] **TEİAŞ YTBS.** <https://ytbsbilgi.teias.gov.tr/ytbsbilgi/frm_istatistikler.jsf>
- [9] **RECS.** <<https://recs.org/public-information/>>
- [10] **AIB.** <<https://www.aib-net.org/facts/market-information/imposed-conditions-trade-expiry-and-cancellation>>
- [11] **EPİAŞ.** <<https://www.epias.com.tr/yek-g-piyasasi/yek-g-sistemi-ve-organize-yek-g-piyasasi-tanitimi/>>
- [12] **REN21,** (2022). *Renewables 2022 Global Status Report*. <https://www.ren21.net/wp-content/uploads/2019/05/GSR2022_Full_Report.pdf>
- [13] **Kaplan, R.** (2021). Türkiye ve OECD ülkelerinde yenilenebilir enerji teşvik politikalarının analizi.
- [14] **CLIMATE POLICY INFO HUB.** <<https://climatepolicyinfohub.eu/renewable-energy-support-policies-europe>>
- [15] **GLOWACKİ LAW FIRM.** <<https://www.emissions-euets.com/internal-electricity-market-glossary/1811-feed-in-premium#:~:text=Feed%2Din%2Dpremium%20is%20a,addition%20to%20the%20wholesale%20price>>
- [16] **T.C. Çevre Şehircilik ve İklim Değişikliği Bakanlığı.** <<https://iklim.gov.tr/kyoto-protokolu-i-35>>
- [17] **Akyl, A.** (2021). Küresel İklim Değişikliği ve Türkiye'de Yerel Yönetimler Perspektifinden Durum Değerlendirmesi
- [18] **UNFCCC.** <https://unfccc.int/resource/docs/publications/caring_trk.pdf>
- [19] **T.C. Dışışleri Bakanlığı.** <<https://www.mfa.gov.tr/paris-anlasmasi.tr.mfa>>
- [20] **T.C. Çevre Şehircilik ve İklim Değişikliği Bakanlığı.** <<https://iklim.gov.tr/bm-iklim-degisikligi-cerceve-sozlesmesi-i-33>>

- [21] **350 TÜRKİYE.** <<https://350turkiye.org/parisionayla/#soru2>>
- [22] **Anadolu Ajansı.** <<https://www.aa.com.tr/tr/cevre/paris-anlasmasi-turkiyede-yururluge-giriyor/2415695#:~:text=Paris%20Anla%C5%9Fmas%C4%B1%2C%20Aral%C4%B1k%202015'te,bu%20say%C4%B1%20192'ye%20%C3%A7%C4%B1kt%C4%B1.>>
- [23] **ESCARUS.** <<https://www.escarus.com/what-is-european-green-deal>>
- [24] **YILMAZ, B.** (2019). Enerji sektörünün geleceği: Karbon ticareti. Kara Harp Okulu Bilim Dergisi, 29(1), 65-91.
- [25] **Mo, J. L., & Zhu, L.** (2014). Using floor price mechanisms to promote carbon capture and storage (CCS) investment and CO₂ abatement. Energy & Environment, 25(3-4), 687-707.
- [26] **Çiçek, H.** (2020). Avrupa Birliği Emisyon Ticareti Sisteminin Esasları Üzerine Bir Araştırma (A Research on the Basis of The European Union Emission Trade System)
- [27] **Altın, M.** (2011). Uluslararası Karbon Piyasaları ve Türkiye Karşılaştırması.
- [28] **T.C. Çevre Şehircilik ve İklim Değişikliği Bakanlığı.** <https://webdosya.csb.gov.tr/db/destek/icerikler/full_taslak-20191127113907.pdf>
- [29] **NARTERLAW.** <<https://www.narterlaw.com/emisyon-ticareti-sistemi/>>
- [30] **İzmir Kalkınma Ajansı.** <<https://kalkinmaguncesi.izka.org.tr/index.php/2020/06/01/iklim-degisikligi-ile-mucadelede-karbon-ticareti/>>
- [31] **Çakmak, H.** (2018). Çevresel vergilerin ekonomik etkileri: Karbon vergisi.
- [32] **Demir, E.** (2018). Türkiye'nin iklim değişikliği ile mücadelede kullanabileceği iktisadi araçların değerlendirilmesi: Karbon vergileri ve emisyon ticaret sistemleri (Doctoral dissertation, Doktora Tezi, İstanbul Üniversitesi, İstanbul).
- [33] **CENTER FOR CLIMATE AND ENERGY SOLUTIONS.** <<https://www.c2es.org/content/carbon-tax-basics/>>
- [34] **Toma, E.** (2020). Farklı Karbon Vergisi Uygulamalarının Piyasa Takas Fiyatı ve Fosil Kaynaklı Üretim Üzerine Etkisi
- [35] **CENTER FOR CLIMATE AND ENERGY SOLUTIONS.** <<https://www.c2es.org/document/options-and-considerations-for-a-federal-carbon-tax/>>
- [36] **SHURA Enerji Dönüşüm Merkezi,** (2021). Yenilenebilir Enerji Entegrasyonunu Hızlandırmak için Türkiye Organize Toptan Elektrik Piyasalarında İyileştirmeler Raporu. <<https://shura.org.tr/yenilenebilir-enerji-entegrasyonunu-hizlandirmak-icin-turkiye-organize-toptan-elektrik-piyasalarinda-iyilestirmeler/>>
- [37] **Rekabet Kurumu.** <<https://www.rekabet.gov.tr/tr/Sayfa/Yayinlar/rekabet-terimleri-sozlugu/terimler-listesi?icerik=87768be3-9d38-40f3-a593-72370b37b6d4>>

- [38] **Acar, S., Aşıcı, A. A., & Yeldan, A. E.** (2022). Potential effects of the EU's carbon border adjustment mechanism on the Turkish economy. *Environment, Development and Sustainability*, 24(6), 8162-8194.
- [39] **European Commission.** <https://ec.europa.eu/clima/policies/ets/allowances/leakage_en>
- [40] **European Commission.** <https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/qanda_21_3661>
- [41] **NEMO COMMITTEE.** <<https://www.nemo-committee.eu/sdac>>
- [42] **NEMO COMMITTEE.** <<https://www.nemo-committee.eu/sidc>>
- [43] **TÜSİAD,** (2020). Ekonomik Göstergeler Merceğinden Yeni İklim Rejimi Raporu <<https://tusiad.org/tr/yayinlar/raporlar/item/10633-ekonomik-gostergeler-merceginden-yeni-i-klim-rejimi-raporu>>
- [44] **ESCARUS.** <<https://tusiad.org/tr/yayinlar/raporlar/item/10633-ekonomik-gostergeler-merceginden-yeni-i-klim-rejimi-raporu>>
- [45] **Url-1** <https://www.dehst.de/EN/european-emissions-trading/understanding-emissions-trading/structure/structure_node.html>
- [46] **European Commission.** <https://climate.ec.europa.eu/eu-action/eu-emissions-trading-system-eu-ets_en>
- [47] **European Commission.** < https://climate.ec.europa.eu/eu-action/eu-emissions-trading-system-eu-ets/union-registry_en>
- [48] **European Commission.** <https://www.aph.gov.au/About_Parliament/Parliamentary_Departments/Parliamentary_Library/pubs/BN/2012-2013/EmissionsTradingSchemes#_Toc358272215>
- [49] **ICAP.** <<https://icapcarbonaction.com/en/ets/swiss-ets>>
- [50] **European Commission.** < https://climate.ec.europa.eu/eu-action/eu-emissions-trading-system-eu-ets/market-stability-reserve_en>
- [51] **CENTER FOR CLIMATE AND ENERGY SOLUTIONS** < <https://www.c2es.org/content/california-cap-and-trade/>>
- [52] **ICAP.** <<https://icapcarbonaction.com/en/ets/usa-california-cap-and-trade-program>>
- [53] **CALIFORNIA AIR RESOURCES BOARD.** < <https://ww2.arb.ca.gov/our-work/programs/cap-and-trade-program/about>>
- [54] **ICAP.** <<https://icapcarbonaction.com/en/ets/china-national-ets>>
- [55] **IEA.** <<https://www.iea.org/reports/enhancing-chinas-ets-for-carbon-neutrality-focus-on-power-sector/executive-summary>>
- [56] **RGGI.** <<https://www.rggi.org/program-overview-and-design/elements>>
- [57] **European Commission.** < https://climate.ec.europa.eu/eu-action/eu-emissions-trading-system-eu-ets/international-carbon-market_en#linking-with-other-cap-and-trade-systems>

- [58] **WORLDBANK**, (2022). State and Trends of Carbon Pricing Report. <<https://openknowledge.worldbank.org/handle/10986/37455> (World Bank State and Trends of Carbon Pricing 2022 Report)
- [59] **T.C. Çevre Şehircilik ve İklim Değişikliği Bakanlığı**. <<https://pmrturkiye.csb.gov.tr>>
- [60] **CALIFORNIA AIR RESOURCES BOARD**. <<https://ww2.arb.ca.gov/our-work/programs/cap-and-trade-program/program-linkage>>
- [61] **GOLD STANDARD**. < <https://www.goldstandard.org/about-us/vision-and-mission>>
- [62] **VERRA**. < <https://verra.org/project/vcs-program/>>
- [63] **GLOBAL CARBON COUNCIL**. <<https://www.globalcarboncouncil.com/>>
- [64] **GHG PROTOCOL**.< <https://ghgprotocol.org/>>
- [65] **GHG PROTOCOL**. A Corporate Accounting And Reporting Standard Revised Edition. < <https://ghgprotocol.org/sites/default/files/standards/ghg-protocol-revised.pdf> >
- [66] **GHG PROTOCOL**. Scope 2 Guidance. <https://ghgprotocol.org/sites/default/files/standards/Scope%202%20Guidance_Final_Sept26.pdf>
- [67] **OECD**, (2021). Understanding Countries' Net-Zero Emissions Targets.<<https://www.oecd-ilibrary.org/docserver/8d25a20c-en.pdf?expires=1666354145&id=id&accname=guest&checksum=60B2053C5464D27D537088AAEF1C138B>>
- [68] **WHITE HOUSE**. < <https://www.whitehouse.gov/wp-content/uploads/2021/10/US-Long-Term-Strategy.pdf>>
- [69] **UNFCCC**. < <https://unfccc.int/documents/307954>>
- [70] **UNFCCC**. < <https://unfccc.int/NDCREG>>
- [71] **COMMONWEALTH**. < <https://thecommonwealth.org/about-us>>
- [72] **IEA**. < <https://www.iea.org/fuels-and-technologies/carbon-capture-utilisation-and-storage>>
- [73] **IEA**. < <https://www.iea.org/reports/carbon-capture-utilisation-and-storage-2>>
- [74] **IEA**. <<https://www.iea.org/policies/4986-section-45q-credit-for-carbon-oxide-sequestration>>
- [75] **IEA**. <<https://www.iea.org/reports/about-ccus>>
- [76] **IEA**.<<https://www.iea.org/reports/the-role-of-ccus-in-low-carbon-power-systems>>
- [77] **IEA**. <- <https://www.iea.org/reports/the-role-of-co2-storage>>
- [78] **Url-2**<<https://iea.blob.core.windows.net/assets/c3ddfd83-9b65-425d-aa09-7707e97ed0b3/RoleValueofCCSReport.pdf>>
- [79] **IRENA**, (2015). Renewable Energy Policy Brief, Mexico.
- [80] **STATISTA**. < <https://www.statista.com/statistics/665500/renewable-energy-capacity-mexico/>>

- [81] **IEA**, (2020). Energy Policy Review, Korea. < <https://www.iea.org/reports/korea-2020>>
- [82] **RES LEGAL**. <<https://www.res-legal.eu/search-by-country/denmark/>>
- [83] **EIA**, (2020). Renewable energy requirements and incentives. U.S. Energy Information Administration.< <https://www.eia.gov/energyexplained/renewable-sources/incentives.php>>
- [84] **EPIAŞ**. < <https://www.epias.com.tr/genel/01-07-2021-tarihinden-31-12-2025-tarihine-kadar-isletmeye-girecek-yek-belgeli-yenilenebilir-enerji-kaynaklarina-dayali-elektrik-uretim-tesisleri-icin-uygulanacak-fiyatlar-hk-3/>>
- [85] **RESMİ GAZETE**. < <https://www.resmigazete.gov.tr/eskiler/2021/01/20210130-9.pdf>>
- [86] **EİGM**. < <https://enerji.gov.tr/eigm-yenilenebilir-enerji-uretim-faaliyetleri-yeka-modeli>>
- [87] **EİGM**. <<https://enerji.gov.tr/eigm-yenilenebilir-enerji-uretim-faaliyetleri-lisanssiz-elektrik-uretimi>>
- [88] **EPDK**. < <https://www.epdk.gov.tr/Detay/Icerik/2-12744/yeni-lisanssiz-elektrik-uretimi-yonetmeligi-%E2%80%A6>>
- [89] **RES LEGAL**. <<http://www.res-legal.eu/search-by-country/germany/>>
- [90] **IEA**, (2020). Energy Policy Review, Germany. <https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Downloads/G/germany-2020-energy-policy-review.pdf?__blob=publicationFile&v=4>
- [91] **Trevino-Martinez, S., Sawhney, R., & Sims, C.** (2022). Energy-carbon neutrality optimization in production scheduling via solar net metering. *Journal of Cleaner Production*, 380, 134627.
- [92] **Kabir, M. A., Farjana, F., Choudhury, R., Kayes, A. I., Ali, M. S., & Farrok, O.** (2023). Net-metering and Feed-in-Tariff policies for the optimum billing scheme for future industrial PV systems in Bangladesh. *Alexandria Engineering Journal*, 63, 157-174.
- [93] **Yuliani, D.** (2016). Is feed-in-tariff policy effective for increasing deployment of renewable energy in Indonesia?. *The Political Economy of Clean Energy Transitions*, 1.
- [94] **EU-China Energy Cooperation Platform**, (2020). Supporting the construction of renewable generation in the EU and China. < https://energy.ec.europa.eu/system/files/2020-09/promoting_res_en_0.pdf>
- [95] **EU-China Energy Cooperation Platform**, (2020). Supporting the construction of renewable generation in the EU and China. < https://energy.ec.europa.eu/system/files/2020-09/promoting_res_en_0.pdf>
- [96] **Auffhammer, M., Wang, M., Xie, L., & Xu, J.** (2021). Renewable electricity development in China: Policies, performance, and challenges. *Review of Environmental Economics and Policy*, 15(2), 323-339.

- [97] **Li, L., & Taeihagh, A.** (2020). An in-depth analysis of the evolution of the policy mix for the sustainable energy transition in China from 1981 to 2020. *Applied Energy*, 263, 114611
- [98] **CARBON DISCLOSURE PROJECT**, (2013). Accounting of Scope 2 emissions. <https://recs.org/download/?file=carbon-disclosure-project_accounting-of-scope-2-emissions.pdf&file_type=documents>
- [99] **VERRA**. <<https://verra.org/programs/verified-carbon-standard/>>
- [100] **Rabia, C.** (2018). Türkiye'de Enerji Verimliliği Yükümlülükleri Sisteminin Yapılandırılması Analizi (Doctoral dissertation, Enerji Enstitüsü).
- [101] **ICAP**. <<https://icapcarbonaction.com/en/ets-prices>>
- [102] **Kat, B., Paltsev, S., & Yuan, M.** (2018). Turkish energy sector development and the Paris Agreement goals: A CGE model assessment. *Energy Policy*, 122, 84-96.
- [103] **THE GUARDIAN**. <<https://www.theguardian.com/politics/2006/oct/30/economy.uk>>
- [104] **SWISS RE**. <<https://www.swissre.com/media/press-release/nr-20210422-economics-of-climate-change-risks.html>>
- [105] **ECONOMIST INTELLIGENCE**. <<https://www.eiu.com/n/global-economy-will-be-3-percent-smaller-by-2050-due-to-lack-of-climate-resilience/>>
- [106] **Url-3**<<https://carbonmonitor.org/>>
- [107] **COLUMBIA SIPA** <<https://www.energypolicy.columbia.edu/research/commentary/trends-and-contradictions-china-s-renewable-energy-policy>>
- [108] **WORLD RESOURCES INSTITUTE**. < <https://www.wri.org/research/state-climate-action-assessing-progress-toward-2030-and-2050>>
- [109] **CARBON PRICING LEADERSHIP COALITION**. <<https://www.carbon-pricingleadership.org/report-of-the-highlevel-commission-on-carbon-prices>>
- [110] **IMF**, (2019). Putting Price on Pollution.<<https://www.imf.org/en/Publications/fandd/issues/2019/12/the-case-for-carbon-taxation-and-putting-a-price-on-pollution-parry>>
- [111] **IMF**, (2021). Proposal for an International Carbon Price Floor Among Large Emitters. <<https://www.imf.org/en/Publications/staff-climate-notes/Issues/2021/06/15/Proposal-for-an-International-Carbon-Price-Floor-Among-Large-Emitters-460468>>
- [112] **OECD**, (2020). Carbon Pricing Design: Effectiveness, Efficiency and Feasibility.
- [113] **Sen, S., & Vollebergh, H.** (2018). The effectiveness of taxing the carbon content of energy consumption. *Journal of environmental economics and management*, 92, 74-99.
- [114] **Murray, B., & Rivers, N.** (2015). British Columbia's revenue-neutral carbon tax: A review of the latest "grand experiment" in environmental policy. *Energy Policy*, 86, 674-683.

- [115] **Nordhaus, W.** (2018). Climate Change: The Ultimate Challenge for Economics. <<https://www.nobelprize.org/uploads/2018/10/nordhaus-lecture.pdf>>
- [116] **ETKB,** (2022). Türkiye Elektrik Üretimi ve Elektrik Tüketim Noktası Emisyon Faktörleri Bilgi Formu <<https://enerji.gov.tr/evced-cevre-ve-iklim-elektrik-uretim-tuketim-emisyon-faktorleri>>
- [117] **ETKB,** (2022). Türkiye Ulusal Elektrik Şebekesi Emisyon Faktörü Bilgi Formu <<https://enerji.gov.tr/evced-cevre-ve-iklim-turkiye-ulusal-elektrik-sebekesi-emisyon-faktoru>>
- [118] **EPIAŞ.** <<https://seffaflik.epias.com.tr/transparency/piyasalar/yekg/eslesme-miktari.xhtml>>
- [119] **T.C. Çevre Şehircilik ve İklim Değişikliği Bakanlığı.** <<https://iklim.gov.tr/turkiye-ulusal-katki-beyani-ni-cop27-de-acikladi-haber-84>>
- [120] **Albayrak, K. O.** (2019). Enerji verimliliğinde yalın yöntemlerin uygulanması: Soğutucu fabrikasında bir uygulama (Master's thesis, Enerji Enstitüsü).
- [121] **Akçaoğlu, Ö.** (2012). Değer akış haritalarında belirlenen darboğazların çözümü için Bayes Ağları ile senaryo üretimi: çamaşır makinası fabrikasında bir uygulama (Doctoral dissertation, Fen Bilimleri Enstitüsü).
- [122] **Cin, R.** (2018). Türkiye'de Enerji Verimliliği Yükümlülükleri Sisteminin Yapılandırılması Analizi (Doctoral dissertation, Enerji Enstitüsü).
- [123] **Keskin, C.** (2013). Endüstriyel enerji yönetiminde değer akış haritalarının kullanımı (Master's thesis, Enerji Enstitüsü).
- [124] **Sharma, P., & Kulkarni, M. S.** (2016). Bayesian belief network for assessing impact of factors on army's lean-agile replenishment system. *Journal of Military Studies*, 7(1), 11-23.
- [125] **Trucco, P., Cagno, E., Ruggeri, F., & Grande, O.** (2008). A Bayesian Belief Network modelling of organisational factors in risk analysis: A case study in maritime transportation. *Reliability Engineering & System Safety*, 93(6), 845-856.
- [126] **Krause, J., Small, M. J., Haas, A., & Jaeger, C. C.** (2016). An expert-based bayesian assessment of 2030 German new vehicle CO₂ emissions and related costs. *Transport policy*, 52, 197-208.
- [127] **Cin, R., Acuner, E., & Onaygil, S.** (2021). Analysis of energy efficiency obligation scheme implementation in Turkey. *Energy Efficiency*, 14(1), 4.
- [128] **Kişioğlu P. & Topçu İ.,** (2011). Applying Bayesian Belief Network approach to customer churn analysis: A case study on the telecom industry of Turkey", *Expert Systems with Applications Volume 38, Issue 6, Pages 7151-7157*
- [129] **Cinar, D., & Kayakutlu, G.** (2010). Scenario analysis using Bayesian networks: A case study in energy sector. *Knowledge-Based Systems*, 23(3), 267-276.
- [130] **Lee, E., Park, Y., & Shin, J. G.** (2009). Large engineering project risk management using a Bayesian belief network. *Expert systems with applications*, 36(3), 5880-5887.

- [131] **Albayrak, K. O.** (2019). Enerji verimliliğinde yalın yöntemlerin uygulanması: Soğutucu fabrikasında bir uygulama (Master's thesis, Enerji Enstitüsü).
- [132] **Wang, W., Chu, Z., He, Z., Chang, C. C., & Huang, W. C.** (2020). RESEARCH ON INFLUENCE FACTORS OF MUNICIPAL SOLID WASTE INCINERATION: SCENARIO ANALYSIS USING BAYESIAN BELIEF NETWORKS. FEB FREsENIUs ENVIRONMENTAL BULLETIN, 2015.
- [133] **Wu, J., Xu, S., Zhou, R., & Qin, Y.** (2016). Scenario analysis of mine water inrush hazard using Bayesian networks. *Safety Science*, 89, 231-239.
- [134] **Yu, M., He, M., & Liu, F.** (2017). Impact of emissions trading system on renewable energy output. *Procedia computer science*, 122, 221-228.
- [135] **Radpour, S., Gemechu, E., Ahiduzzaman, M., & Kumar, A.** (2021). Developing a framework to assess the long-term adoption of renewable energy technologies in the electric power sector: The effects of carbon price and economic incentives. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 152, 111663.
- [136] **Rabe, M., Streimikiene, D., & Bilan, Y.** (2019). EU carbon emissions market development and its impact on penetration of renewables in the power sector. *Energies*, 12(15), 2961.
- [137] **Rogge, K. S., Schneider, M., & Hoffmann, V. H.** (2011). The innovation impact of the EU Emission Trading System—Findings of company case studies in the German power sector. *Ecological Economics*, 70(3), 513-523.
- [138] **Rogge, K. S., & Hoffmann, V. H.** (2010). The impact of the EU ETS on the sectoral innovation system for power generation technologies—Findings for Germany. *Energy Policy*, 38(12), 7639-7652.
- [139] **Blanco, M. I., & Rodrigues, G.** (2008). Can the future EU ETS support wind energy investments?. *Energy Policy*, 36(4), 1509-1520.
- [140] **Liu, Q., Zheng, X. Q., Zhao, X. C., Chen, Y., & Lugovoy, O.** (2018). Carbon emission scenarios of China's power sector: impact of controlling measures and carbon pricing mechanism. *Advances in Climate Change Research*, 9(1), 27-33.
- [141] **Cong, R. G., & Wei, Y. M.** (2010). Potential impact of (CET) carbon emissions trading on China's power sector: A perspective from different allowance allocation options. *Energy*, 35(9), 3921-3931.
- [142] **Wang, Y., Su, X., Qi, L., Shang, P., & Xu, Y.** (2019). Feasibility of peaking carbon emissions of the power sector in China's eight regions: decomposition, decoupling, and prediction analysis. *Environmental Science and Pollution Research*, 26, 29212-29233.
- [143] **Chang, K., Chen, G., Du, Z., Hou, F., Li, J., & Chen, F.** (2022). Decomposition and decoupling research of Chinese power sector carbon emissions through the consumption accounting principle. *Environmental Science and Pollution Research*, 1-17.

- [144] **Peng, J., Yu, B. Y., Liao, H., & Wei, Y. M.** (2018). Marginal abatement costs of CO₂ emissions in the thermal power sector: a regional empirical analysis from China. *Journal of Cleaner Production*, 171, 163-174.
- [145] **Yan, D., Lei, Y., & Li, L.** (2017). Driving factor analysis of carbon emissions in China's power sector for low-carbon economy. *Mathematical Problems in Engineering*, 2017.
- [146] **Malla, S.** (2009). CO₂ emissions from electricity generation in seven Asia-Pacific and North American countries: a decomposition analysis. *Energy Policy*, 37(1), 1-9.
- [147] **Shrestha, R. M., Anandarajah, G., & Liyanage, M. H.** (2009). Factors affecting CO₂ emission from the power sector of selected countries in Asia and the Pacific. *Energy Policy*, 37(6), 2375-2384.
- [148] **Steenhof, P. A., & Weber, C. J.** (2011). An assessment of factors impacting Canada's electricity sector's GHG emissions. *Energy Policy*, 39(7), 4089-4096.
- [149] **Zhang, M., Liu, X., Wang, W., & Zhou, M.** (2013). Decomposition analysis of CO₂ emissions from electricity generation in China. *Energy policy*, 52, 159-165.
- [150] **Yang, L., & Lin, B.** (2016). Carbon dioxide-emission in China's power industry: Evidence and policy implications. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 60, 258-267.
- [151] **Zhao, X., Ma, Q., & Yang, R.** (2013). Factors influencing CO₂ emissions in China's power industry: Co-integration analysis. *Energy Policy*, 57, 89-98.
- [152] **Noorpoor, A. R., & Kudahi, S. N.** (2015). CO₂ emissions from Iran's power sector and analysis of the influencing factors using the stochastic impacts by regression on population, affluence and technology (STIRPAT) model. *Carbon Management*, 6(3-4), 101-116.
- [153] **Lise, W., Sijm, J., & Hobbs, B. F.** (2010). The impact of the EU ETS on prices, profits and emissions in the power sector: simulation results with the COMPETES EU20 model. *Environmental and Resource Economics*, 47, 23-44.
- [154] **Bunn, D. W., & Fezzi, C.** (2007). Interaction of European carbon trading and energy prices.
- [155] **Chen, Y., Sijm, J., Hobbs, B. F., & Lise, W.** (2008). Implications of CO₂ emissions trading for short-run electricity market outcomes in northwest Europe. *Journal of Regulatory Economics*, 34, 251-281.
- [156] **Pietzcker, R. C., Stetter, D., Manger, S., & Luderer, G.** (2014). Using the sun to decarbonize the power sector: The economic potential of photovoltaics and concentrating solar power. *Applied Energy*, 135, 704-720.
- [157] **Kumar, S., Managi, S., & Jain, R. K.** (2020). CO₂ mitigation policy for Indian thermal power sector: Potential gains from emission trading. *Energy Economics*, 86, 104653.

- [158] **Capros, P., Kannavou, M., Evangelopoulou, S., Petropoulos, A., Siskos, P., Tasios, N., ... & DeVita, A.** (2018). Outlook of the EU energy system up to 2050: The case of scenarios prepared for European Commission's "clean energy for all Europeans" package using the PRIMES model. *Energy strategy reviews*, 22, 255-263.
- [159] **Capros, P., Mantzos, L., Vouyoukas, L., & Petrellis, D.** (1999). European Energy and CO₂ Emissions Trends to 2020: PRIMES model v. 2. *Bulletin of Science, Technology & Society*, 19(6), 474-492.
- [160] **Fragkos, P., Tasios, N., Paroussos, L., Capros, P., & Tsani, S.** (2017). Energy system impacts and policy implications of the European Intended Nationally Determined Contribution and low-carbon pathway to 2050. *Energy Policy*, 100, 216-226.
- [161] **Abdi, A., & Taghipour, S.** (2019). Forecasting carbon price in the Western Climate Initiative market using Bayesian networks. *Carbon Management*, 10(3), 255-268.
- [162] **Dereli, B.** (2012). Bayes Ağları İle Gelecek Odaklı Konumlandırma Analizi: Oyun Konsolu Pazarında Bir Uygulama (Doctoral dissertation, Fen Bilimleri Enstitüsü).
- [163] **ECOHz.** <https://www-ecohz-com.cdn.ampproject.org/c/s/www.ecohz.com/press-releases/a-booming-guarantees-of-origin-market-could-drive-record-investments-in-renewable-energy-production-in-europe?hs_amp=true>
- [164] **Global Monitoring Laboratory.** < https://gml.noaa.gov/ccgg/trends/gl_trend.html>
- [165] **EPIAŞ.** <<https://seffaflik.epias.com.tr/transparency/piyasalar/yekg/ihrac-edilen-yekg-belge-sayisi.xhtml>>
- [166] **EPIAŞ.** <<https://seffaflik.epias.com.tr/transparency/piyasalar/yekg/itfa-edilen-yekg-belge-sayisi.xhtml>>
- [167] **Xydis, G., & Vlachakis, N.** (2019). Feed-in-premium renewable energy support scheme: A scenario approach. *Resources*, 8(2), 106.
- [168] **UMWELTBUNDESAMT** <<https://www.umweltbundesamt.de/en/topics/climate-energy/renewable-energies/renewable-energies-in-figures#:~:text=In%202022%20renewable%20energy%20sources,in%20the%20German%20electricity%20mix.>>
- [169] **Menyah, K., & Wolde-Rufael, Y.** (2010). Energy consumption, pollutant emissions and economic growth in South Africa. *Energy economics*, 32(6), 1374-1382.
- [170] **Wall, H.** (2022). The Impact of Emission Trading System on Economic Growth and Gross Fixed Capital Formation.
- [171] **Choi, Y., Liu, Y., & Lee, H.** (2017). The economy impacts of Korean ETS with an emphasis on sectoral coverage based on a CGE approach. *Energy Policy*, 109, 835-844.

EKLER

EK A : Birinci Anket

EK B : İkinci Anket

EK C : İkinci Anket Sonuçları



Bilindiği üzere dünya üzerinde pek çok ülkede karbon fiyatlandırma mekanizmaları bulunmakta olup Paris İklim Anlaşması uyarınca çoğu ülke Net Sıfır hedefi belirlemiştir. Ülkemiz de Paris İklim Anlaşması uyarınca 2053 yılını Net Sıfır hedefi olarak seçmiştir. Özellikle elektrik sektörünün sera gazı salımında önemli bir paya sahip olması sebebiyle, ülkemizin Net Sıfır hedefine ulaşmak adına yenilenebilir enerji kaynaklarından elektrik üretiminin artırılması önemlidir.

Genel itibarı ile sera gazı salımları 3 (üç) kapsam (Kapsam 1, Kapsam 2, Kapsam 3) altında incelenmektedir. Kapsam 1 doğrudan salınan sera gazlarını, Kapsam 2 dolaylı olarak salınan (satın alınan elektrik, buhar sebebiyle) sera gazlarını, Kapsam 3 ise diğer tüm dolaylı sera gazı emisyonlarını kapsamaktadır. Kapsam dâhilinde hesaplanan sera gazı miktarı ise ilgili kuruluşlar tarafından sertifikalandırılmaktadır. Karbon fiyatlandırmaları ise sertifikalandırılan her 1 (bir) ton sera gazı için uygulanmaktadır. Dolayısıyla karbon sertifikaları salınan/azaltılan her 1 (bir) ton sera gazını temsil etmektedir. Kısacası 1 (bir) karbon sertifikası 1 (bir) ton sera gazı salımı/azaltımı demektir.

Araştırmamızın konusu Türkiye’de uygulanma olasılığı olan **Emisyon Ticaret Sistemi (ETS), Karbon Vergisi** ile hâlihazırda mevcut olan **Yeşil Sertifika Ticareti**’nin birbirlerine olan etkisini ortaya koyabilmektir. Bu bağlamda Kapsam 1 ve Kapsam 2 kapsamında yer alan elektrik üretim ya da tüketimi kaynaklı emisyonları dikkate alarak hazırladığımız aşağıda yer alan Çizelgeyi doldurduğunuzda çalışmamız zenginleşecektir. Emekleriniz için teşekkür ederiz.

Karbon Piyasaları Çalışma Grubu

Prof. Dr. Mehmet Özgür KAYALICA	Prof. Dr. Gülgün KAYAKUTLU	Prof. Dr. Üner ÇOLAK	Elk. Elektr. Müh. Cafer ŞUTAŞDEMİR
---------------------------------------	-------------------------------	-------------------------	--

Çalışmamız kapsamında belirlediğimiz ve doldurmanız gereken Çizelgede yer alan faktörler şunlardır;

- 1- Karbon Yakalama Teknolojileri Yatırımı
- 2- Yenilenebilir Yatırım
- 3- Depolama Teknolojilerine Yatırım
- 4- Sınırdaki Karbon Düzenleme Mekanizması
- 5- Kapsam 1 Emisyonlar
- 6- Kapsam 2 Emisyonlar
- 7- Birincil Enerji Tüketimi Payı
- 8- Enerji Kaynağı İthalatı
- 9- Milli Gelir İçerisinde Sanayileşme
- 10- Milli Gelir
- 11- Yenilenebilir Enerji Tüketimi Payı
- 12- Emisyon Ticaret Sistemi (ETS)
- 13- Karbon Vergisi
- 14- Yeşil Sertifika Ticareti (YEK-G, I-REC)

Çizelge A.1 : 1. Anket faktör değerlendirme tablosu.

	Karbon Yakalama Teknolojileri Yatırımı	Yenilenebilir Yatırım	Depolama Teknolojilerine Yatırım	SKDM	Kapsam 1 Emisyonlar	Kapsam 2 Emisyonlar	Birincil Enerji Tüketimi Payı	Enerji Kaynağı İthalatı	Milli Gelir İçerisinde Sanayileşme	Milli Gelir	Yenilenebilir Enerji Tüketim Payı	ETS	Karbon Vergisi	Yeşil Sertifika Ticareti
Karbon Yakalama Teknolojileri Yatırımı														
Yenilenebilir Yatırım														
Depolama Teknolojilerine Yatırım														
SKDM														
Kapsam 1 Emisyonlar														
Kapsam 2 Emisyonlar														
Birincil Enerji Tüketimi Payı														
Enerji Kaynağı İthalatı														
Milli Gelir İçerisinde Sanayileşme														
Milli Gelir														
Yenilenebilir Enerji Tüketim Payı														
ETS														
Karbon Vergisi														
Yeşil Sertifika Ticareti														

Çizelgeyi doldururken “-1”, “0” ve “1” rakamlarını kullanarak satırlarda yer alan faktörlerin sütunlarda yer alan faktörlere olan etkisini dikkate alınız. Rakamların anlamları şu şekildedir;

- “-1” Negatif Etki
- “0” Etkisiz
- “1” Pozitif Etki

Örneğin aşağıdaki Çizelgede A faktörü B faktörünü negatif yönde etkilemektedir. A faktöründeki artış B faktöründe azalışa sebep olmaktadır. A faktörü C faktörüne ise pozitif etki etmektedir. Yani A faktöründeki artış C faktöründe de artışa sebep olmaktadır. B faktörünün C faktörüne etkisi yoktur.

Çizelge A.2 : Örnek değerlendirme tablosu.

	A	B	C
A		-1	1
B	-1		0
C	1	0	

Sınırdaki Karbon Düzenleme Mekanizması: Avrupa Birliği sınırları dâhilinde ticari malların üretimi esnasında oluşan karbon maliyetlerine eşdeğer bir maliyetin, Avrupa Birliği ülkelerine ithal edilen mallara da uygulanmasına ilişkin düzenleyici bir sistem olarak tasarlanan mekanizmadır.

Faktörlerin SKDM’ye ya da SKDM’nin diğer faktörlere olan etkisi ekonomik olarak ele alınmalıdır. (Örneğin Karbon fiyatlandırmasının olmaması durumunda Kapsam 1 emisyonlarının artması SKDM’yi pozitif / negatif etkiler ya da etkilemez. Yani SKDM, Türkiye ekonomisini olumlu / olumsuz etkiler ya da etkilemez.

Emisyon Ticaret Sistemi, sisteme dâhil olan tesislerin sera gazı emisyonları için sektör ve kapasite bazlı olarak bir üst sınır değeri belirlenerek üst sınır için izin belgesi üretilmesi ve bu izin belgelerinin ticarete konu edilmesidir.

Yeşil Sertifika Ticareti: Yenilenebilir enerji kaynaklarından üretilen her 1 (bir) MWh elektrik enerjisinin sertifikalandırılarak ticaretinin yapılmasıdır.

Faktörlerin Yeşil Sertifika Ticareti’ne ya da Yeşil Sertifika Ticareti’nin diğer faktörlere olan etkisi hacim olarak ele alınmalıdır. Örneğin Kapsam 2 emisyonlarının

artması Yeşil Sertifika Ticareti hacmini pozitif / negatif etkiler ya da etkilemez. Yani Kapsam 2 emisyonlarının artması Yeşil Sertifika ticaret hacmini artırır/azaltır ya da etkilemez.

Yenilenebilir Enerji Tüketim Payı: Toplam birincil enerji tüketimi (Ton Eşdeğer Petrol-TEP) içerisinde yenilenebilir kaynakların oranı

Birincil Enerji Tüketim Payı: Toplam birincil enerji tüketimi (Ton Eşdeğer Petrol-TEP) içerisinde yenilenebilir kaynakların haricindeki kaynakların oranı

Birincil Enerji Tüketim Payı = 1 - Yenilenebilir Enerji Tüketim Payı

Milli Gelir İçerisinde Sanayileşme: Milli Gelir içerisinde hizmet, tarım ve sanayi sektörlerinden sanayi sektörünün daha büyük paya sahip olması

Enerji Kaynağı İthalatı: İthal edilen enerji kaynakları (Doğalgaz, kömür... vb.)

**KARBON FİYATLANDIRMASININ
ETKİSİ ANKETİ**



Bilindiği üzere dünya üzerinde pek çok ülkede karbon fiyatlandırma mekanizmaları bulunmakta olup Paris İklim Anlaşması uyarınca çoğu ülke Net Sıfır hedefi belirlemiştir. Ülkemiz de Paris İklim Anlaşması uyarınca 2053 yılını Net Sıfır hedefi olarak seçmiştir. Özellikle elektrik sektörünün sera gazı salımında önemli bir paya sahip olması sebebiyle, ülkemizin Net Sıfır hedefine ulaşmak adına yenilenebilir enerji kaynaklarından elektrik üretiminin artırılması önemlidir.

Genel itibari ile sera gazı salımları 3 (üç) kapsam (Kapsam 1, Kapsam 2, Kapsam 3) altında incelenmektedir. Kapsam 1 doğrudan salınan sera gazlarını, Kapsam 2 dolaylı olarak salınan (satın alınan elektrik, buhar sebebiyle) sera gazlarını, Kapsam 3 ise diğer tüm dolaylı sera gazı emisyonlarını kapsamaktadır. Kapsam dâhilinde hesaplanan sera gazı miktarı ise ilgili kuruluşlar tarafından sertifikalandırılmaktadır. Karbon fiyatlandırmaları ise sertifikalandırılan her 1 (bir) ton sera gazı için uygulanmaktadır. Dolayısıyla karbon sertifikaları salınan/azaltılan her 1 (bir) ton sera gazını temsil etmektedir. Kısacası 1 (bir) karbon sertifikası 1 (bir) ton sera gazı salımı/azaltımı demektir.

Araştırmamızın konusu Türkiye’de uygulanma olasılığı olan Emisyon Ticaret Sistemi (ETS), Karbon Vergisi ile hâlihazırda mevcut olan Yeşil Sertifika Ticaretinin birbirlerine ve emisyon azaltıcı uygulamalara olan etkisini ortaya koyabilmektir. Bu bağlamda Kapsam 1 ve Kapsam 2 kapsamında yer alan elektrik üretim ya da tüketimi kaynaklı emisyonları dikkate alarak hazırladığımız aşağıda yer alan olasılık Çizelgesunu doldurduğunuzda çalışmamız zenginleşecektir. Emekleriniz için teşekkür ederiz.

Karbon Piyasaları Çalışma Grubu

Prof. Dr. Mehmet Özgür KAYALICA	Prof. Dr. Gülgün KAYAKUTLU	Prof. Dr. Üner ÇOLAK	Elk. Elektr. Müh. Cafer ŞUTAŞDEMİR
--	---------------------------------------	---------------------------------	---

Soruları yanıtlarken lütfen ilgili kutucuğa olasılık değerini (0-100 arası) giriniz. Çizelgede yer alan hücreleri doldururken sorulması gereken sorular satırdan sütuna doğru olmalıdır. Çizelgede yer alan koyu hücreler doldurulmayacaktır. Örnek için aşağıdaki sorulara bakabilirsiniz.

Örnek 1: Milli Gelirin arttığı varsayıldığında enerji kaynağı ithalatı (fosil enerji ithalatı) yüzde kaç olasılıkla artar?

Örnek 2: Enerji kaynağı ithalatının arttığı varsayıldığında Kapsam 1 emisyonları yüzde kaç olasılıkla artar?

Örnek 3: Yenilenebilir yatırımın azaldığı varsayıldığında depolama yatırımı yüzde kaç olasılıkla azalır?

Lütfen ankete aşağıdaki soru ile başlayınız.

Uzun vadede (5 yıl ve üzeri) Milli Gelir yüzde kaç olasılıkla artar?

Milli Gelir	Artar	
	Azalır	



Çizelge B.1 : 2. Anket olasılık değerlendirme tablosu.

		Milli Gelir		Milli Gelir İçerisinde Sanayinin Payı		Enerji Kaynağı İthalatı		Yenilenebilir Yatırım		Kapsam 1 Emisyonlar		Kapsam 2 Emisyonlar	
		Artar	Azalır	Artar	Azalır	Artar	Azalır	Artar	Azalır	Artar	Azalır	Artar	Azalır
Milli Gelir	Artar												
	Azalır												
Milli Gelir İçerisinde Sanayinin Payı	Artar												
	Azalır												
Enerji Kaynağı İthalatı	Artar												
	Azalır												

		Depolama Yatırımı		Karbon Yakalama Yatırımı		SKDM Ekonomik Yüğü		Yeşil Sertifika Ticareti		ETS Hacmi		Karbon Vergisi	
		Artar	Azalır	Artar	Azalır	Artar	Azalır	Artar	Azalır	Artar	Azalır	Artar	Azalır
Yenilenebilir Yatırım	Artar												
	Azalır												
Kapsam 1 Emisyonlar	Artar												
	Azalır												
Kapsam 2 Emisyonlar	Artar												
	Azalır												
Depolama Yatırımı	Artar												
	Azalır												
Karbon Yakalama Yatırımı	Artar												
	Azalır												
SKDM Ekonomik Yüğü	Artar												
	Azalır												
Yeşil Sertifika Ticareti	Artar												
	Azalır												

DİPNOTLAR:

Milli Gelir İçerisinde Sanayinin Payı: Milli Gelir içerisinde hizmet, tarım ve sanayi sektörlerinden sanayi sektörünün payı, Sanayi yatırımı

Enerji Kaynağı İthalatı: İthal edilen enerji kaynakları (Doğalgaz, kömür... vb.)

EK C : İkinci Anket Sonuçları

Çizelge C.1 : İkinci anket sonuçları.

		Milli Gelir		Sanayi Payı		Enerji İthalatı		Yenilenebilir Yatırım		Kapsam 1 Emisyonlar		Kapsam 2 Emisyonlar	
		Artar	Azalır	Artar	Azalır	Artar	Azalır	Artar	Azalır	Artar	Azalır	Artar	Azalır
Milli Gelir	Artar			73,00	27,00	46,00	54,00	67,00	33,00				
	Azalır			48,00	52,00	38,00	62,00	54,00	46,00				
Sanayi Payı	Artar					59,00	41,00						
	Azalır					44,00	56,00						
Enerji İthalatı	Artar									63,00	37,00	65,00	35,00
	Azalır									28,00	72,00	35,00	65,00

		Depolama Yatırımı		Karbon Yakalama Yatırımı		SKDM Ekonomik Yükü		Yeşil Sertifika Ticareti		ETS Hacmi		Karbon Vergisi	
		Artar	Azalır	Artar	Azalır	Artar	Azalır	Artar	Azalır	Artar	Azalır	Artar	Azalır
Yenilenebilir Yatırım	Artar	66,20	33,80										
	Azalır	23,80	76,20										
Kapsam 1 Emisyonlar	Artar			33,00	67,00	84,00	16,00						
	Azalır			36,00	64,00	16,00	84,00						
Kapsam 2 Emisyonlar	Artar			37,00	63,00	72,00	28,00						
	Azalır			26,00	74,00	30,00	70,00						
Depolama Yatırımı	Artar							69,00	31,00				
	Azalır							61,00	39,00				
Karbon Yakalama Yatırımı	Artar									61,00	39,00	47,00	53,00
	Azalır									62,00	38,00	49,00	51,00
SKDM Ekonomik Yükü	Artar									76,00	24,00	79,00	21,00
	Azalır									35,00	65,00	49,00	51,00
Yeşil Sertifika Ticareti	Artar									50,00	50,00	36,00	64,00
	Azalır									57,00	43,00	70,00	30,00



ÖZGEÇMİŞ

Ad-Soyad : Cafer ŞUTAŞDEMİR

ÖĞRENİM DURUMU:

- **Lise** : 2003, İstanbul Erkek Lisesi
- **Lisans** : 2009, İstanbul Üniversitesi, Mühendislik Fakültesi, Elektrik Elektronik Mühendisliği
- **Yüksek Lisans** : 2023, İstanbul Teknik Üniversitesi, Enerji Bilim ve Teknoloji Anabilim Dalı, Enerji Bilim ve Teknoloji Programı

MESLEKİ DENEYİM:

- 2011 yılından itibaren TEİAŞ Trakya Yük Tevzi İşletme Müdürlüğünde çalışmaktayım. Mevcut ünvanım İşletme Müdür Yardımcısı (Dengeleme ve Yan Hizmetler).

