

**TÜRKİYE'DE ELEKTRİK ÜRETİMİNDE YENİLENEBİLİR
ENERJİ KAYNAKLARININ KULLANIMININ TEKNOLOJİK,
POLİTİK VE ÇEVRESEL KISITLAMALAR İLE ANALİZİ**

**THE ANALYSIS OF THE USE OF RENEWABLE ENERGY
SOURCES IN ELECTRICITY GENERATION BASED ON
TECHNOLOGICAL, POLITICAL AND ENVIRONMENTAL
CONSTRAINTS IN TURKEY**

EDA DAL

DOÇ. DR. MERİH AYDINALP KÖKSAL

Tez Danışmanı

Hacettepe Üniversitesi

Lisansüstü Eğitim-Öğretim ve Sınav Yönetmeliğinin

Fizik Mühendisliği-Temiz Tükenmez Enerjiler Anabilim Dalı için Öngördüğü

YÜKSEK LİSANS TEZİ olarak hazırlanmıştır.

2017

EDA DAL'ın hazırladığı "Türkiye'de Elektrik Üretiminde Yenilenebilir Enerji Kaynaklarının Kullanımının Teknolojik, Politik ve Çevresel Kısıtlamalar ile Analizi" adlı bu çalışma aşağıdaki jüri tarafından **TEMİZ TÜKENMEZ ENERJİLER ANABİLİM DALI'nda LİSANSÜSTÜ TEZİ** olarak kabul edilmiştir.

Prof. Dr. Derek K. BAKER

Başkan



Doç. Dr. Merih AYDINALP KÖKSAL

Danışman



Prof. Dr. Aynur ERAY

Üye



Bu tez Hacettepe Üniversitesi Fen Bilimleri Enstitüsü tarafından **YÜKSEK LİSANS TEZİ** olarak onaylanmıştır.

Prof. Dr. Menemşe GÜMÜŞDERELİOĞU

Fen Bilimleri Enstitüsü Müdürü

YAYINLAMA VE FİKRİ MÜLKİYET HAKLARI BEYANI

Enstitü tarafından onaylanan lisansüstü tezimin/raporumun tamamını veya herhangi bir kısmını, basılı (kağıt) ve elektronik formatta arşivleme ve aşağıda verilen koşullarla kullanıma açma iznini Hacettepe üniversitesine verdiğimi bildiririm. Bu izinle Üniversiteye verilen kullanım hakları dışındaki tüm fikri mülkiyet haklarım bende kalacak, tezimin tamamının ya da bir bölümünün gelecekteki çalışmalarda (makale, kitap, lisans ve patent vb.) kullanım hakları bana ait olacaktır.

Tezin kendi orijinal çalışmam olduğunu, başkalarının haklarını ihlal etmediğimi ve tezimin tek yetkili sahibi olduğumu beyan ve taahhüt ederim. Tezimde yer alan telif hakkı bulunan ve sahiplerinden yazılı izin alınarak kullanması zorunlu metinlerin yazılı izin alarak kullandığımı ve istenildiğinde suretlerini Üniversiteye teslim etmeyi taahhüt ederim.

Tezimin/Raporumun tamamı dünya çapında erişime açılabilir ve bir kısmı veya tamamının fotokopisi alınabilir.

(Bu seçenekle teziniz arama motorlarında indekslenebilecek, daha sonra tezinizin erişim statüsünün değiştirilmesini talep etmeniz ve kütüphane bu talebinizi yerine getirirse bile, tezinin arama motorlarının önbelleklerinde kalmaya devam edebilecektir.)

Tezimin/Raporumun tarihine kadar erişime açılmasını ve fotokopi alınmasını (İç Kapak, Özet, İçindekiler ve Kaynakça hariç) istemiyorum.

(Bu sürenin sonunda uzatma için başvuruda bulunmadığım takdirde, tezimin/raporumun tamamı her yerden erişime açılabilir, kaynak gösterilmek şartıyla bir kısmı ve ya tamamının fotokopisi alınabilir)

Tezimin/Raporumun tarihine kadar erişime açılmasını istemiyorum, ancak kaynak gösterilmek şartıyla bir kısmı veya tamamının fotokopisinin alınmasını onaylıyorum.

Serbest Seçenek/Yazarın Seçimi

21 /11/2017



Eda DAL

ETİK

Hacettepe Üniversitesi Fen Bilimleri Enstitüsü, tez yazım kurallarına uygun olarak hazırladığım bu tez çalışmada;

- Tez içindeki bütün bilgi ve belgeleri akademik kurallar çerçevesinde elde ettiğimi,
- Görsel, işitsel ve yazılı tüm bilgi ve sonuçları bilimsel ahlak kurallarına uygun olarak sunduğumu,
- Başkalarının eserlerinden yararlanılması durumunda ilgili eserlere bilimsel normlara uygun olarak atıfta bulunduğumu,
- Atıfta bulunduğum eserlerin tümünü kaynak olarak gösterdiğimi,
- Kullanılan verilerde herhangi bir tahrifat yapmadığımı,
- Bu tezin herhangi bir bölümünü bu üniversite veya başka bir üniversitede başka bir tez çalışması olarak sunmadığımı

beyan ederim.

24 / 11 / 2017



Eda DAL

ÖZET

TÜRKİYE'DE ELEKTRİK ÜRETİMİNDE YENİLENEBİLİR ENERJİ KAYNAKLARININ KULLANIMININ TEKNOLOJİK, POLİTİK VE ÇEVRESEL KISITLAMALAR İLE ANALİZİ

Eda DAL

Yüksek Lisans, Temiz Tükenmez Enerjiler Bölümü

Tez Danışmanı: Doç. Dr. Merih AYDINALP KÖKSAL

Kasım 2017, 186 sayfa

Türkiye'de, elektrik talebi artışına bağlı olarak CO₂ salımı da artmakta, bu salımı azaltmak için hedefler belirlenmekte ve yatırım planlamaları için maliyet etkin stratejiler geliştirilmektedir. Elektrik üretiminin maliyeti sadece yatırım ve işletme maliyeti göz önüne alınarak değerlendirilse de, üretimin çevreye ve insanlara verdiği zararın maliyeti olarak değerlendirilen harici maliyetler dahil edilmeden yapılan değerlendirmeler gerçek maliyeti yansıtmamaktadır. Bu çalışmanın amacı, Türkiye'de elektrik üretiminde "eğer" veya "yapmak için" şeklindeki senaryolar bazında harici maliyetlerin eklenmesi ile elektrik üretiminin gerçek maliyetinin belirlenmesi ve ulusal CO₂ salım azaltım hedeflerine ulaşmak için belirlenen stratejiler kapsamında oluşturulan bu senaryoların elektrik fiyatına etkilerinin gösterilmesidir. Bu çalışmada senaryolar temel olarak *Olağan Senaryo* ve *İdeal Senaryo* olarak iki gruba ayrılmıştır. *Olağan Senaryo*'larda tüm elektrik üretim santrallerinin minimum ve maksimum kapasite faktörü aralığında çalışacağı ve tahmin periyodunda hiçbir santralin kapatılmayacağını kabul edilmektedir; *Olağan Senaryo*, *Harici Maliyet Eklenmiş Olağan Senaryo*, *Düşük Talep Senaryosu* ve *Yerli Kaynakların Kullanımı Senaryosu* olarak oluşturulmuşlardır. *İdeal Senaryo*'lar çerçevesinde ise ulaşılması istenilen hedef kapsamında bazı mevcut santrallerin kapatılabileceği, kapanan santrallerin yerine hedefi gerçekleştirmeye yönelik yeni

santrallerin kurulabileceği kabul edilmiştir; *İdeal Senaryo* ve *Harici Maliyet Eklenmiş İdeal Senaryo* şeklinde oluşturulmuşlardır. Çalışmada 2015 yılı baz yıl olarak kabul edilmiş, Answer-TIMES modelleme programı kullanılarak oluşturulan senaryolar bazında 2015 yılından 2035 yılına kadar elektrik üretim optimizasyonu gerçekleştirilmiştir. Tahmini elektrik talebi değerleri, CO₂ azaltım hedefleri ve mevcut santrallerin belirlenmesinde Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı tarafından yayınlanan veriler kullanılmış, Türkiye kaynak potansiyeli ve doğalgaz ithalat anlaşmaları yatırım planlamalarının gerçekçi olması için üst limit olarak girilmiştir. Harici maliyet değerleri için CASES projesinden yararlanılmış, elektrik üretiminde kullanılan her teknoloji için \$/kWh harici maliyet değeri programa dahil edilmiştir. Senaryo sonuçları değerlendirildiğinde talep tarafı yönetilerek oluşturulan *Düşük Talep Senaryosu*'nun hem en maliyet etkin senaryo olduğu hem de senaryonun toplam CO₂ salımının en düşük olduğu görülmüştür. *Olağan Senaryo*'ya göre toplam maliyetin net bugünkü değeri, talebin %15 düşürülmesi ile oluşturulan *Düşük Talep Senaryosu*'nda %8 daha azdır. Yerli kaynakların kullanılmasını destekleyen senaryo sonuçları değerlendirildiğinde linyit kullanımından kaynaklanacak CO₂ salımı güneş ve rüzgar enerjisi ile dengelenmediğinde CO₂ salımının diğer senaryolara göre oldukça yüksek olduğu görülmüştür. Senaryolara harici maliyet eklendiğinde gerçek üretim maliyetinin görünen maliyetten yaklaşık %30 daha fazla olduğu değerlendirilmiştir. Aradaki %30 maliyet farkı elektrik üretiminin insan sağlığına ve doğaya verdiği zararın faturasıdır. Bu çerçevede, yeni yatırımların ihtiyaca, hedeflere ve gerçek maliyete göre sınırlandırılarak planlanması sürdürülebilirliğin sağlanması için önemlidir. CO₂ salım hedeflerine ulaşılması, aynı zamanda linyit dahil yerli kaynak kullanımının arttırılması bu sınırlamalar ile sağlanabilecektir.

Anahtar Kelimeler: Türkiye elektrik üretim optimizasyonu, Answer-TIMES, CASES, harici maliyet, elektrik üretim senaryosu

ABSTRACT

THE ANALYSIS OF THE USE OF RENEWABLE ENERGY SOURCES IN ELECTRICITY GENERATION BASED ON TECHNOLOGICAL, POLITICAL AND ENVIRONMENTAL CONSTRAINTS IN TURKEY

Eda DAL

Master of Science, Department of Environmental Engineering

Supervisor: Assoc. Prof. Dr. Merih AYDINALP KÖKSAL

November 2017, 186 pages

The CO₂ emissions associated with electricity generation has been increasing in parallel to the increase in electricity demand in Turkey. Various targets are identified to reduce the emissions and strategies are developed for cost effective investment planning. Even though the cost of electricity generation is evaluated only by taking into account the investment and operation costs, the assessments made without the external costs, which are the costs of damage imposed on environment and people, do not reflect the real cost of electricity generation. The objective of this study is to determine the real cost of electricity generation by including external costs on the basis of scenarios based on "if" or "to do" electricity generation in Turkey and to show the effect of these scenarios on the price of electricity developed within the scope of the strategies set to achieve national CO₂ emission reduction targets. In this study, the scenarios are basically divided into two groups as *Business As Usual Scenarios* and *Ideal Scenarios*. Within the scope of *Business As Usual Scenarios*, it is assumed that all electricity generation power plants will operate in the range of minimum and maximum capacity factors and none of the plants will not be closed during the forecast period. *Business As Usual Scenarios* are consisted of *Business As Usual Scenario*, *External Cost Included Business As Usual Scenario*, *Low Demand Scenario* and *Use of Domestic Sources Scenario*. Within the scope of the

Ideal Scenarios, it is assumed that some of the existing power plants will be shut down and new power plants will be installed based on the requirements of the set targets. *Ideal Scenarios* are consisted of *Ideal Scenario* and *External Cost Included Ideal Scenario*. In this study, 2015 is considered as the base year and electricity generation optimization is carried out from 2015 to 2035 using the Answer-TIMES modeling program on the basis of scenarios developed. Data on electricity demand projections, CO₂ reduction targets, and the existing power plant are obtained from the sources published by the Ministry of Energy and Natural Resources. Data on Turkey's resource potential and natural gas import agreements are input into the model as the upper limit for realistic investment plans. For external cost values, data from the CASES project is used in terms of \$/kWh external cost for each electricity generation technology. When the scenario results are evaluated, it is seen that the *Low Demand Scenario* developed with the assumption of reducing the estimated demand is the most cost effective scenario and has the lowest level of total CO₂ emission. Comparing its results with those of *Business As Usual Scenario*, the net present value of the total cost is 8% less in the *Low Demand Scenario*, which is developed by lowering the estimated demand by 15%. The evaluation of the results of *Use of Domestic Sources Scenario* presents that the total CO₂ emission level of this scenario is considerably higher than the other scenarios since the use of lignite plants is not balanced with solar and wind energy. By including the external costs to the scenarios, it is seen that the actual cost of generation is estimated to be about 30% higher than the apparent cost. The cost difference of approximately 30% is due to the damage caused to human health and environment by the electricity generation. Within this context, it is important to plan and limit new investments according to targets and real cost of electricity to maintain sustainability. This can be achieved by accomplishing the CO₂ emission targets while at the same time increasing domestic resource utilization which includes lignite.

Key Words: Turkey electricity generation optimization, Answer-TIMES, CASES, external cost, electricity generation scenario

TEŞEKKÜR

Yüksek Lisans eğitimim boyunca ilminden faydalandığım, insani ve ahlaki değerleri ile örnek edindiğim, beraber çalışmaktan onur duyduğum ve ayrıca tecrübelerinden yararlanırken göstermiş olduğu hoşgörü ve sabırdan dolayı ayrıca minnettar olduğum değerli hocam sayın Doç.Dr.Merih Aydınalp Köksal'a,

Çalışmam boyunca karşılaştığım sorunlarda yol göstererek bana güven veren Dr. Gordhan Valasai'ye,

Yenilenebilir Enerji Kaynaklarını tanıtarak vizyon kazanmamı sağlayan Temiz Tükenmez Enerjiler Bölüm Başkanlığı'na,

Projeyi gerçekleştirmem için gerekli kaynağı ayıran Hacettepe Üniversitesi BAP koordinasyon birimine teşekkürlerimi sunarım.

İÇİNDEKİLER

	<u>Sayfa</u>
ÖZET.....	i
ABSTRACT	iii
TEŞEKKÜR.....	v
İÇİNDEKİLER.....	vi
ÇİZELGELER LİSTESİ.....	viii
ŞEKİLLER LİSTESİ.....	xii
SİMGELER VE KISALTMALAR	xiv
1. GİRİŞ	1
1.1 Genel Bilgiler.....	1
1.2 Mevcut Sorun	7
1.3 Tezin Amaç ve Hedefleri.....	8
1.4 Tezin Kapsamı.....	8
1.5 Tezin Yapısı	9
2. ENERJİ PLANLAMASININ MODELLENMESİ	10
2.1 Enerji Planlamasının Modellenmesinde Kullanılan Yazılımlar	10
2.1.1 LEAP	10
2.1.2 MARKAL	11
2.1.3 TIMES	11
2.1.4 Modelleme Yazılımının Seçimi ve Seçilme Nedeni	12
2.2 Literatür Özeti.....	12
2.2.1 Elektrik Üretimi Planlaması İçin Yapılan Modelleme Çalışmaları	13
2.2.2 Elektrik Üretiminde Harici Maliyetleri Öngören Çalışmalar	14
2.2.3 Türkiye Elektrik Sektörü İçin Yapılan Modelleme Çalışmaları	15
2.3 Bölüm Sonucu.....	16
3. ÇALIŞMADA KULLANILAN VERİ KAYNAKLARI	17
3.1 Santrallerin Belirlenmesi.....	18
3.2 Santral Verilerinin Belirlenmesi.....	19
3.3 Türkiye Kaynak Potansiyeli.....	22
3.4 Elektrik Talebi Verileri	23
3.5 Fosil Yakıt Fiyatları Verileri	24
3.6 Harici Maliyetin Değerlendirilmesi.....	25
3.7 Karbon Salımı Verileri.....	28
3.8 Bölüm Sonucu.....	29
4. MODELLERİN OLUŞTURULMASINDA KULLANILAN YÖNTEM.....	30
4.1 Answer Times Modelleme Programı	30
4.2 Senaryoların Oluşturulması	32
4.2.1 Olağan Senaryolar	32
4.2.1.1 Olağan Senaryo (OS).....	33
4.2.1.2 Harici Maliyet Eklenmiş Olağan Senaryo (HME_OS)	33
4.2.2 İdeal Senaryolar	33
4.2.2.1 İdeal Senaryo (İS)	33
4.2.2.2 Harici Maliyet Eklenmiş İdeal Senaryo (HME_İS).....	34
4.2.3 Düşük Talep Senaryosu (DTS).....	34
4.2.4 Yerli Kaynakların Kullanımı Senaryosu (YKKS)	34
4.2.5 Bölüm Sonucu.....	34
5. SENARYOLARIN SONUÇLARI	36
5.1 OS Sonuçları	36
5.1.1 OS Elektrik Üretim Modellemesi	36

5.1.2	OS CO ₂ Salım Değerleri	38
5.1.3	OS Yatırım Planlaması	38
5.2	HME_OS Sonuçları	40
5.2.1	HME_OS Elektrik Üretim Modellemesi	40
5.2.2	HME_OS CO ₂ Salım Değerleri	42
5.2.3	HME_OS Yatırım Planlaması	42
5.3	İS Sonuçları	44
5.3.1	İS Elektrik Üretim Modellemesi	44
5.3.2	İS CO ₂ Salım Değerleri	46
5.3.3	İS Yatırım Planlaması	46
5.4	HME_İS Sonuçları	47
5.4.1	HME_İS Elektrik Üretim Modellemesi	48
5.4.2	HME_İS CO ₂ Salım Değerleri	49
5.4.1	HME_İS Yatırım Planlaması	50
5.5	DTS Sonuçları	51
5.5.1	DTS Elektrik Üretim Modellemesi	51
5.5.2	DTS CO ₂ Salım Değerleri	53
5.5.1	DTS Yatırım Planlaması	53
5.6	YKKS Sonuçları.....	54
5.6.1	YKKS Elektrik Üretim Modellemesi.....	55
5.6.2	YKKS CO ₂ Salım Değerleri.....	56
5.6.3	YKKS Yatırım Planlaması.....	57
5.7	Bölüm Sonucu.....	58
6.	SONUÇLAR ve DEĞERLENDİRMELER	59
6.1	CO₂ Salım Değerlerinin Karşılaştırılması	59
6.2	Toplam Maliyetin Karşılaştırılması	61
6.3	Elektrik Fiyatlarının Karşılaştırılması	62
6.4	Senaryo Sonuçlarının Diğer Çalışmalar ile Karşılaştırılması	63
6.5	Tartışmalar ve Tavsiyeler	64
6.6	Sonraki Çalışmalar İçin Öneriler.....	65
KAYNAKÇA.....		68
EKLER		72
EK-1		73
PROGRAMA DAHİL EDİLEN MEVCUT ve PLANLI SANTRAL LİSTESİ.....		73
EK-2		117
ELEKTRİK ÜRETİM SANTRALLERİNİN YAKIT BAZLI HARİCİ MALİYETLERİ.....		117
EK-3		118
SENARYO SONUÇLARININ VERİLERİ		118
OS Elektrik Üretim Sonuçları		119
OS CO ₂ Salım Sonuçları		122
OS Kurulu Güç Bilgileri.....		124
HME_OS Elektrik Üretim Sonuçları		126
HME_OS CO ₂ Salım Sonuçları		129
HME_OS Kurulu Güç Bilgileri		132
İS Elektrik Üretim Sonuçları		134
İS CO ₂ Salım Sonuçları.....		137
İS Kurulu Güç Bilgileri		140
HME_İS Elektrik Üretim Sonuçları		142
HME_İS CO ₂ Salım Sonuçları.....		145
HME_İS İdeal Senaryo Kurulu Güç Bilgileri		148
DTS Elektrik Üretim Sonuçları		150
DTS CO ₂ Salım Sonuçları		153
DTS Kurulu Güç Bilgileri		156
YKKS Elektrik Üretim Sonuçları		158
YKKS CO ₂ Salım Sonuçları.....		161
YKKS Kurulu Güç Bilgileri		164
ÖZGEÇMİŞ		166

ÇİZELGELER LİSTESİ

Sayfa

Çizelge 1.	Türkiye elektrik üretim santrallerinin 2015 yılı kurulu güç değerleri [MW]	19
Çizelge 2.	2014 Yılı elektrik üretim değerleri [3].....	20
Çizelge 3.	Elektrik üretim santral verileri [50].....	21
Çizelge 4.	Türkiye uluslararası doğalgaz ithalat anlaşmaları [42]	22
Çizelge 5.	Türkiye yenilenebilir enerji kaynak potansiyeli [3]	23
Çizelge 6.	Türkiye taş kömürü ve linyit rezervleri [54] [55].....	23
Çizelge 7.	Türkiye elektrik enerjisi talep projeksiyonu [3].....	24
Çizelge 8.	Türkiye doğalgaz ithalat fiyatı değerlendirmesi [43] [44]	25
Çizelge 9.	Türkiye harici maliyet hesaplaması [34]	27
Çizelge 10.	Elektrik üretim santralleri harici maliyetleri [€/kWh] [34]	28
Çizelge 11.	Yakıt bazında CO ₂ salım faktörleri (kgCO ₂ /MWh) [45].....	28
Çizelge 12.	Yıl bazında salım azaltım hedefleri [8] [7]	29
Çizelge 13.	OS indekslenmiş elektrik fiyatı 2015-2025	39
Çizelge 14.	OS indekslenmiş elektrik fiyatı 2016-2035	40
Çizelge 15.	HME_OS indekslenmiş elektrik fiyatı 2015-2025	43
Çizelge 16.	HME_OS indekslenmiş elektrik fiyatı 2016-2035	44
Çizelge 17.	İS indekslenmiş elektrik fiyatı 2015-2025.....	47
Çizelge 18.	İS indekslenmiş elektrik fiyatı 2016-2035.....	47
Çizelge 19.	HME_İS indekslenmiş elektrik fiyatı 2015-2025.....	50
Çizelge 20.	HME_İS indekslenmiş elektrik fiyatı 2016-2035.....	51
Çizelge 21.	DTS indekslenmiş elektrik fiyatı 2015-2025	54
Çizelge 22.	DTS indekslenmiş elektrik fiyatı 2016-2035	54
Çizelge 23.	YKKS indekslenmiş elektrik fiyatı 2015-2025.....	58

Çizelge 24.	YKKS indekslenmiş elektrik fiyatı 2016-2035.....	58
Çizelge EK-3 1.	OS elektrik üretim sonuçları, GWh (2015-2025).....	119
Çizelge EK-3 2.	OS elektrik üretim sonuçları, GWh (2026-2035).....	120
Çizelge EK-3 3.	OS elektrik üretimi kaynak dağılımı, % (2015-2025)	121
Çizelge EK-3 4.	OS elektrik üretimi kaynak dağılımı, % (2026-2035)	122
Çizelge EK-3 5.	OS salım yoğunluğu, kg CO ₂ /kWh (2015-2025)	122
Çizelge EK-3 6.	OS salım yoğunluğu, kg CO ₂ /kWh (2026-2035)	122
Çizelge EK-3 7.	OS CO ₂ salım miktarları, bin ton (2015-2025)	123
Çizelge EK-3 8.	OS CO ₂ salım miktarları, bin ton (2026-2035)	123
Çizelge EK-3 9.	OS kurulu güç artışı, GW (2016-2025)	124
Çizelge EK-3 10.	OS kurulu güç artışı, GW (2026-2035)	125
Çizelge EK-3 11.	HME_OS elektrik üretim sonuçları-GWh (2015-2025).....	126
Çizelge EK-3 12.	HME_OS elektrik üretim sonuçları-GWh (2026-2035).....	127
Çizelge EK-3 13.	HME_OS elektrik üretimi kaynak dağılımı -% (2015-2025) .	128
Çizelge EK-3 14.	HME_OS elektrik üretimi kaynak dağılımı-% (2026-2035) ..	129
Çizelge EK-3 15.	Salım yoğunluğu, kg CO ₂ /kWh (2015-2025).....	129
Çizelge EK-3 16.	Salım yoğunluğu, kg CO ₂ /kWh (2026-2035).....	130
Çizelge EK-3 17.	HME_OS CO ₂ salım sonuçları-Bin Ton (2015-2025).....	130
Çizelge EK-3 18.	HME_OS CO ₂ salım sonuçları-Bin Ton (2026-2035)	131
Çizelge EK-3 19.	HME_OS kurulu güç artışı-GW (2016-2025).....	132
Çizelge EK-3 20.	HME_OS kurulu güç artışı-GW (2026-2035).....	133
Çizelge EK-3 21.	İS elektrik üretim sonuçları-GWh (2015-2025)	134
Çizelge EK-3 22.	İS elektrik üretim sonuçları-GWh (2026-2035)	135
Çizelge EK-3 23.	İS elektrik üretimi kaynak dağılımı -% (2015-2025).....	136
Çizelge EK-3 24.	İS elektrik üretimi kaynak dağılımı -% (2026-2035).....	137
Çizelge EK-3 25.	İS salım yoğunluğu, kg CO ₂ /kWh (2015-2025).....	137

Çizelge EK-3 26.	İS salım yoğunluğu, kg CO ₂ /kWh (2026-2035).....	138
Çizelge EK-3 27.	İS CO ₂ salım sonuçları-Bin Ton (2015-2025)	138
Çizelge EK-3 28.	İS CO ₂ salım sonuçları-Bin Ton (2026-2035)	139
Çizelge EK-3 29.	İS kurulu güç artışı-GW (2016-2025).....	140
Çizelge EK-3 30.	İS kurulu güç artışı-GW (2026-2035).....	141
Çizelge EK-3 31.	HME_İS elektrik üretim sonuçları-GWh (2015-2025)	142
Çizelge EK-3 32.	HME_İS elektrik üretim sonuçları-GWh (2026-2035)	143
Çizelge EK-3 33.	HME_İS elektrik üretimi kaynak dağılımı-% (2015-2025)	144
Çizelge EK-3 34.	HME_İS elektrik üretimi kaynak dağılımı -% (2026-2035) ...	145
Çizelge EK-3 35.	HME_İS salım yoğunluğu, kg CO ₂ /kWh (2015-2025).....	145
Çizelge EK-3 36.	HME_İS Salım yoğunluğu, kg CO ₂ /kWh (2026-2035)	146
Çizelge EK-3 37.	HME_İS CO ₂ salım sonuçları-Bin Ton (2015-2025)	146
Çizelge EK-3 38.	HME_İS CO ₂ salım sonuçları-Bin Ton (2026-2035)	147
Çizelge EK-3 39.	HME_İS kurulu güç artışı-GW (2016-2025).....	148
Çizelge EK-3 40.	HME_İS kurulu güç artışı-GW (2026-2035).....	149
Çizelge EK-3 41.	DTS elektrik üretim sonuçları-GWh (2015-2025).....	150
Çizelge EK-3 42.	DTS elektrik üretim sonuçları-GWh (2026-2035).....	151
Çizelge EK-3 43.	DTS elektrik üretimi kaynak dağılımı - % (2015-2025)	152
Çizelge EK-3 44.	DTS elektrik üretimi kaynak dağılımı - % (2026-2035)	153
Çizelge EK-3 45.	DTS salım yoğunluğu, kg CO ₂ /kWh (2015-2025).....	153
Çizelge EK-3 46.	DTS salım yoğunluğu, kg CO ₂ /kWh (2026-2035).....	154
Çizelge EK-3 47.	DTS CO ₂ salım sonuçları-Bin Ton (2015-2025)	154
Çizelge EK-3 48.	DTS CO ₂ salım sonuçları-Bin Ton (2026-2035)	155
Çizelge EK-3 49.	DTS kurulu güç artışı-GW (2016-2025).....	156
Çizelge EK-3 50.	DTS kurulu güç artışı-GW (2026-2035).....	157
Çizelge EK-3 51.	YKKS elektrik üretim sonuçları - GWh (2015-2025)	158

Çizelge EK-3 52.	YKKS elektrik üretim sonuçları - GWh (2026-2035)	159
Çizelge EK-3 53.	YKKS elektrik üretim kaynak dağılımı - % (2015-2025).....	160
Çizelge EK-3 54.	YKKS elektrik üretim kaynak dağılımı - % (2026-2035).....	161
Çizelge EK-3 55.	YKKS salım yoğunluğu, kg CO ₂ /kWh (2015-2026).....	161
Çizelge EK-3 56.	YKKS salım yoğunluğu, kg CO ₂ /kWh (2026-2035).....	162
Çizelge EK-3 57.	YKKS CO ₂ salım sonuçları-Bin Ton (2015-2025).....	162
Çizelge EK-3 58.	YKKS CO ₂ salım sonuçları-Bin Ton (2026-2035).....	163
Çizelge EK-3 59.	YKKS kurulu güç artışı - GW (2016-2025)	164
Çizelge EK-3 60.	YKKS kurulu güç artışı-GW (2026-2035)	165

ŞEKİLLER LİSTESİ

	<u>Sayfa</u>
Şekil 1. Yakıt dağılımına göre Türkiye elektrik üretimi 1970-2016 [1].....	1
Şekil 2. Türkiye referans elektrik talep projeksiyonu [3]	2
Şekil 3. Türkiye kurulu güç dağılımı, 1970-2016 [4]	3
Şekil 4. Sektörlere göre sera gazı salımları, 1990 – 2015 [6].....	4
Şekil 5. Sektörlere göre CO ₂ salımları, 1990 – 2015 [6].....	5
Şekil 6. Türkiye sera gazı salım azaltım hedefleri [7]	6
Şekil 7. Times referans arz-talep eğrisi [12]	30
Şekil 8. Answer-TIMES programının çalışma sistemi [16].....	31
Şekil 9. OS elektrik üretim optimizasyonu	37
Şekil 10. OS elektrik üretiminin yakıt bazında dağılımı	37
Şekil 11. OS yıllık CO ₂ salım yoğunluğu	38
Şekil 12. OS indekslenmiş elektrik fiyatı.....	39
Şekil 13. HME_OS elektrik üretim optimizasyonu	41
Şekil 14. HME_OS elektrik üretiminin yakıt bazında dağılımı.....	41
Şekil 15. HME_OS yıllık CO ₂ salım yoğunluğu	42
Şekil 16. HME_OS indekslenmiş elektrik fiyatı.....	43
Şekil 17. İS elektrik üretim optimizasyonu	45
Şekil 18. İS elektrik üretiminin yakıt bazında dağılımı	45
Şekil 19. İS yıllık CO ₂ salım yoğunluğu	46
Şekil 20. İS indekslenmiş elektrik fiyatı	47
Şekil 21. HME_İS elektrik üretim optimizasyonu	48
Şekil 22. HME_İS elektrik üretiminin yakıt bazında dağılımı	49
Şekil 23. HME_İS yıllık CO ₂ salım yoğunluğu	49
Şekil 24. HME_İS indekslenmiş elektrik fiyatı.....	50

Şekil 25.	DTS elektrik üretim optimizasyonu	52
Şekil 26.	DTS elektrik üretiminin yakıt bazında dağılımı	52
Şekil 27.	DTS yıllık CO ₂ salım yoğunluğu.....	53
Şekil 28.	DTS indekslenmiş elektrik fiyatı.....	54
Şekil 29.	YKKS elektrik üretim optimizasyonu.....	55
Şekil 30.	YKKS elektrik üretiminin yakıt bazında dağılımı	56
Şekil 31.	YKKS salım yoğunluğu (2015-2035)	57
Şekil 32.	YKKS indekslenmiş elektrik fiyatı	57
Şekil 33.	Senaryoların toplam CO ₂ salımlarının karşılaştırılması	60
Şekil 34.	Senaryoların yenilenebilir enerji kaynakları kullanımı, %.....	61
Şekil 35.	Toplam maliyetlerin OS maliyetine göre indekslenmesi	62
Şekil 36.	Elektrik fiyatlarının OS 2015 yılı fiyatına göre indekslenmesi	63

SİMGELELER VE KISALTMALAR

Kısaltmalar

CASES	Sürdürülebilir Enerji Kaynaklarının Maliyet Analizi (Cost Analyses of Sustainable Energy Sources)
CCGT	Doğalgaz Kombine Çevrim Santrali (Combined Cycle Gas Turbine)
CCS	Karbon Yakalama ve Depolama Teknolojisi (Carbon Capture Storage)
CH ₄	Metan
CO	Karbonmonoksit
CO ₂	Karbondioksit
CSP	Yoğunlaştırılmış Güneş Enerjisi (Concentrated Solar Power)
DG	Doğalgaz
DTS	Düşük Talep Senaryosu
Ec	Euro Cent
ETKB	Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı
FV	Fotovoltaik
GSYİH	Gayri Safi Yurt İçi Hasıla
GW	Giga Watt
HME_İS	Harici Maliyet Eklenmi İdeal Senaryo
HME_OS	Harici Maliyet Eklenmiş Olağan Senaryo
INDC	Ulusal Olarak Belirlenmiş Katkı Niyeti (Intended Nationally Determined Contributions)
IEA	Uluslararası Enerji Ajansı (International Energy Agency)
İS	İdeal Senaryo
LEAP	Uzun Dönem Enerji Alternatifleri Planlama Sistemi (Long Range Energy Alternatives Planning)
NIR	Ulusal Envanter Raporu (National Inventory Report)
NO _x	Azotoksitler
N ₂ O	Diazotmonoksit
OS	Olağan Senaryo
PPS	Satın Alma Standartı (Power Purchasing Standart)
SO ₂	Kükürtdioksit
TEİAŞ	Türkiye Elektrik İşletmeleri Anonim Şirketi
TÜİK	Türkiye İstatistik Kurumu

YKKS Yerli Kaynakların Kullanımı Senaryosu

Simgeler

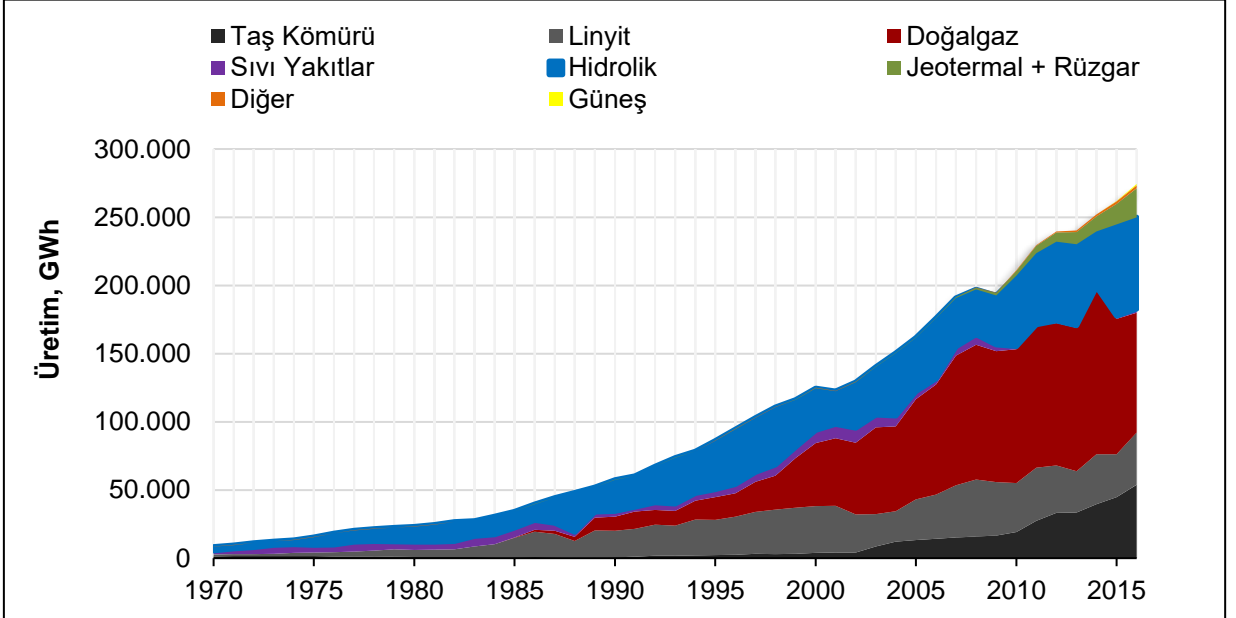
BD	Emtia üretilmesinde elde edilen gelir, USD (Revenues from by-product)
ED	Salım maliyeti, USD (Emission-specific allowance expenditure)
dPDF	Birim ağırlıktaki bir kirleticinin zarar verme potansiyeli (PDF/kg) (Change in Potentially Disappeared Fraction)
FC	Yakıtta özel işletme giderleri, USD (Fuel-specific operating expenditure)
FD	Yakıtta özel satın alma giderleri, USD (Fuel-specific acquisition expenditure)
IC	Yatırım maliyetleri, USD (Investment expenditure)
LEC	Seviyelendirilmiş Maliyet (Levelized cost)
i	Yakıt türü
j	Yakıt emisyon türü
k	Yan ürün yakıtlar
m	Ana Ürün
MO	Emtia üretimi, USD (Output of main product)
OC	Sabit işletme giderleri, USD (Fixed operating expenditure)
PRES	Ülkenin asidifikasyon ve ötrafikasyon değerleri (Background acidification and eutrophication pressure index for country)
RC	Almanya için restorasyon maliyeti (0.49 €/PDF/m ²) (Restoration cost in Germany)
r	Ülke-(country)
SNA	Ülkelerin doğal alanının toplam alana oranı (Share of natural land in total land area of country)
t	Zaman, yıl
VC	Değişken işletme giderleri, USD (Variable operating expenditure)
VPDF	Kirleticinin her bir birim ağırlığı (kg) başına ekosisteme verdiği zarar (€/ kg m ²) (Unit value of ecosystem damage per kg deposition of pollutant)

1. GİRİŞ

Bu bölümde Türkiye elektrik üretim sisteminin temel parametreleri hakkında genel bilgiler verilmiştir. Türkiye elektrik üretiminde kullanılan kaynakların dağılımı, elektrik talebindeki artış tahminleri, CO₂ salım verileri ve CO₂ salım azaltım hedefleri anlatılmıştır. Daha sonra, elektrik üretiminde harici maliyet konusu açıklanmıştır. Son olarak bu tez çalışmasında incelenen araştırma sorunundan bahsedilmiş, tezin amacı, hedefleri, kapsamı ve yapısı hakkında bilgi verilmiştir.

1.1 Genel Bilgiler

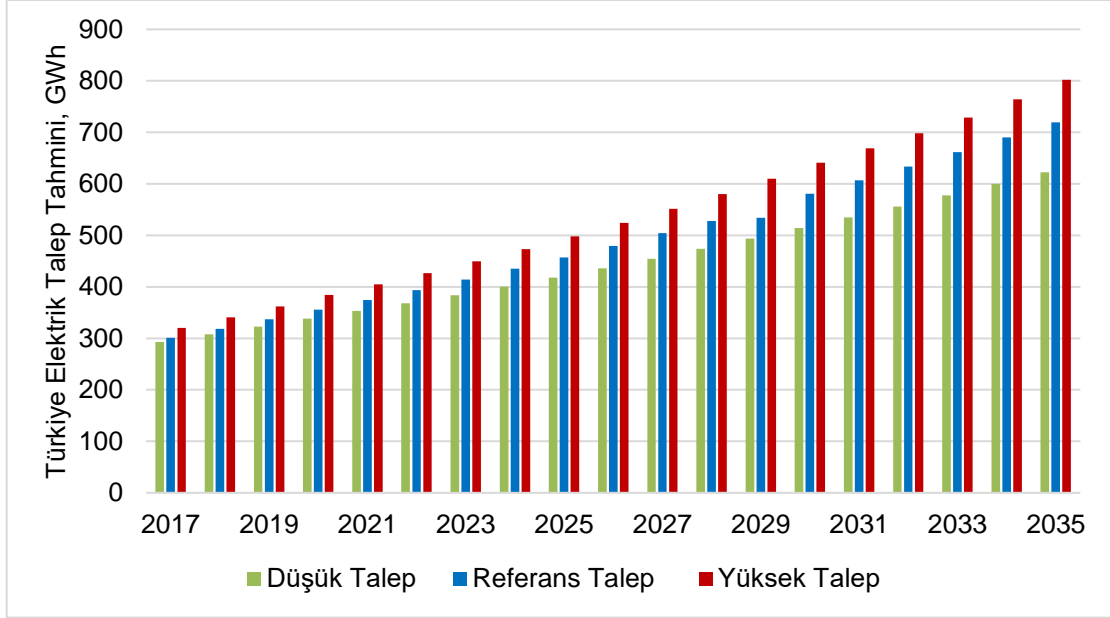
Ülkemizde elektrik talebi büyük bir hızla artmaktadır. Şekil 1’de sunulduğu üzere, artan talebin karşılanmasında kullanılan yakıt çeşitlerinin oranları da yıllara bağlı olarak değişmektedir [1]. Türkiye’nin elektrik tüketimi, 2016 yılında bir önceki yıla göre yaklaşık %3’lük artış ile 278,345 TWh’e yükselmiştir. Üretimin kaynak dağılımı %32 doğalgaz, %25 hidroelektrik, %20 kömür ve %14 linyitten oluşmaktadır [1].



Şekil 1. Yakıt dağılımına göre Türkiye elektrik üretimi 1970-2016 [1]

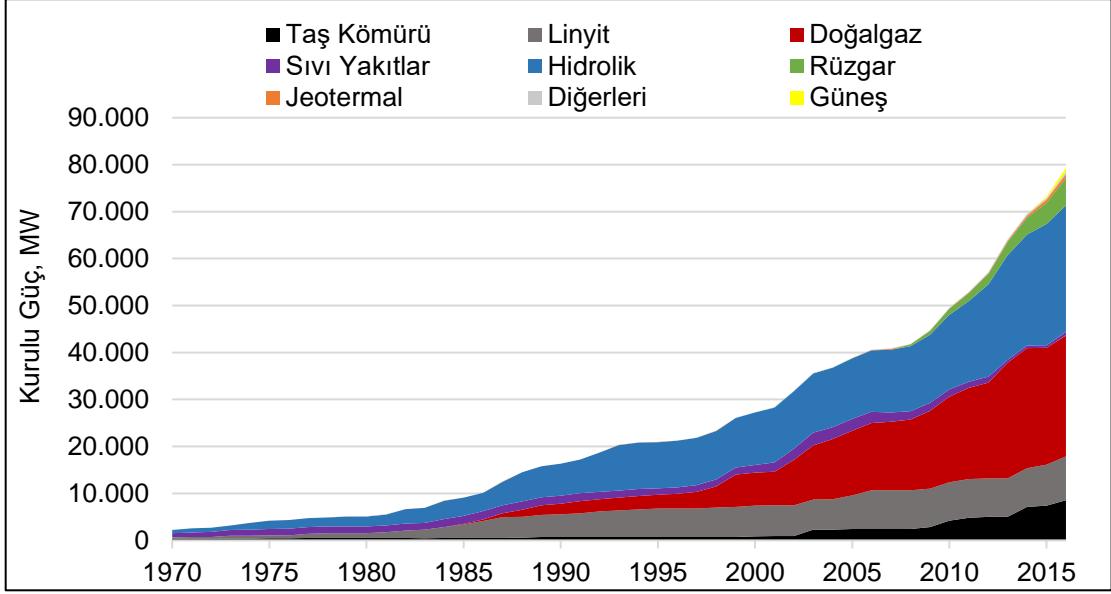
Türkiye'nin elektrik talep tahmini "Referans (Baz) Talep", "Yüksek Talep ve "Düşük Talep" olarak üç senaryo bazında değerlendirilmekte, arz-talep dengesi bu

tahminlere göre planlanmaktadır [2]. ETKB tarafından yayınlanan Mavi Kitap'ta, Türkiye elektrik talebinin üç senaryo bazında 2035 yılına kadar Şekil 2'de sunulduğu gibi artacağı öngörülmektedir [3].



Şekil 2. Türkiye referans elektrik talep projeksiyonu [3]

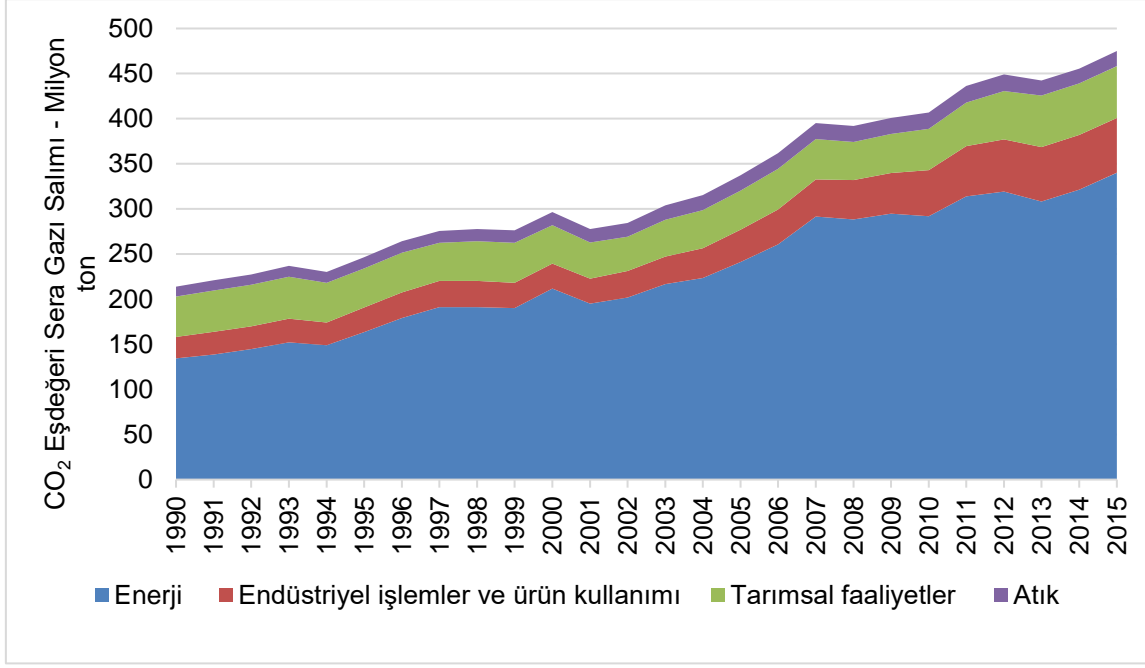
Türkiye'nin 2016 yılı kurulu gücü ise 78,5 GW olup, ağırlıklı olarak hidroelektrik, kömür ve linyit yakıtlı elektrik santrallerinden oluşmaktadır. Şekil 3, Türkiye'nin 1970 yılından 2016 yılına kadar olan kurulu gücünü kaynak bazında göstermektedir [4].



Şekil 3. Türkiye kurulu güç dağılımı, 1970-2016 [4]

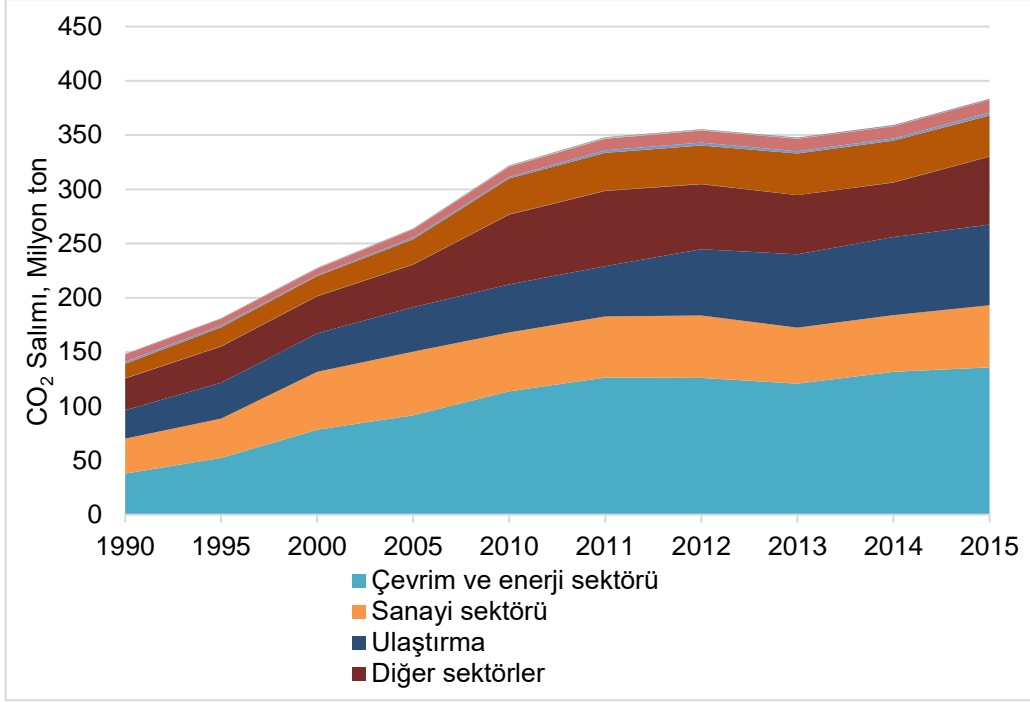
Türkiye, yenilenebilir enerji kaynaklarının üretimdeki payını arttırmak için hedefler belirlemiştir. 2023 yılı “Ulusal Yenilenebilir Enerji Eylem Planı” hedeflerine göre, 2023 yılında hidroelektrik santrallerinin kurulu gücünün 34.000 MW, jeotermal enerjiye dayalı kurulu gücünün 1000 MW, güneş enerjisi kurulu gücünün 5.000 MW, rüzgar enerjisi kurulu gücünün 20.000 MW ve biyokütleyle dayalı elektrik üretim santrallerinin kurulu gücünün 1.000 MW olması planlanmaktadır [5].

Diğer yandan, Türkiye İstatistik Kurumu (TÜİK) tarafından yayınlanan verilere göre [6], 2015 yılı toplam sera gazı salımı karbon dioksit (CO₂) eşdeğeri olarak 475,1 milyon ton (Mt) olarak hesaplanmış, toplam CO₂ eşdeğeri salımının %71,6’sının enerjiden kaynaklandığı analiz edilmiştir. CO₂ eşdeğeri olarak 2015 yılı toplam sera gazı salımı Şekil 4’te verildiği gibi 1990 yılına göre %122 artmıştır.



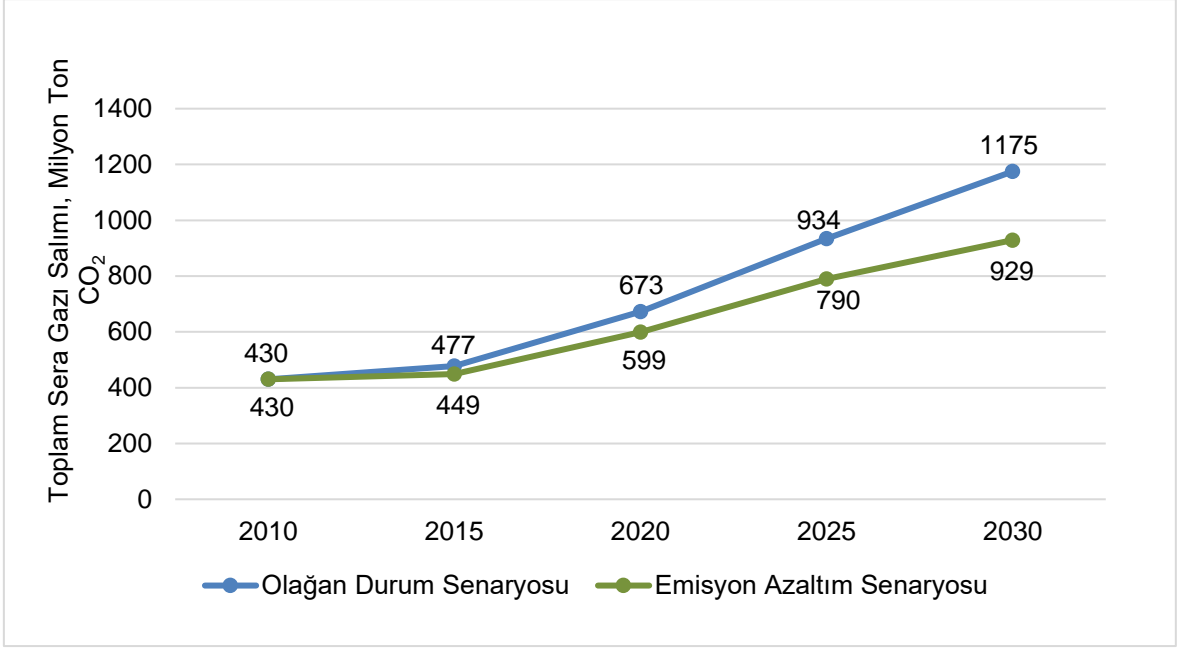
Şekil 4. Sektörlere göre sera gazı salımları, 1990 – 2015 [6]

Şekil 4 ile verilen toplam sera gazı emisyon envanteri, enerji, endüstriyel işlemler ve ürün kullanımı, tarımsal faaliyetler ve atıktan kaynaklanan, doğrudan sera gazları olan karbondioksit (CO₂), metan (CH₄), diazotmonoksit (N₂O) ve Florlu sera gazları ile dolaylı sera gazları azotoksitler (NO_x), metan dışı uçucu organik bileşikler, karbon monoksit (CO) ve kükürt dioksit (SO₂) salımlarını kapsamaktadır. Sera gazı salımının kişi başı CO₂ eşdeğerinde en fazla salım, enerji kaynaklı faaliyetlerdendir. 2015 yılında toplam CO₂ salımının %86,1'i enerjiden, %13,7'si endüstriyel işlemler ve ürün kullanımından, %0,2'si ise tarımsal faaliyetler ve atıktan kaynaklanmıştır [6]. 1990 yılından itibaren CO₂ salımının sektör bazında gösterimi Şekil 5 ile verilmiştir. Yakıt yanması, çevrim ve enerji sektörü, sanayi sektörü ve ulaştırma için kullanılan enerji, CO₂ salımında en büyük paya sahiptirler.



Şekil 5. Sektörlere göre CO₂ salımları, 1990 – 2015 [6]

Türkiye, Birleşmiş Milletler İklim Değişikliği Anlaşması Çerçevesi'nde Ulusal Olarak Belirlenmiş Katkı Niyeti (Intended Nationally Determined Contributions, INDC) ile 2030 yılında CO₂ salımını, Şekil 6'da sunulduğu şekilde %21 azaltacağını taahhüt etmiştir [7]. Bu hedefine ulaşmak için, CO₂ salımını yıllar bazında kademeli olarak düşürmeyi planlamaktadır. Türkiye Ulusal Sera Gazı Envanter Raporu'na (NIR) göre [8] elektrik üretiminin Türkiye toplam CO₂ üretimindeki payı ortalama %30'dur.



Şekil 6. Türkiye sera gazı salım azaltım hedefleri [7]

Elektrik üretim santrallerinde maliyete ve yatırım planlamasına etki eden faktörler genel olarak santralin ilk yatırım maliyeti ve işletme/bakım maliyetleri olarak değerlendirilmektedir [9]. İlk yatırım maliyeti, santralin işletmeye başlamadan önce üretime hazır hale getirilmesi amacıyla, makina-teçhizat, bina, arazi vb. temel elemanlar için yapılan harcamalardır. İşletme/bakım maliyetleri ise santralin kurulumu sonrası santralden enerji üretmek için yapılması gereken harcamalardır. İşletme maliyetleri, sabit işletme maliyeti ve değişken işletme maliyeti olmak üzere ikiye ayrılmaktadır. Sabit işletme maliyeti çalışanların maaşları ve primler, santral genel ve idari harcamaları, santral destek ekipmanları, planlanmış bakımlar gibi maliyetlerdir. Değişken işletme maliyetleri ise santralde kullanılan yakıtlar, enerji, su, tükenebilir malzeme ve kaynaklar ile atıkların neden olduğu maliyetlerdir.

Ancak, büyüyen nüfus, ekonomik kalkınma elektrik talebindeki artış, çevreye verilen zarar, kullanılabilir kaynakların azalması ve iklim değişikliği parametreleri arasında yaşanan çatışma enerji planlamalarında daha etkin bir yaklaşımın kullanılmasını mecburi kılmıştır [10].

“Harici maliyet”, piyasa fiyatına yansıtılmadan çevreye ve insan sağlığına verilen zararın maddi değeridir. 1970’li yılların başlarından itibaren özellikle karbon salımı, asit birikimi gibi etkenlerin çevreye ve doğal yaşama verdiği zarar dikkate alınmaya

ve araştırılmaya başlanmıştır. Üretimin harici maliyeti, ülkenin gayri safi yurt içi hasılasına, lokasyona, lokasyonda bulunan doğal yaşam alanının oranına ve kullanılan teknolojiye bağlı olarak değişiklik göstermektedir [11]. Üretimin gerçek maliyetinin hesaplanması ancak harici maliyetin de dahil edilmesi ile ortaya çıkacaktır.

1.2 Mevcut Sorun

Ülkemizin elektrik talebi artışına bağlı olarak CO₂ salımı da giderek artmaktadır. Türkiye, CO₂ salımını azaltmak için hedefler belirlemekte ve yatırım planlamaları için stratejiler geliştirmektedir.

Karbon salımının azaltılması, yenilenebilir enerji yatırımlarının teşvik edilmesi gibi politika hedeflerinin maliyet etkin ve arz-talep dengesini optimize edecek şekilde planlanması sürdürülebilirlik için önemlidir. Santrallerin maliyeti sadece yatırım ve işletme maliyeti göz önüne alınarak değerlendirilse de, üretimden kaynaklı etkilerin maliyeti olarak değerlendirilen harici maliyetler dahil edilmeden yapılan değerlendirmeler gerçek maliyeti yansıtmamaktadır. İnsan sağlığı ve çevre üzerindeki negatif etkilerin en aza indirilmesi ve bu etkilerin parasal değerinin hesaplara katılması planlamaların daha sağlıklı yapılmasını sağlayacaktır.

Yatırım planlamalarının yapılmasında senaryoların kullanılması, "eğer" veya "yapmak için" şeklindeki soruların cevaplarının bulunmasına yardımcı olmaktadır. Senaryolar belirli bir hedefe ulaşmak için belirlenmesi gereken stratejileri ve farklı planlama stratejilerinin sonuçlarını göstereceğinden, karar verme sürecine referans olabilecek veriler elde edilebilecektir.

Türkiye elektrik üretimi için yatırım planlamaları; kaynak kısıtlılığını, kurulması planlanan nükleer santrallerin yatırım planlamalarına ve üretime etkilerini, harici maliyetin dahil edilmesiyle ölçümlenebilecek gerçek maliyet değerlerini içerecek şekilde ve CO₂ salımının azaltılması gibi hedeflere yönelik yapılmamakta ve yatırımcılar yönlendirilmemektedir. Türkiye'de elektrik üretim optimizasyonu üzerine senaryo bazlı yapılan çalışma sayısı oldukça az olup, çalışmalarda harici maliyetin etkisi gözlemlenmemiştir.

1.3 Tezin Amaç ve Hedefleri

Bu çalışma kapsamında 2015 yılı Türkiye elektrik üretim verileri baz alınarak, 2035 yılına kadar Türkiye elektrik üretiminin optimizasyonu yapılmıştır. Halihazırda Türkiye’de kurulu olan elektrik üretim santralleri kaynak bazında modellemeye eklenmiş ve kurulması planlanan nükleer enerji santralinin planlanan tarihlerde devreye alınacağı kabul edilmiştir. Bu şartlar altında herhangi bir müdahale olmadan üretimden kaynaklanan harici maliyetlerin dahil edildiği ve edilmediği senaryolar oluşturulmuş; hedef bazlı ve kabul bazlı senaryolar değerlendirilmiştir. Daha sonra bu senaryoların toplam maliyetlerin net bugünkü değerleri, toplam CO₂ salımları ve elektrik fiyatına etkileri karşılaştırılmıştır. Sonuç olarak Türkiye’nin elektrik talebinin mevcut kaynak potansiyelini kısıtlama olarak kullanarak en maliyet etkin şekilde nasıl karşılanacağı incelenmiştir.

Bu bağlamda çalışmanın ana amaçları aşağıdaki gibi listelenebilir:

- 2035 yılına kadar yıllık elektrik talebinin karşılanmasında, harici maliyetlerin de değerlendirilmesi durumunda toplam maliyetin ve CO₂ salımlarının değişimlerinin senaryolar bazında incelenmesi,
- Bu karşılaştırmalar sonucunda Türkiye'nin elektrik üretim talebini karşılayabilecek en maliyet etkin senaryonun yatırım planlaması kapsamında belirlenmesidir

Çalışmanın alt amaçları Türkiye elektrik üretiminde enerji bağımsızlığının artırılmasına yönelik alternatiflerinin incelenmesi ve elektrik üretiminde harici maliyet etkisinin gösterilmesidir.

1.4 Tezin Kapsamı

Bu çalışmada Türkiye'nin elektrik üretimi için 2015 ve 2016 yıllarına dair yayınlanmış gerçek veriler kullanılmış, 2017 yılından 2035 yılına kadar öngörülen elektrik talebi Mavi Kitap'ta [3] yayınlanan talep tahmin değerlerinden referans alınmıştır. Mevcut elektrik üretim santrallerinin 2035 yılına üretime devam edecekleri kabul edilmiş, santrallerin teknik ömrü çalışmaya dahil edilmemiştir.

Baz senaryo 2015 yılı verileri kullanılarak oluşturulmuştur. Çalışma kapsamında oluşturulan senaryolar Answer-TIMES [12] programı ile modellenmiştir. Oluşturulan

senaryoların sonuçları ile her yıl için; elektrik üretiminin kaynak bazında dağılımı, CO₂ salımı, 2035 yılına kadar çıkan toplam maliyetin net bugünkü değeri ve ilgili senaryonun gerçekleşmesi için kurulması gereken santraller ile yatırım planlamaları gösterilmiştir.

1.5 Tezin Yapısı

Çalışmanın ilk bölümünde konu ile ilgili genel bilgi, mevcut sorun, çalışmanın amacı ve kapsamı hakkında bilgiler verilmiştir. İkinci bölümde, enerji planlamasının modellenmesi aşamasında en yaygın kullanılan yazılımlar hakkında bilgiler verilmiş ve bu çalışmada kullanılan yazılımın seçilme nedenleri açıklanmıştır, açık literatürde elektrik üretiminin modellenmesi ve harici maliyetlerin dahil edilmesi konusunda yapılan çalışmalardan bahsedilmiştir. Üçüncü bölümde, çalışmada kullanılan veri kaynakları detaylı anlatılmıştır. Daha sonra çalışmada oluşturulan model ve kurgulanan senaryolar anlatılmıştır. Beşinci bölümde ise bu senaryoların sonuçları verilmiştir. Altıncı bölümde senaryo sonuçlarının karşılaştırılması ve değerlendirilmesi yapılmış, çalışmada ulaşılan sonuçlar diğer çalışmalar ile karşılaştırılmış, bu konuda daha sonra yapılacak çalışmalar için değerlendirmeler sunulmuştur.

2. ENERJİ PLANLAMASININ MODELLENMESİ

Enerji planlamasının modellenmesi, analiz edilmesi ve karara esas referans sonuçlara ulaşılabilmesi için birçok modelleme programı geliştirilmiştir. Bu programlar modellemelerinde kullanıcının temel amaçlarına göre optimizasyon yapmaktadırlar. Sürdürülebilirliğin sağlanması, en maliyet etkin senaryonun gösterilmesi, CO₂ salım azaltımının sağlanması gibi hedeflere ulaşmak için bu programlar aracılığı ile bir çok çalışma yapılmıştır.

2.1 Enerji Planlamasının Modellenmesinde Kullanılan Yazılımlar

Elektrik sektöründe sürdürülebilirliğin sağlanması için kullanılan modeller, kısa dönem ve uzun dönem yatırım planlamalarında, saatlik, günlük mevsimlik ve yıllık zaman dilimlerinde, bölgesel, ulusal ve sektörel bazlı oluşturulabilmektedir. Bu modellerin oluşturulmasında Market Allocation-MARKAL, Entegre MARKAL-EFOM Sistemi (The Integrated MARKAL EFOM System -TIMES), Uzun Dönem Enerji Alternatifleri Planlama (Long Range Energy Alternatives Planning -LEAP), Enerji ve Güç Değerlendirme Programı (Energy and Power Evaluation Program-ENPEP), ve Ulusal Enerji Modelleme Sistemi (National Energy Modeling System-NEMS) en yaygın kullanılan makro-modelleme yazılımlarıdır [13] [14] ve bu yazılımlar basitleştirilmiş algoritmalara sahiptirler [15]. Yazılımların birçoğu üniversiteler ve enstitüler tarafından geliştirilmiştir. Örneğin; LEAP Stocholm Çevre Enstitüsü tarafından, MARKAL, Uluslararası Enerji Ajansı (IEA) üyeleri tarafından [16], ENPEP [17] Enerji, Çevre ve Ekonomi Sistemleri Analiz Merkezi tarafından geliştirilmiştir.

Bu bölümde en çok kullanılan enerji modelleme programlarından LEAP, TIMES ve MARKAL hakkında bilgi verilmiş, bu yazılımların kıyaslaması yapılmış ve bu çalışmada Answer-TIMES programının seçilmesinin nedeni açıklanmıştır.

2.1.1 LEAP

LEAP yazılımı, Stockholm Çevre Enstitüsü tarafından enerji politikalarının analizi ve iklim değişikliğine olan etkilerin azaltılması için geliştirilmiştir. Orta dönem ve uzun dönem planlamalarının modellenmesine olanak sağlar [18]. Bunun yanında optimum senaryoyu ya da piyasa dengesini otomatik olarak gözetmemekte, sadece

istenildiğinde maliyet etkin senaryoyu analiz etmektedir [19]. Temel veri olarak CO₂ salımı azaltım şartı aramaktadır.

2.1.2 MARKAL

Oldukça geniş bir uygulama alanına sahip olan MARKAL, tüm enerji sistemini yakıt kaynağından arza kadar olan prosesin tamamını içerecek şekilde kapsayan, enerji sisteminin yapısını sunabilen, ikincil enerji kaynaklarına dönüşümü sağlayan ve talebi karşılarken en maliyet etkin yolu otomatik olarak gösteren modelleme programıdır. Uluslararası Enerji Ajansının desteği ile geliştirilen program, arz ve talebin birbirine bağımlı olduğunu kabul ederek, herhangi birindeki değişikliği tüm modele otomatik olarak entegre etmektedir.

MARKAL temel olarak;

- Her senaryo için en maliyet etkin sistemi belirlemek,
- Salım sınırlaması için en maliyet etkin çözümü göstermek,
- Farklı senaryoların uzun dönem planlamalarının muhtemel sonuçlarını göstermek,
- Araştırma ve geliştirme çalışmaları için yeni teknolojileri değerlendirmek,
- Yeni politikaların, vergilerin ve teşviklerin etkisini değerlendirmek,
- Sera gazı salınımlarının miktarını öngörmek,
- Bölgesel işbirliğinin değerini ölçmek için kullanılmaktadır.

2.1.3 TIMES

MARKAL'ın esnek zaman periyoduna ve basitleştirilmiş ara yüzüne sahip olan TIMES, 1500 den fazla enerji sistem parametresini detaylandırmaya olanak sağlamaktadır [20]. Tüm yakıtların verimi ve limiti her bir santral için ayrı ayrı tanımlanabilmektedir. Geçmişte kurulu santraller ve kurulması öngörülen santrallerin yatırım maliyetleri otomatik olarak geri ödeme süresine dahil edilmekte ve bitirilmektedir. TIMES programı kullanıcıya santralin kurulum ve devreye alınmasında geçen zaman dilimini ayrı ayrı hesaplama seçeneği tanımaktadır. Santral üretimini teknik ömrü dolduğunda durdurabilmektedir. Yakıtın toplam üretim, tüketim, ithalat ve ihracat miktarlarının limit olarak kabul edilmesine olanak sağlamaktadır. Aynı zamanda modelleme ile üretilen CO₂ miktarının mevcut CO₂ konsantrasyonu ve küresel ısınmaya etkisini de gösterebilmektedir [21]. TIMES ,

ANSWER yüzü ile programa veri girişinin yalnızca manuel değil, aynı zamanda *MS Excel* tablosunda hazırlanan verilerin ithali ile de yapılmasına olanak tanıyarak modellemelerin oldukça fazla zaman gerektiren kısmının kolaylıkla programa aktarılmasına olanak tanır.

2.1.4 Modelleme Yazılımının Seçimi ve Seçilme Nedeni

Bu çalışmada Türkiye elektrik üretiminin modellenmesi amacı ile Answer-TIMES simülasyon programı seçilmiştir. Programın seçilmesinin temel sebebi, çok geniş alanda veri girişine olanak sağlaması, kurulması planlanan ya da gereken şebeke sisteminin de verilere dahil edilebilmesidir. Bunun yanında *MS Excel* formatında oluşturulan verinin sisteme aktarılabilmesi kullanıcının zamandan tasarrufunu sağlamakta ve Türkiye’de bulunan tüm santrallerin verilerinin *MS Excel* tablosu yardımı ile bir arada gözetilebilmesine olanak vermektedir.

ANSWER-TIMES programının geliştirilmiş ara yüzü, programa entegre dokümantasyon sistemi ve istenildiğinde online destek verilebilmesi de bu yazılımın seçilmesinde önemli rol oynayan diğer nedenlerdendir.

2.2 Literatür Özeti

Enerji ve elektrik üretim planlamalarında hedefler doğrultusunda kararlar verilmesi, en maliyet etkin çözüm ile hedeflere ulaşılması ve/veya belirlenen stratejinin sonuçlarının analiz edilmesi kapsamında, devlet kuruluşları, organizasyonlar ve enstitüler tarafından birçok çalışma yapılmıştır. Yapılan çalışmalar çevresel etkileri azaltmaya yönelik salım azaltma çalışmaları ve maliyet etkinliği olarak iki ana grupta ele alınmıştır.

Bu bölümde, modelleme programları aracılığı ile elektrik üretim planlaması için yapılan çalışmalar ile üretimin harici maliyetini modellemelerine dahil eden çalışmalardan bahsedilmiştir. Modellemelerinde yenilenebilir enerji kaynaklarının kullanılmasını, maliyet etkinliğini, harici maliyetlerin toplam maliyete etkisini inceleyen çalışmalara yer verilmiştir.

2.2.1 Elektrik Üretimi Planlaması İçin Yapılan Modelleme Çalışmaları

Bu kısımda, modellemelerinde yenilenebilir enerji kaynaklarının kullanılmasını öngören, modellemelerini programlar aracılığı ile yapan çalışmalara yer verilmiştir.

Enerji planlamaları esas olarak sürdürülebilirliğin ve maliyet etkinliğin sağlanması [22] [23] [24] [25] ile üretimden kaynaklı CO₂ salımının azaltılmasına yönelik [24] [25] [26] gerçekleştirilmektedir. Yenilenebilir enerji kaynakları kullanılarak yapılan çalışmalarda sistemin gerçekleşmesi durumunda sağlanacak sera gazı salımındaki azalmalar [27] [25] [28] hesaplanmıştır.

Elektrik üretiminin bölgesel ve ulusal bazda modellemesini ele alan birçok çalışma yapılmıştır. Birleşik Arap Emirlikleri için MARKAL ile yapılan çalışmada, olağan durum senaryosu, CO₂ salımının azaltımının hedeflendiği senaryo, yenilenebilir enerji kaynaklarının payının artırıldığı senaryo ve doğal gaz fiyatına müdahale edilmediği senaryo ayrı ayrı modellenmiş ve karşılaştırılmış, toplam maliyetin olağan senaryoya göre, CO₂ salımının azaltıldığı senaryoda %9 fazla olduğu, yenilenebilir enerji kaynaklarının payının artırıldığı senaryoda ise %11 fazla olduğu ancak CO₂ salımının %13 oranında düşürüldüğü değerlendirilmiştir [29].

Küba için yapılan çalışmada ise doğalgazın toplam elektrik üretimindeki payını arttırmanın en maliyet etkin yol olduğu değerlendirilmiş ve doğalgaz kullanımı ile toplam CO₂ salımının kömür yakıtlarının fazla kullanıldığı senaryoya göre keskin düşüşü gösterilmiştir [30]. Fransa için TIMES programı ile yapılan çalışmada, 2050 yılına kadar enerji arzında yenilenebilir enerji kaynaklarının payının %0'dan %100 seviyesine kadar üretime entegre edilmesinin sonuçları değerlendirilmiş, bu kaynakların sisteme entegre edilmesinin olağan duruma göre maliyeti %11 ila %32 arttırdığı anlatılmıştır [28].

Birleşik Krallık için yapılan çalışmada CO₂ salımını azaltmak için farklı senaryolar denenmiştir. Çalışmada yenilenebilir enerji kaynaklarının payını %70'e çıkartmanın toplam maliyete etkisinin çok fazla olmadığını, fakat bu orandan daha fazla arttırmanın şebeke sisteminde yatırım gerektirdiğini belirtmişlerdir [31].

Yapılan çalışmalar kapsamında maliyet etkin senaryonun ülkelere göre değiştiği, ancak yenilenebilir enerjinin üretimdeki payının arttırılmasının toplam maliyete etkisinin fazla olmadığı değerlendirilmiştir.

2.2.2 Elektrik Üretiminde Harici Maliyetleri Öngören Çalışmalar

Enerji ve elektrik üretiminde hedef odaklı ve/veya en maliyet etkin senaryoyu elde etmeyi amaçlayan çalışmaların yanı sıra, üretimin harici maliyetini de modellemeye entegre ederek gerçek maliyeti inceleyen çalışmalar da mevcuttur ve bu kısımda açıklanmıştır.

Harici maliyet kavramı 1970'lerin başlarında ortaya atılmış olup, bilinen ilk ve önemli çalışmalar 1980'lerden itibaren yapılmıştır [11]. Amerika Birleşik Devletleri (ABD) Enerji Departmanı ile Avrupa Komisyonu 1991'de Externe (Enerjinin Harici Maliyeti) programını başlatmıştır [32]. Çalışmanın amacı farklı yakıt kaynaklarının enerji üretimi ile yarattığı çevresel ve sosyal etkilerinin değerlendirilmesi, harici maliyet hesaplamasında metodolojinin geliştirilmesi ve enerji üretiminin Avrupa'ya olan etkilerinin ölçülmesidir. Benzer şekilde teknoloji, lokasyon ve alım gücü gibi birçok parametreye göre değişiklik gösteren üretimin harici maliyetini gösterir farklı çalışmalar da [33] [34] mevcuttur.

Akademik çalışmalarda da modellemelere harici maliyet dahil edilmiştir. Yunanistan elektrik sektörü için yapılan çalışmada enerji fiyatlarına harici maliyetler dahil edildiğinde üretimin maliyetinin %52 daha fazla olduğu ve karar vericilerin karbon salımını azaltma ve üretim planlaması noktasında gerçek fiyatı değerlendirmesi gerektiği belirtilmiştir [35]. Artan üretim maliyeti elektrik fiyatlarına da aynı şekilde yansıtacağından, talebin de düşeceği değerlendirilmiştir. Çin için yapılan çalışmada, mevcut durum, yenilenebilir enerji kaynaklarının kömür yerine tercih edilmesi, gelişmiş teknolojilerin tercih edilmesi, karbon salımının farklı oranlarda sınırlandırılmasını öngören ayrı senaryoların sonuçları karşılaştırılmış, elektrik üretiminin harici maliyetinin kömür yerine yenilenebilir kaynakların kullanılması ile %24 azaltılabileceği, üretimde gelişmiş teknolojilerin tercih edilmesi ile ise %55 azaltılabileceği değerlendirilmiştir [36].

Sonuç olarak yapılan çalışmalar ile gerçek üretim maliyetinin sadece yatırım ve işletme giderlerinden oluşmadığı, harici maliyetin üretimin gerçek bedelini görmek için değerlendirilmesi gerektiği, harici maliyetin lokasyon, yakıt türü ve teknolojiye göre değişiklik gösterdiği ve artan maliyetin elektrik talebini azaltılabileceği değerlendirilmiştir.

2.2.3 Türkiye Elektrik Sektörü İçin Yapılan Modelleme Çalışmaları

Bu kısımda Türkiye elektrik üretim modellemesi üzerine yapılan çalışmalara değinilmiştir. LEAP yazılımı kullanılarak gerçekleştirilen bir çalışmada Türkiye'nin elektrik üretiminden kaynaklanan CO₂ salımının azaltılmasına yönelik senaryo modellemeleri yapılmıştır. 2006 yılını baz alarak 2030 yılına kadar olan zaman dilimini kapsayan çalışmada mevcut durumun devam etmesini ve CO₂ salımının azaltılmasını öngören iki senaryo oluşturulmuştur. Salımın azaltılmasını öngören senaryo, güneş haricindeki yenilenebilir enerji kaynaklarının tüm potansiyellerinin kullanıldığını varsaymıştır. İki senaryo arasındaki toplam CO₂ salım miktarı farkı 903 milyon ton olarak değerlendirilmiş; CO₂ salım yoğunluğu 2030 yılında 2006 yılına göre %18.4 azalmıştır [37]. Benzer şekilde LEAP programı kullanarak gerçekleştirilen tez çalışmasında Türkiye elektrik sektöründen kaynaklı CO₂ salımının azaltımı 2001 yılından 2050 yılına kadar olan zaman diliminde 4 senaryo ile incelenmiş ve salım azaltımı ile sağlanacak maliyet etkinliği değerlendirilmiştir. İlk senaryo kamuya bağlı elektrik üretim santrallerinin özelleştirilmesinin durdurulması üzerine kurulmuştur. İkinci senaryo ise 2020 yılına kadar tüm santrallerin özelleştirilmesi ve Sinop'ta kurulması planlanan nükleer santralin devreye alınması, üçüncü senaryo Akkuyu Nükleer santralının de devreye alınarak üretime başlaması, dördüncü senaryo ise 2030 yılından 2050 yılına kadar 13050 MW kapasiteye sahip jeotermal, güneş ve rüzgar santralının devreye alınması üzerine kurulmuştur. Senaryoların sonuçları CO₂ salım azaltımı ve maliyet üzerine analiz edilmiş, sürdürülebilirliğin yenilebilir enerji kaynaklarının dahil edilmesi ile sağlanabileceği değerlendirilmiştir [38]. MARKAL programı kullanılarak yapılan doktora çalışmasında, Türkiye'de enerjinin verimli kullanılmasının etkisi gösterilmiş ve maliyet etkin üretim stratejisinin belirlenmesi amaçlanmıştır. Çalışmada 2000 ve 2025 yılları aralığı incelenmiştir. CO₂ salımının azaltılması, yenilebilir enerji kaynaklarının etkin kullanılması, enerji talebinin sanayi sektöründe %15 ve evsel kullanımda %10 düşürülmesi, üretim teknolojilerinin teknik verimliliklerin artırılması ile nükleer enerjinin geliştirilmesi üzerine çeşitli senaryolar oluşturulmuştur. Yapılan çalışmada talep tarafının kontrol edilerek enerji tasarrufu sağlanması üzerine oluşturulan senaryonun en maliyet etkin ve çevre dostu senaryo olduğu değerlendirilmiştir [39]. MARKAL kullanarak Türkiye'de enerji üretiminden

kaynaklanan salımın azaltılmasına yönelik olarak gerçekleştirilen diğer bir doktora çalışmasında ise 2000 ve 2025 yılları arası dönem değerlendirilmiş, gerçek toplam CO₂ salımının yayınlanan verilerden yaklaşık %47 daha fazla olduğu ve ilk aşamada %50 yenilenebilir enerji kullanımının sürdürülebilirliğe katkı sağlayacağı anlatılmıştır [40].

Türkiye için yapılan çalışmalar kapsamında sürdürülebilirliğin en maliyet yolunun yenilenebilir enerji kaynaklarının kullanılması olduğunu, CO₂ salımının ancak yenilenebilir enerji kaynaklarının kullanılması ile düşürülebileceği değerlendirilmiştir.

2.3 Bölüm Sonucu

Bu bölümde, enerji planlamasında kullanılan yazılımlar anlatılmış, neden Answer Times modelleme programının seçildiği açıklanmıştır. Daha önce bu çalışma ile benzer konuları ele alan çalışmalar detaylandırılmıştır. Elektrik üretim modellemesinde kullanılan yazılımlar aracılığı ile senaryo sonuçlarını karşılaştıran, harici maliyet kavramını çalışmalarına dahil eden ve Türkiye elektrik üretim modellemesini esas alan çalışmalardan bahsedilmiştir.

Elektrik üretiminin modellenmesinde yenilenebilir enerji kaynaklarının kullanımının etkileri üzerine dünyada birçok çalışma yapılmıştır. Yapılan çalışmalarda mevcut programların birçoğu kullanılmış olup, çalışmalar yöntem ve kapsam açısından benzerlik göstermektedir. Özellikle giderek artan bir problem haline gelmiş olan CO₂ salımını düşürme üzerine yöntemler ve yenilenebilir enerji kaynaklarının kullanımını arttırmanın maliyet üzerine etkisi değerlendirilmiştir. Harici maliyet kavramının yakıtın türü, üretimin yapıldığı lokasyonun özellikleri gibi faktörlere bağlı olduğu anlatılmıştır.

Türkiye’de elektrik üretim modellemesi ve CO₂ salımının azaltılmasına yönelik çalışmalar mevcuttur. Ancak ülkemizde elektrik üretim modellemesini, kaynak potansiyelini, kurulması planlanan nükleer enerji santrallerini ve üretimin harici maliyetini dahil ederek, Türkiye yenilenebilir enerji hedeflerine ulaşılması, karbon salımı azaltım yükümlülüğünü karşılamaya yönelik en maliyet etkin sonucun bulunması ve elektrik üretiminin gerçek maliyetinin gösterilmesi alanında çalışma bulunmamaktadır.

3. ÇALIŞMADA KULLANILAN VERİ KAYNAKLARI

Bu bölümde; yapılan çalışmada kullanılan verilerin tespiti ve temini hakkında detaylı bilgi verilmiştir. Çalışma kapsamında öncelikli olarak 2015 yılında üretimde olan tüm elektrik üretim santralleri yakıt cinsi ve kapasite bazında belirlenmiştir. Santrallerin listesi TEİAŞ Kapasite Projeksiyon raporlarından temin edilmiştir [41]. Daha sonraki adımda, santrallerin yatırım maliyeti, bakım işletme maliyeti, verimlilikleri ve emre amade kapasiteleri için açık literatürdeki yayınlar araştırılarak uygun veri kabulü için kaynak seçilmiştir. Daha sonra bu veriler Answer-TIMES programına aktarılmış, bu bölümde açıklandığı şekilde gerekli kalibrasyonlar yapılmıştır.

Türkiye'nin 2035 yılına kadar tahmini elektrik talebi değerleri, Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı tarafından yayınlanan Mavi Kitap'tan [3] alınmıştır. "Düşük Talep Senaryosu" kapsamındaki değerler, 2015 ve 2016 yılları gerçek talebine en yakın sonuçlar olduğundan bu senaryo değerleri programa dahil edilmiştir. Türkiye'nin doğalgaz anlaşmalarına binaen ithal edilebilecek doğalgaz miktarları ülke bazında belirlenmiş [42] ve ithal doğalgazın fiyatı araştırılmıştır. Türkiye'de üretilen doğalgaz miktarı toplam doğalgaz arzının içinde ortalama 1%'lik değerde olduğundan göz ardı edilmiştir. Doğalgaz anlaşmalarında belirlenen fiyatlarının gizli olması sebebi ile açık kaynak bilgilerinden faydalanılmış [43] [44] ve İran, Rusya, Azerbaycan gazlarının fiyatları bu bilgilerden yola çıkılarak kabul edilmiştir.

Çalışmasının sonraki adımında, Türkiye'nin kaynak potansiyeli belirlenmiştir. Yenilenebilir enerji kaynaklarının potansiyeli ve kömür rezervlerinin miktarı resmi yayınlardan temin edilmiştir. Üretimin harici maliyetinin belirlenmesinde CASES projesi kullanılmış ve Türkiye'ye en yakın olan değerlere sahip olan ülke belirlenmiştir. Daha sonra elektrik üretim santrallerinin çalışmasına esas minimum emre amade kapasite faktörleri belirlenmiştir. CO₂ salım faktörü yakıt bazında kg CO₂/kWh olarak belirlenerek [45] her santral için yakıt kaynağına göre programa entegre edilmiştir. Çalışma kapsamında para birimleri ABD doları (\$) ve Euro(€) arasındaki dönüşümler tek kaynak [46] esas alınarak yapılmış, çalışma verilerinin toplandığı 01 Ocak 2015 tarihinden 14 Eylül 2015 tarihine kadar olan dönemde ABD dolar ve Euro arası kur farkının ortalaması esas alınmıştır. Programın net bugünkü değer hesaplamasında kullandığı iskonto oranı, Türkiye Cumhuriyeti Merkez Bankası verilerinden alınmıştır [47].

3.1 Santrallerin Belirlenmesi

Bu çalışmada Türkiye’de mevcut santrallerin belirlenmesinde 2005 yılından itibaren her yıl yayınlanan Türkiye Elektrik Enerjisi Beş Yıllık Üretim Kapasite Projeksiyon raporlarından [41] faydalanılmıştır. TEİAŞ tarafından yayınlanan raporlar her yıl bir önceki yılın santral verilerini kaynak ve kapasite içerecek şekilde yayınlamaktadır. Raporlarda yeni devreye alınan, lisansı iptal edilen ve statüsü değişen santrallerin de bilgilerine yer verilmektedir. Santrallerin kurulum tarihleri 2011 yılı raporundan temin edilmiştir ve 2016 yılına kadar sırayla her yıl devreye alınanlar ile lisansı iptal edilenleri içerecek şekilde oluşturulmuştur. Kapasitesi 1 MW altında olan santraller ve üretimdeki payı %1’in altında olan yakıt kaynakları programa dahil edilmemiştir. Bu çerçevede, mevcut santraller, yakıt bazında, isimleri, kapasiteleri ve kuruluş yılları ile programa tanıtılmıştır. Kurulması planlanan nükleer santraller için Enerji Bakanlığı tarafından yayımlanan tarihlere ve planlanan kapasitelere iki ayrı santralin kurulacağı kabul edilmiştir [48]. Santrallerin izinlerinin alınmış, anlaşmalarının yapılarak ortaklarının belirlenmiş ve Nükleer Akkuyu Santrali’nin yapımına başlanmış olması Türkiye’nin geleceğinde mevcut olmaları ihtimalini güçlendirmiştir. Programa dahil edilen mevcut ve planlı santrallerin listesi EK-1’de sunulduğu gibidir.

Bu çalışmada programa dahil edilen mevcut ve planlı santrallerin 2015 yılı toplam kurulu güç değerleri Çizelge 1’de sunulduğu gibidir. Aynı zamanda 2016 yılı kurulu güç değerlerinden jeotermal, hidroelektrik, rüzgar ve güneş santrallerinin kurulu güç değerleri detaylı olarak verildiğinden [49] programa 2016 yılı verisi olarak dahil edilmişlerdir. Linyit, asfaltit ve taş kömürü yakıtlı santrallerin kapasitesi bir arada ve toplam olarak verildiğinden, doğalgaz ve fuel oil yakıtlı santrallerin kapasitesi ise nafta, motorin ve LNG yakıtlı santraller ile beraber ve toplam olarak verildiğinden bu santrallerin 2016 yılında eklenen kapasiteleri dahil edilmemiştir.

Çizelge 1. Türkiye elektrik üretim santrallerinin 2015 yılı kurulu güç değerleri
[MW]

Yakıt	Kurulu Güç Değeri [MW]	Kurulu Güç Dağılımı [%]
Asfaltit	403,7	0,6
Biyokütle	362,4	0,5
Fuel Oil	440,3	0,6
Jeotermal	623,9	0,9
Taş Kömürü	6415,5	8,8
Hidroelektrik	25.867,8	35,4
Linyit	9330,5	12,8
Nükleer enerji	0,0	0,0
Doğalgaz	24.906,1	34,0
Rüzgar	4503,2	6,2
Güneş	248,8	0,3
Diğer	43,6	0,1

3.2 Santral Verilerinin Belirlenmesi

Answer-TIMES modelleme programına santrallerin çalışma faktörleri ve maliyet verileri dahil edilmektedir. Maliyet verileri için kaynak bazında santrallerin yatırım maliyetleri ile işletme maliyetleri araştırılmıştır. Bu kapsamda Uluslararası Enerji Ajansı tarafından yayınlanan 2014 yılı Dünya Enerji Yatırım Görünümü'nden faydalanılmıştır [50]. Rapor, Avrupa, Birleşik Devletler, Japonya, Rusya, Çin, Hindistan, Ortadoğu, Afrika ve Brezilya için, santrallerin ayrı ayrı kaynak bazında 2012, 2020, 2035 yılları yatırım maliyetlerini, bakım ve işletme maliyetlerini ve ortalama verimlerini içermektedir. Yayınlanan raporun 2020 yılı için öngörülen değerlendirmelerinin Avrupa ve Orta Doğu bölgeleri için ortalaması bu çalışmada Türkiye için veri olarak kabul edilmiştir.

Kurulu gücün tamamının istenildiği anda enerji üretecek şekilde değerlendirilmesi mümkün olamamaktadır. Arıza durumlarında ve yıllık periyodik bakımlarda güç enerjiye dönüştürülememektedir. Ayrıca, HES için yağış rejimi, RES için rüzgar durumu, GES için günün güneşlenme dışındaki zamanı ve termik santraller için olabilecek süreklilik arz eden yakıt kalitesi ve yetersizliği de gücün enerjiye dönüştürülmesini olumsuz etkilemektedir. Bu sebeple santrallerin kaynak bazında 2014 yılı ortalama emre amade kapasiteleri senaryoda minimum çalışma kapasitesi olarak kullanılmıştır. Verinin hesaplanmasında tüm santraller yakıt bazında değerlendirilmiştir. 2014 yılı kurulu güç ve üretim değerleri TEİAŞ tarafından

yayınlanan 2015 Yılı Kapasite Projeksiyon Raporu'ndan alınmıştır [2]. 2014 yılı üretim değerlerinin detayları için Mavi Kitap'tan [3] faydalanılmıştır. 2014 yılında tüm santrallerin Çizelge 2'de verilen ortalama emre amade değeri ve verimi çarpıldığında 2014 yılı üretim değerleri sağlanmaktadır. Örneğin, 2014 yılında hidroelektrik santrallerinin üretimdeki payı oldukça düşük olup (%16), 2035 yılına kadar bu değer altına düşmeyeceği değerlendirilmiştir. Bunun yanında aynı yıl doğalgazın payının toplam elektrik üretiminde %47,9 olmasından dolayı, doğalgaz santrallerinin minimum çalışma değeri %52,9 olarak bulunan kapasite faktörü olarak değil %35 olarak kabul edilmiştir. Doğalgaz santralleri için yapılan bu kabulün sebebi, doğalgazın toplam üretimdeki payının azaltılabilesini sağlamaktır.

Çizelge 2. 2014 Yılı elektrik üretim değerleri [3]

Yakıt	2014 Yılı Ortalama Emre Amade Kapasite Faktörü [%]	2014 Yılı Kurulu Gücü [MW]	2014 Yılı Elektrik Üretimi [GWh]	2014 Yılı Elektrik Üretiminin Kaynaklara Göre Dağılımı [%]
Asfaltit	0,806	135	954,2	0,4
Biyokütle	0,5679	288	1432,6	0,6
Fuel Oil	0,8212	509	1662,9	0,7
Jeotermal	0,6663	405	2364,0	0,9
Taş Kömürü	0,69	6398	38.693,1	15,3
Hidroelektrik	0,1951	23.664	40.644,7	16,1
Linyit	0,4091	8693	36.615,4	14,5
Nükleer Enerji	MD	MD	MD	MD
Doğalgaz	0,5294	25.632	12.0576	47,9
Rüzgar	0,2692	3957	8520,1	3,4
Güneş	MD	MD	MD	MD

MD: Mevcut değil

Belirtildiği gibi, santrallerin maksimum emre amade kapasiteleri referans kaynak ile belirlenirken, minimum üretim kapasiteleri 2014 yılı üretim değerlerinin kurulu güç ile karşılaştırılması ile oluşturulmuştur. Santral çalışma kapasitelerinin doğalgaz santralleri hariç 2014 yılı verilerinin altına düşmeyeceği kabul edilmektedir. Güneş ve nükleer enerji santrallerinin çalışma faktörü 2014 yılında elektrik üretiminde yer almamalarından dolayı mevcut değildir. Bu santrallerin minimum emre amade kapasite faktörleri kabullere dayanmakta olup, nükleer santraller için bu değer %85,

güneş enerjisi için Türkiye güneşlenme ortalamasının yüksek olmasından dolayı bu değer %15 olarak kabul edilmiştir.

Yatırımın geri dönüş süresinin hesaplanmasında; kabul edilen verim, yatırım ve işletme maliyetleri, yakıt maliyeti minimum ve maksimum emre amade kapasite faktörünün ortalaması ile üretilecek elektriğin 2015 yılı elektrik satış fiyatı ile çarpımı olarak hesaplanmıştır. Fosil yakıtların elektrik satış fiyatı için, elektriğin 2015 yılı ortalama Piyasa Takas Fiyatı (PTF) 143,97 TL/MWh dikkate alınmıştır [51]. Yenilenebilir enerji kaynaklarından üretilerek iletim veya dağıtım sistemine verilen elektrik enerjisi için ise Yenilenebilir Enerji Kaynaklarının Elektrik Enerjisi Üretimi Amaçlı Kullanımına İlişkin Kanununun I sayılı Cetvelinde belirtilen [52] fiyatlar kabul edilmiştir. Bu çerçevede çalışmada santraller için kabul edilen veriler Çizelge 3'te sunulduğu gibidir.

Çizelge 3. Elektrik üretim santral verileri [50]

Yakıt Türü-Santral	Yatırım Maliyeti [2020 yılı \$/kW]	Bakım İşletme Maliyeti [2020 yılı \$/yıl]	Termal Verim [%]	Emre Amade Kapasitesi-Maksimum [%]	Emre Amade Kapasitesi-Minimum [%]	Yatırımın Geri Dönüş Süresi [Yıl]
Taş Kömürü Santrali	1500	44,5	38	85	69	6
Linyit Santrali	1500	44,5	38	85	48	7
Doğalgaz - Türbin	475	21,5	39	85	35	3
Doğalgaz-Kombine Çevrim	900	26,5	60	85	35	3
Biyogaz	2675	101,5	30	70	68	7
Biyokütle	2210	82,5	35	70	68	8
Jeotermal	2470	49	15	72,5	57	3
Taş Kömürü-Süper kritik	1800	62	42	85	69	5
Solar Enerji-Fotovoltaik	1810	24	MD	19	15	9
Rüzgar	1595	40	MD	27	26	8
Hidroelektrik	2280	54,5	MD	30	19	9
Katı Atık	7685	7685	50	65	68	7
Nükleer Enerji	4850	163	33	90	85	MD

MD: Mevcut Değil

3.3 Türkiye Kaynak Potansiyeli

Türkiye doğalgaz ithalatçısı ülke konumunda olup, 2015 yılında toplam doğalgaz tüketiminin %99,22'lik kısmını yurtdışından ithalat ile gerçekleştirmiştir. Elektrik üretimi için kullanılan doğalgaz miktarı toplam tüketiminin %39,6'sıdır. Türkiye doğal gaz ithalatının %84,2'sini boru hatları aracılığı ile, %15,8'ini ise LNG olarak gerçekleştirmiştir [53]. Boru hatları ile sağlanan doğalgaz ithalatında hattın kapasitesi anlaşmanın bitiş tarihine kadar üst sınırlama olarak girilmiştir [42]. Türkiye'nin doğalgaz ithalatı için yaptığı uluslararası anlaşmalar Çizelge 4'te gösterilmiştir.

Çizelge 4. Türkiye uluslararası doğalgaz ithalat anlaşmaları [42]

Mevcut Anlaşmalar	Miktar (Plato) (Milyar m ³ /yıl) (9000 kcal/m ³ 'e baz)	İmzalanma Tarihi	Durumu	Bitiş Tarihi
Cezayir (LNG)	4,4	1988	Devrede	Ekim 2024
Nijerya (LNG)	1,3	1995	Devrede	Ekim 2021
İran	9,6	1996	Devrede	Temmuz 2026
Rusya Federasyonu (Karadeniz)	16,0	1997	Devrede	2025 Sonu
Rusya Federasyonu (Batı)	4,0	1998	Devrede	2021 Sonu
Türkmenistan	15,6	1999	-	-
Azerbaycan (Faz-I)	6,6	2001	Devrede	Nisan 2021
Azerbaycan (Faz-II)	6,0	2011	2017/2018	2032/2033
Azerbaycan (BIL)	0,2	2011	Devrede	2046

Yenilenebilir enerji kaynaklarının potansiyeli ise Çizelge 5'te gösterilmiş olup, ETKB tarafından yayınlanan Mavi Kitap'tan [3] alınmıştır. Güneş ve rüzgar enerjisi potansiyelinin üst limitinin belirlenmesinde 2030 yılına kadar 10 GW güneş enerjisi santrali ve 16 GW rüzgar enerjisi santrali olacağını öngören INDC raporu [7] referans alınmış, 2030 yılından sonra ise bu kaynaklara dayalı santral kapasitesinin her yıl en fazla 1 GW artma potansiyelleri olduğu kabul edilmiştir. Jeotermal enerjiyi kullanarak üretim yapabilecek elektrik santralının potansiyeli 2000 MW olarak kabul

edilmiştir. Biyokütle santrallerinin potansiyeli 20 milyon ton eşdeğer petrol (mtep) olarak değerlendirilmiştir.

Çizelge 5. Türkiye yenilenebilir enerji kaynak potansiyeli [3]

Yenilenebilir Enerji Kaynağı	Potansiyel	Modele Entegre Edilen Potansiyel
Hidrolik	160 TWh/yıl	160 TWh/yıl
Rüzgar	48 GW	16 GW
Güneş Enerjisi	1500 kWh/m ² -yıl	10GW
Biyokütle	20 milyon tep	232.6 TWh/yıl
Jeotermal	31500 MW _t - 2000MW	2000 MW

Taş kömürü ve linyit rezervlerinin miktarı yine Mavi Kitap'tan [3] alınmış olup, ortalama ısı değerlerin kabulünde taş kömürü için Türkiye Taş Kömürü 2015 Sektör Raporu'ndan [54] ve linyit için ETKB resmi sayfasından [55] yararlanılmıştır. Türkiye taş kömürü ve linyit rezervleri ile bu kaynakların çalışmada kabul edilen kalorifik değerleri Çizelge 6'da sunulduğu gibidir.

Çizelge 6. Türkiye taş kömürü ve linyit rezervleri [54] [55]

Kaynak	Görünür	Muhtemel	Mümkün	Toplam	Kalorifik Değer (kcal/kg)
Taş Kömürü (Milyon Ton)	517,5	425	368,4	1310,9	6500
Linyit (Milyon Ton)	13991,5	768,9	4,5	14764,9	2500

3.4 Elektrik Talebi Verileri

Türkiye'nin elektrik enerjisi talep projeksiyonu yüksek talep, referans talep ve düşük talep artışı ile değerlendirilmektedir. ETKB tarafından yayınlanan veriler [3] bu çalışmada kullanılmış, düşük talep projeksiyonu kapsamında belirlenen değerlerin 2015 ve 2016 yılları gerçek tüketim verilerine en yakın değerler olmasından dolayı bu çalışmada kabul edilmiştir. Üç projeksiyon bazında elektrik talep tahminleri Çizelge 7'de verilmiştir.

Çizelge 7. Türkiye elektrik enerjisi talep projeksiyonu [3]

Yıllar	Yüksek Talep [TWh]	Artış [%]	Referans Talep [TWh]	Artış [%]	Düşük Talep [TWh]	Artış [%]
2017	320,47	-	301,16	-	293,15	-
2018	340,58	6,3	318,43	5,7	307,72	5,0
2019	361,81	6,2	336,73	5,7	322,62	4,8
2020	384,22	6,2	355,88	5,7	338,06	4,8
2021	404,22	5,4	374,57	5,3	352,95	4,4
2022	426,61	5,4	393,91	5,2	368,20	4,3
2023	449,32	5,3	413,98	5,1	383,94	4,3
2024	473,10	5,3	435,01	5,1	400,65	4,4
2025	498,01	5,3	456,88	5,0	417,96	4,3
2026	524,08	5,2	479,66	5,0	435,91	4,3
2027	551,37	5,2	503,99	4,9	454,51	4,3
2028	579,93	5,2	528,11	4,9	473,79	4,2
2029	609,81	5,2	533,85	4,9	493,78	4,2
2030	641,08	5,1	580,67	4,8	514,50	4,2
2031	669,10	4,4	606,74	4,5	534,98	4,0
2032	698,23	4,4	633,58	4,4	555,90	3,9
2033	728,48	4,3	661,28	4,4	577,45	3,9
2034	763,98	4,9	689,91	4,3	599,70	3,9
2035	802,12	5,0	719,54	4,3	622,68	3,8

3.5 Fosil Yakıt Fiyatları Verileri

Doğalgaz anlaşmaları gizli kabul edilerek resmi olarak yayınlanmadığından açık kaynak bilgilerinden [43] ve British Petroleum (BP) tarafından yayınlanan istatistik raporundan faydalanılarak [44] İran, Rusya ve Azeri doğalgazı ithalat fiyatları değerlendirilmiştir. Bu kapsamda BP tarafından yayınlanan raporda Ortadoğu için verilen ithalat fiyatı baz alınmış [44], baz fiyatın Rusya'dan ithal edilen doğalgaz ithalat fiyatı olduğu kabul edilmiştir. Açık kaynak bilgileri doğrultusunda İran gazının en pahalı gaz olduğu, fiyat yüksekliğinde daha sonra Rusya ve Azerbaycan'ın geldiği varsayılarak fiyatlar oranlanmıştır [43]. Bu çalışmada ülkeler için doğalgaz ithalat fiyatları belirtilen oranlar doğrultusunda Çizelge 8'de sunulduğu şekilde kabul edilmiştir.

Çizelge 8. Türkiye doğalgaz ithalat fiyatı değerlendirmesi [43] [44]

Ülke	Fiyat		Kabul Edilen Doğalgaz Fiyatı- \$/mBtu
	[\$/Bin m ³]	[\$/m Btu]	
İran	423	9,11	9,41
Rusya	418	9,11	9,11
Azerbaycan	282	9,11	6,07

Linyit fiyatı için Çan Linyit Santrali'nde kullanılan değerler olan alt ısıl değer 2340 kcal/kg, 88,12¢/ton kabul edilmiştir. Bu veri kişisel iletişim kanalı ile temin edilmiştir.

Nükleer santralde kullanılan uranyum için IEA tarafından yayınlanan [56] elektriğin tahmini fiyatına yönelik rapor verileri kullanılmış, uranyumun fiyatı 9,33 USD/MWh kabul edilmiştir.

3.6 Harici Maliyetin Değerlendirilmesi

Harici maliyetin çalışmaya dahil edilmesinde CASES projesinden faydalanılmıştır. Proje, Avrupa Birliği ülkelerinin ortalama ve ayrı ayrı olmak üzere, ülke ve kaynak bazında insana verilen zarar ile çevreye verilen zararları € cent/kWh olarak ayrıntıları ile gösterecek şekilde hazırlanmıştır [34]. Türkiye projeye kömür santrali, linyit santrali ve biyogaz santrali ile katılmış, verilerin eksik olması sebebi ile Avrupa ülkeleri ile aynı kapsamda değerlendirilememiştir. Bu sebeple, tüm kaynakların üretimden kaynaklı harici maliyetinin çalışmaya dahil edilmesi için, verileri Türkiye'ye en yakın ülke bulunarak, o ülke sonuçları Türkiye harici maliyet verileri olarak kabul edilmiştir.

Harici maliyet hesaplamasında CASES projesinde kullanılan denklemden (Eş.1) yola çıkılmıştır. Bu denklemde harici kirleticilerinin etkilerini ülke bazında değerlendirmek için, ülkelerin doğal alan miktarını (yeşil alan, tarım alanı, nehir, göl vb.), ekosistemlerinin asidifikasyon ve ötrafikasyon eğilimlerini ve ekonomik durumlarını temsil eden parametreler ile maliyet değeri hesaplanmıştır.

$$VPDF_{i,r} = dPDF_i \times RC \times PPS_r \times SNA_r \times PRES_r \quad (\text{Eş. 1})$$

- VPDF: Kirleticinin her bir birim ağırlığı (kg) başına ekosisteme verdiği zarar (€/kg m²)-(Unit value of ecosystem damage per kg deposition of pollutant)
- dPDF: Birim ağırlıktaki bir kirleticinin zarar verme potansiyeli (PDF/kg) (Change in Potentially Disappeared Fraction)
- RC: Almanya için restorasyon maliyeti (0.49 €/PDF m²) (Restoration cost in Germany)
- PPS: Ülkelerin satın alma gücü standartı (Power Purchasing Standart)
- SNA: Ülkelerin doğal alanının toplam alana oranı (Share of natural land in total land area of country)
- PRES: Ülkenin asidifikasyon ve ötrafikasyon değerleri (Background acidification and eutrophication pressure index for country)
- i: Kirletici madde (SO_x, NO_x, or NH₃)
- r: Ülke (Country)

Projede Türkiye için yalnızca linyit ve taş kömürü harici maliyetleri belirlenmiş ve bu değerler için ayrı ayrı 3,35 \$/kWh verilmiştir. Bu kapsamda Türkiye için harici maliyetlerin belirlenmesinde, Eş.1'de verilen formül kullanılarak, öncelikle doğal alan oranı ile asidifikasyon ve ötrafikasyon değerleri Türkiye'ye en yakın olan ülke belirlenmiştir.

İlk aşamada tüm ülkelerin linyit ve taş kömürü harici maliyetleri listelenmiştir. Projede değerlendirilen ülkelerin taş kömürü ve linyit harici maliyet değerleri, yine projede verilen her bir ülkenin kendi Satın Alma Gücü Standartlarından (Power Purchasing Standart- PPS) arındırılmıştır.

Bu işlem ile ülkelerin doğal alan oranı, asidifikasyon ve ötrafikasyon değerlerin çarpımı olan arındırılmış VPDF (Eş. 2) değerine ulaşılmıştır.

$$\text{Arındırılmış } VPDF_{i,r} = dPDF_i \times RC \times SNA_r \times PRES_r \quad (\text{Eş. 2})$$

Daha sonra ülkelerin Arındırılmış VPDF değerleri, Türkiye'nin projede verilen PPS değeri ile çarpılmış (Eş. 3) ve Türkiye'nin linyit ve taş kömürü değerlerine en yakın sonucu veren ülkeler Çizelge 9'da gösterilmiştir. Türkiye için verilen taş kömürü ve linyit değerlerine en yakın sonucu veren ülke aradaki fark üzerinden belirlenmiştir.

$$VPDF_{i,TR} = dPDF_i \times RC \times PPS_{TR} \times SNA_{TR} \times PRES_{TR} \quad (\text{Eş. 3})$$

Çizelge 9. Türkiye harici maliyet hesaplaması [34]

Ülke	Kaynak	Harici Maliyet [kWh]	PPS (CASES) (Eş. 1)	Harici Maliyet/PPS (Eş.2)	Arındırılmış Harici Maliyet x Türkiye PPS (Eş.3)	Fark
Türkiye	Linyit	3,3500	0,51			
	Taş Kömürü	3,3500				
EU27 (ortalama)	Linyit	2,9693	0,92	3,2275	1,646	1,70
	Taş kömürü	3,1352		3,4079	1,737	1,61
Çek Cumhuriyeti	Linyit	3,4115	0,51	6,6890	3,411	0,06
	Taş Kömürü	3,7166		7,2870	3,716	0,36
Polonya	Linyit	3,0721	0,49	6,2695	3,197	0,15
	Taş Kömürü	3,2518		6,6360	3,384	0,03

Bu hesaplamalar sonucunda, ülkemizin linyit ve taş kömürü harici maliyetine en yakın çıkan sonucu veren ülke Polonya olup; ortalama sapması %2'dir.

Türkiye için harici maliyeti hesaplanarak kullanılan verilerin detayları EK-2'de sunulmuştur. Çizelge 10'da, üretilen kWh elektrik için öngörülen harici maliyetler yakıt bazında özet olarak gösterilmektedir. Jeotermal ve biyogaz ile üretim yapan santrallerin harici maliyeti doğalgaz kombine çevrim santrali maliyeti ile aynı kabul edilmiştir.

Çizelge 10. Elektrik üretim santralleri harici maliyetleri [€/kWh] [34]

Teknoloji	Harici Maliyet [€/kWh]
Hidrolik, Nehir tipi <100MW	0,056
Hidrolik, Nehir tipi-10MW	0,079
Rüzgar	0,080
Hidrolik, baraj tipi-rezervuarlı	0,098
CSP	0,129
Nükleer Enerji	0,160
Güneş Enerjisi-FV	0,921
Doğalgaz Kombine Çevrim Santrali	1,609
Jeotermal Enerji	1,609
Biyogaz	1,609
Atık	2,478
Doğalgaz-Gaz Türbünü	2,54
Linyit	3,38
Taş Kömürü	3,80

3.7 Karbon Salımı Verileri

Çalışmada her santralin MWh üretim başına yaydığı CO₂ salımının hesaplanması sağlanmıştır. Bu kapsamda yakıt bazında CO₂ salım faktörleri Çizelge 11’de gösterildiği şekilde programa dahil edilmiştir [45]. Bu datanın modellemeye dahil edilmesi ile senaryonun en maliyet etkin sonucu üretirken karbon salımını da göstermesi sağlanmıştır. Nükleer enerji santrallerinin elektrik üretiminde diğer fosil yakıtlı santrallerin aksine CO₂ üretmediği kabul edilmiştir [57].

Çizelge 11. Yakıt bazında CO₂ salım faktörleri (kgCO₂/MWh) [45]

Katı Atık	Doğalgaz	Fuel Oil	Linyit	Dizel	Nafta	Taş Kömürü	Jeotermal
373	374	755	1080	805	461	1018	185

INDC raporu salım azaltım oranları kapsamında, elektrik üretiminden kaynaklı CO₂ salımının toplam salımındaki payının yaklaşık %30 olması göz önünde bulundurulmuştur. Elektrik üretiminden kaynaklı CO₂ salımı azaltım oranları Çizelge 12’de sunulduğu şekilde yıl bazında hesaplanmıştır. INDC raporunun 2030 yılına kadar olan hedefleri dikkate almasından ancak modellemenin ise 2035 yılına kadar

olan periyodu kapsamından dolayı, 2030 yılından sonra enerji üretiminden kaynaklı CO₂ salımının her yıl toplamda 1 birim değişeceği kabul edilmiştir.

Çizelge 12. Yıl bazında salım azaltım hedefleri [8] [7]

Yıl	INDC Olağan Durum Senaryosu [mton CO ₂]	INDC Salım Azaltım Senaryosu [mton CO ₂]	Salım Azaltım Oranı [%]	Elektrik Üretiminden Kaynaklı CO ₂ Azaltım Oranı [%]
2015	477	449	6	1,80
2016	516	481	7	2,11
2017	555	511	8	2,42
2018	595	541	9	2,74
2019	634	571	10	3,05
2020	673	599	11	3,36
2021	725	639	12	3,63
2022	777	678	13	3,90
2023	830	716	14	4,17
2024	882	754	15	4,44
2025	934	790	16	4,71
2026	982	820	17	5,05
2027	1030	849	18	5,39
2028	1079	877	19	5,73
2029	1127	903	20	6,06
2030	1175	929	21	6,40
2031*	MD	MD	22	6,74
2032*	MD	MD	23	7,08
2033*	MD	MD	24	7,41
2034*	MD	MD	25	7,75
2035*	MD	MD	26	8,09

MD: Mevcut Değil

*2030 yılından sonraki değerlerin her yıl 1 birim artacağı kabul edilmiştir.

3.8 Bölüm Sonucu

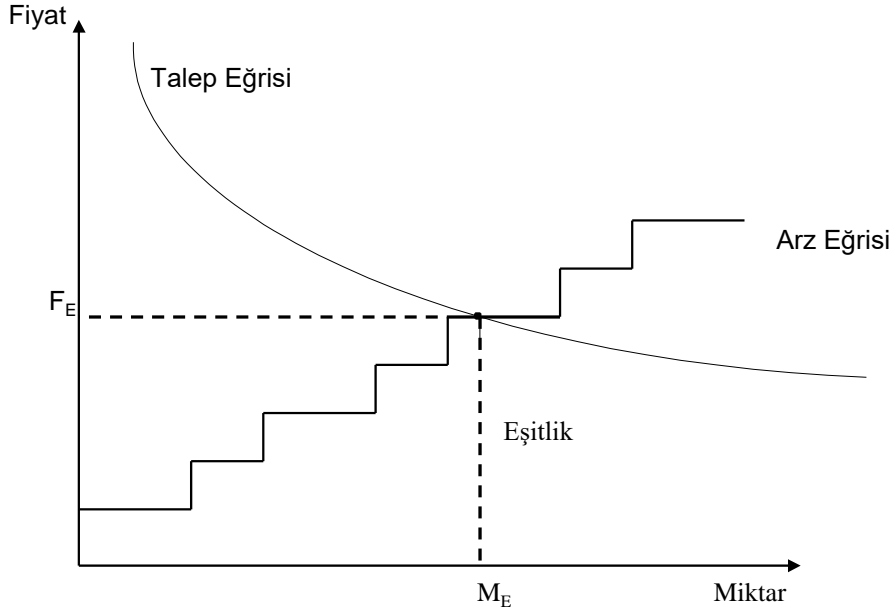
Bu bölümde çalışma yöntemi ve çalışmada kullanılan veriler anlatılmıştır. Türkiye elektrik üretim santrallerinin belirlenmesi, santraller için kullanılan veriler, santrallerin emre amade kapasitelerinin belirlenmesi, elektrik kaynak potansiyeli ve ticari anlaşmaların verileri, fosil yakıtların fiyatlarında kullanılan veriler, harici maliyetin hesaplanmasında kabul edilen değerler ile karbon salım verilerinden bahsedilmiş, çalışmada kullanılan kabullerin referansları eklenmiştir.

4. MODELLERİN OLUŞTURULMASINDA KULLANILAN YÖNTEM

Bu bölümde; çalışmada kullanılan Answer-Times modelleme programı açıklanmış, çalışma kapsamında oluşturulan senaryoların kabulleri ve varsayımları detaylandırılmıştır.

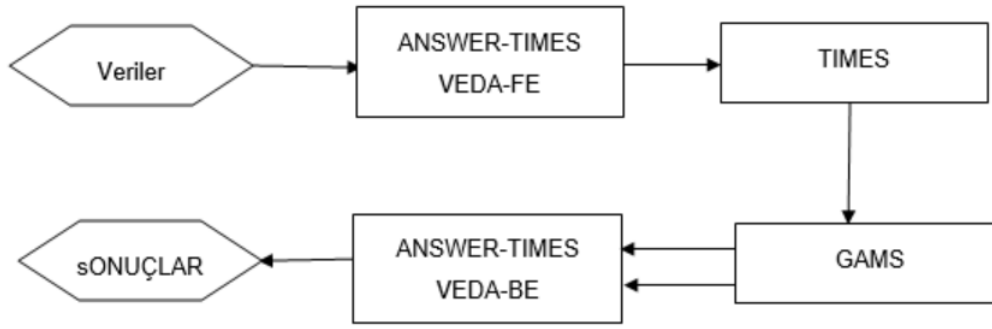
4.1 Answer Times Modelleme Programı

TIMES yazılımı arz tarafını etkileyen ticari olanaklar, kaynak potansiyeli, hedef sınırlaması gibi parametreler ile talep tarafını etkileyen ve etkisi değerlendirilmek istenen kişi başına düşen gayri safi yurt içi hasıla (GSYİH), nüfus vb. parametreleri, senaryoları, teknolojileri ve ekonomik yaklaşım parametrelerini değerlendirerek Şekil 7’de sunulduğu şekilde talep ve arzı en maliyet etkin sonuç ile optimize eder. Program talep tarafı odaklı olmayıp, arz tarafını yönetmeye odaklıdır.



Şekil 7. Times referans arz-talep eğrisi [12]

Programa Answer-TIMES ya da VEDA-FE ara yüzü ile girilen veriler, Şekil 8’de gösterildiği gibi TIMES programı kullanılarak modellenir, optimizasyon GAMS programı ile çözülür ve Answer-TIMES ya da VEDA-BE programı ile kullanıcının değerlendirebileceği şekilde sonuçlar üretilir. Bu çalışmada VEDA-BE programı da senaryo sonuçlarının karşılaştırılmasında kullanılmıştır.



Şekil 8. Answer-TIMES programının çalışma sistemi [16]

Sistemin toplam maliyet hesaplamasında temel olarak Eş. 4 kullanılmaktadır [58].

$$LEC = \frac{\sum_{t=1}^n \frac{IC_t}{(1+r)^{t-1}} + \frac{OC_t + VC_t + \sum_i FC_{i,t} + FD_{i,t} + \sum_j ED_{j,t}}{(1+r)^{t-0,5}} - \frac{\sum_k BD_{k,t}}{(1+r)^{t-0,5}}}{\sum_{t=1}^n \frac{\sum_m MO_{m,t}}{(1+r)^{t-0,5}}} \quad (\text{Eş. 4})$$

Bu eşitlikte,

LEC: Seviyelendirilmiş Maliyet (Levelized cost)

IC_t: t yılının başlangıcında yatırım maliyetleri (investment expenditure in (the beginning of) year t), USD

OC_t: t yılındaki sabit işletme giderleri (fixed operating expenditure in year t), USD

VC_t: t yılındaki değişken işletme giderleri (variable operating expenditure in year t), USD

FC_{i,t}: t yılında i yakıtına özel işletme giderleri (fuel-specific operating expenditure for fuel i in year t), USD

FD_{i,t}: t yılında i yakıtı satın alma giderleri (fuel-specific acquisition expenditure for fuel i in year t), USD

ED_{j,t}: j emisyonunun i yılındaki salım maliyeti (emission-specific allowance expenditure for emission j in year t), USD

BD_{k,t}: t yılında k emtiasının üretilmesinde elde edilen gelir (revenues from by-product k in year t), USD

$MO_{m,t}$:	t yılında m emtiasının üretimi (output of main product m in year t), USD
t:	Periyodun başlangıç yılı
n:	Periyodun bitiş yılı
r:	İskonto oranı (discount rate)
i:	Yakıt türü
j:	Yakıt emisyon türü
k:	Yan ürün yakıtlar
m:	Ana Ürün

4.2 Senaryoların Oluşturulması

Bu kısımda modellemede kullanılan senaryolar açıklanmıştır. Senaryolar “eğer” ve “ulaşmak için” şeklindeki kabuller ile oluşturulmuş, istenilen hedefe ulaşılması için yapılması gerekenler ve/veya etkisi değerlendirilmek istenen parametreler detaylandırılmıştır. Senaryolar temel olarak *Olağan Senaryo* ve *İdeal Senaryo* olarak iki gruba ayrılmıştır. Tüm senaryolarda Türkiye kaynak potansiyeli ve doğalgaz ithalat anlaşmaları üst limit olarak değerlendirilmiştir.

4.2.1 Olağan Senaryolar

Olağan Senaryolar'ın oluşturulmasında, Türkiye'nin elektrik üretiminin en maliyet etkin olacak şekilde optimizasyonu için, tüm santrallerin minimum ve maksimum kapasite faktörü aralığında çalışacağı ve tahmin periyodunda hiçbir santralin kapatılmayacağı kabul edilmektedir. *Olağan Senaryolar*'da modellemeye herhangi bir ek kısıtlama ve girdi yapılmamakta, mevcut kaynak potansiyeli ve ticari imkanlar kullanılarak 2035 yılına kadar en maliyet etkin elektrik üretimi optimize edilmektedir. *Olağan Senaryolar*; harici maliyet dahil edilmiş ve edilmemiş olmak üzere ve talebin düşürülmesinin etkisinin ölçülmesi ve yerli kaynak kullanımının etkisinin gösterilmesi üzerine dört modelde oluşturulmuştur.

4.2.1.1 Olağan Senaryo (OS)

Olağan Senaryo (OS) kapsamında, 2015 yılında mevcut olan santraller sadece yatırım maliyetleri, bakım işletme maliyetleri ve yakıt maliyetleri ile değerlendirilmişlerdir. Bu senaryo ile elektrik üretiminin maliyet etkin modellenmesinde, hiçbir kısıtlama ya da hedef olmaksızın, elektrik üretim santrallerinin yalnızca yatırım ve işletme giderleri dikkate alınmıştır. Mevcut santrallerin kapatılmayacağı, santrallerin minimum ve maksimum çalışma kapasite faktörleri arasında üretim yapacağı kabul edilmiştir.

4.2.1.2 Harici Maliyet Eklenmiş Olağan Senaryo (HME_OS)

Bu senaryo OS temelli olup, 2015 yılında mevcut olan her santral, ürettiği birim elektrik başına Bölüm 3.6'da sunulan harici maliyet değerleri ile modele girilmiştir. Bu senaryoda, elektrik üretiminin maliyet etkin modellenmesi, hiçbir kısıtlama ya da hedef olmaksızın, çevreye ve insanlara verilen zararın maliyeti de dikkate alınarak optimize edilir. Mevcut santrallerin kapatılmayacağı ve santrallerin minimum ve maksimum çalışma kapasite faktörleri aralığında çalışacağı temel alınarak modelleme yapılmıştır.

4.2.2 İdeal Senaryolar

İdeal Senaryolar'da, ulaşılması istenilen hedef kapsamında mevcut santrallerin kapatılabileceği, kapanan santrallerin yerine hedefi gerçekleştirmeye yönelik yeni santrallerin kurulabileceği kabul edilmektedir. *İdeal Senaryolar*'da modellemeye Bölüm 3.7'de detayları verilen CO₂ salım azaltım hedefleri yıl bazında kısıtlama olarak eklenmektedir. Bu senaryoların optimizasyonu ile belirlenen hedefe ulaşılması önceliğiyle, mevcut kaynak potansiyeli ve ticari imkanlar kullanılarak en maliyet etkin çözüm 2035 yılına kadar üretilmektedir. *İdeal Senaryolar* harici maliyet dahil edilmiş ve edilmemiş olmak üzere iki modelde oluşturulmuştur.

4.2.2.1 İdeal Senaryo (İS)

İdeal Senaryo (İS)'da, elektrik üretim santralleri sadece yatırım maliyetleri ve işletme maliyetleri ile değerlendirilmişlerdir. Bu senaryoda Türkiye CO₂ salım azaltım hedefi kapsamında gerekirse mevcut santrallerin kapatılabileceği kabul edilir. Bu sebeple

elektrik üretim santrallerinin yalnızca maksimum çalışma kapasite faktörleri temel alınarak modelleme yapılmıştır.

4.2.2.2 Harici Maliyet Eklenmiş İdeal Senaryo (HME_İS)

Bu senaryo İS temellidir ve mevcut olan her santral için, yakıt kaynağına göre ürettiği birim elektrik başına Bölüm 3.6'da sunulan harici maliyet değerleri modele dahil edilmiştir. Bu senaryo ile elektrik üretiminin maliyet etkin modellenmesinde, CO₂ salım azaltım hedefine ulaşılrken, çevreye ve insanlara verilen zararın maliyeti de dahil edilerek optimizasyon yapılacaktır. Mevcut santrallerin hedefe ulaşmak için kapatılabileceği kabul edilerek ve santrallerin sadece maksimum çalışma kapasite faktörünü dikkate alarak oluşturulmuştur.

4.2.3 Düşük Talep Senaryosu (DTS)

Düşük Talep Senaryosu'nda (DTS) Bölüm 3.4' te sunulmuş olan ve modellemede kabul edilen tahmini talep değerleri, 2017 yılından itibaren her yıl için %15 azaltılmıştır. Hem arz, hem de talep tarafının yönetilmesini öngören DTS, OS kapsamında değerlendirilmiş, tüm santrallerin minimum çalışma kapasitesinde çalışacağı kabul edilmiş, harici maliyet eklenmemiş ve maliyet etkinlikte talep yönetiminin etkisi gösterilmeye çalışılmıştır.

4.2.4 Yerli Kaynakların Kullanımı Senaryosu (YKKS)

Yerli Kaynakların Kullanımı Senaryosu'nda (YKKS) Türkiye'nin yerli yakıt kaynaklarının kullanımı değerlendirilmiştir. Rüzgar enerjisinin elektrik üretimindeki toplam payının %5'in altına düşmeyeceği, güneş enerjisinin elektrik üretimindeki payının kademeli olarak artacağı ve 2030 yılında %4 olacağı, linyit kaynaklarının kullanımının ise kademeli olarak artacağı ve 2030'dan sonra %25'ten aşağı düşmeyeceği kabul edilmiştir.

4.2.5 Bölüm Sonucu

Bu bölümde hedef bazlı veya kabul bazlı olarak oluşturulan senaryoların temel esaslarından ve kabullerinden bahsedilmiştir. *Olağan Senaryolar* santrallerin üretiminin tamamen durdurulamayacağı ve en az kabul edilen minimum emre

amade kapasite faktörlerinde çalışacağı, *İdeal Senaryolar* ise hedefe yönelik olarak gerektiğinde santrallerin kapatılabileceği esasına göre oluşturulmuştur. Olağan ve İdeal senaryolar harici maliyet eklenmiş ve eklenmemiş olarak modellenmiştir. Ayrıca Olağan Senaryo temelli oluşturulan *Düşük Talep Senaryosu* ve *Yerli Kaynakların Kullanımı* senaryolarının kabulleri anlatılmıştır.

5. SENARYOLARIN SONUÇLARI

Bu bölümde Answer-TIMES programı kullanılarak gerçekleştirilen modellemelerin sonuçları, üretimin kaynak dağılımı, CO₂ salımı, toplam maliyetin net bugünkü değeri (NBD), elektrik fiyatına etkileri ve yatırım planlaması bazında değerlendirilmiştir. Senaryo sonuçlarının maliyetinin NBD'i, OS net bugünkü değerine indekslenerek karşılaştırma yapılmıştır. Elektrik fiyatlarının yıl bazında değişimi ise yine OS 2015 yılı elektrik fiyatına indekslenerek gösterilmiştir.

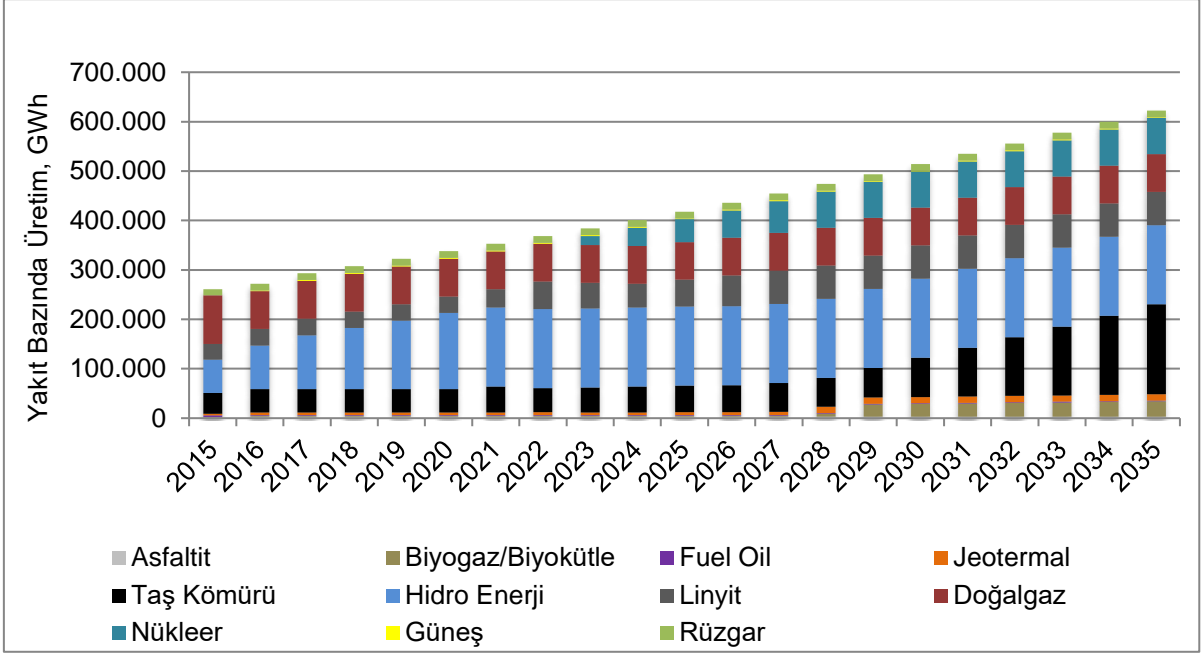
5.1 OS Sonuçları

OS, herhangi bir salım sınırlaması ya da yenilenebilir enerji kaynaklarına dair hedef ile modellenmediğinden, maliyet etkin optimizasyon verim, yatırım maliyeti ve işletme maliyeti parametreleriyle değerlendirilmektedir.

5.1.1 OS Elektrik Üretim Modellemesi

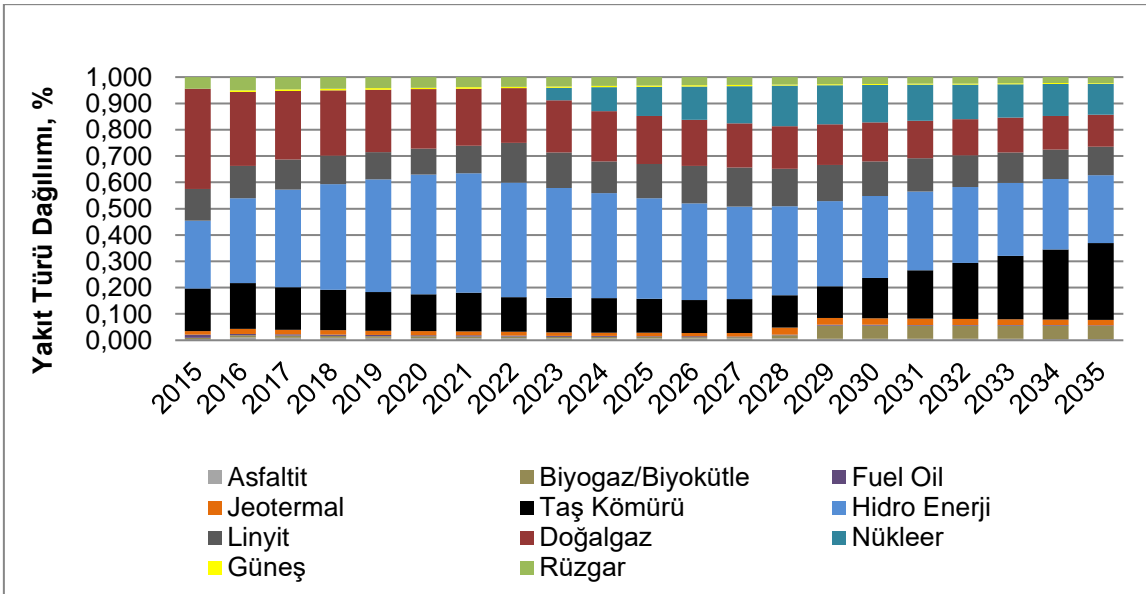
OS için elektrik üretimi maliyet etkin olarak optimize edildiğinde, hidroelektrik ve jeotermal enerji kaynaklarının tamamı öncelikli olarak kullanılmakta, linyit, taş kömürü ve biyokütle santrallerinin payı Şekil 9'da sunulduğu gibi yıllara sari arttırılmakta, doğalgazın payı ise yıllara sari azaltılmaktadır. Detaylı veriler Çizelge EK-3 1 ve Çizelge EK-3 2'de verilmiştir.

Optimizasyon ile hidroelektrik santrallerinin potansiyelinin tamamı 2021 yılına kadar kullanılmıştır ve 2035 yılına kadar tüm potansiyel kullanılmaya devam edilmiştir. Benzer şekilde jeotermal enerji potansiyeli 2021 yılı itibari ile tümü ile kullanılmıştır. Taş kömürü ve linyit kaynaklarının kullanımı kademeli olarak her yıl arttırılmıştır. Optimizasyon sonuçlarında asfaltit, fuel oil, doğalgaz, güneş ve rüzgar kaynaklarının minimum kapasite ile kullanıldığı görülmüştür.



Şekil 9. OS elektrik üretim optimizasyonu

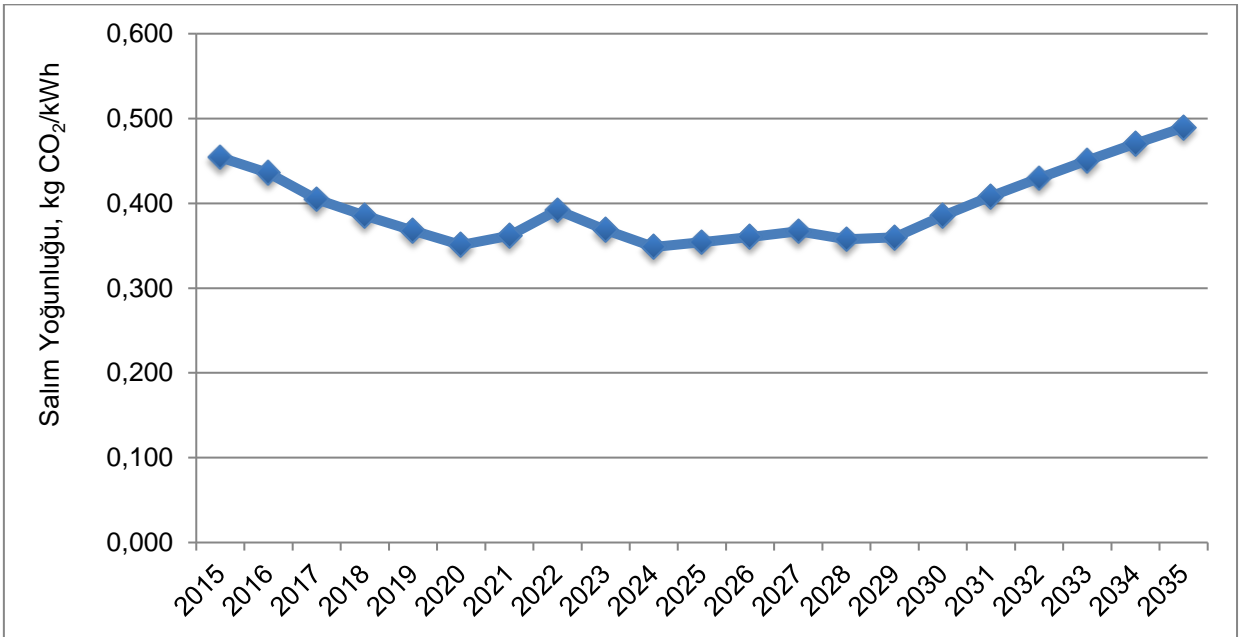
OS kapsamında elektrik üretiminin yakıt kaynağı bazında dağılımı Şekil 10'da gösterilmiş olup, detaylı verileri Çizelge EK-3 3 ve Çizelge EK-3 4'te sunulmuştur. 2023 yılından itibaren nükleer enerji santralleri devreye alınmakta, artan talebi karşılamada 2030 yılından sonra taş kömürü ve biyoyakıtlar kullanılmaktadır. Güneş enerjisinin payı bu senaryoda maliyet etkin olarak değerlendirilmediğinden arttırılmamıştır.



Şekil 10. OS elektrik üretiminin yakıt bazında dağılımı

5.1.2 OS CO₂ Salım Değerleri

OS optimizasyonunda, CO₂ salımı 2022 yılında taş kömürü ve linyit santrallerinin elektrik üretimindeki payının artırılmasından dolayı keskin bir artış göstermekte, 2023 yılından sonra kademeli olarak devreye alınan nükleer enerji santrallerinden dolayı düşmeye başlamakta, 2032 yılından sonra ise artan talebin karşılanmasında biyokütle ve taş kömürü kaynaklarının kullanılmasından dolayı CO₂ salımı tekrar artmaya başlamaktadır. OS sonucu ortaya çıkan CO₂ salım yoğunluğu Şekil 11’de gösterildiği gibi olup, detayları Çizelge EK-3 5 ve Çizelge EK-3 6 ile verilmiştir. 2015 yılından 2035 yılına kadar elektrik üretiminden kaynaklı toplam salım 3.585.430 bin tondur. Karbon salımının yıllara sair salım çizelgesi EK-3’te Çizelge EK-3 7 ve Çizelge EK-3 8 ile sunulmuştur.

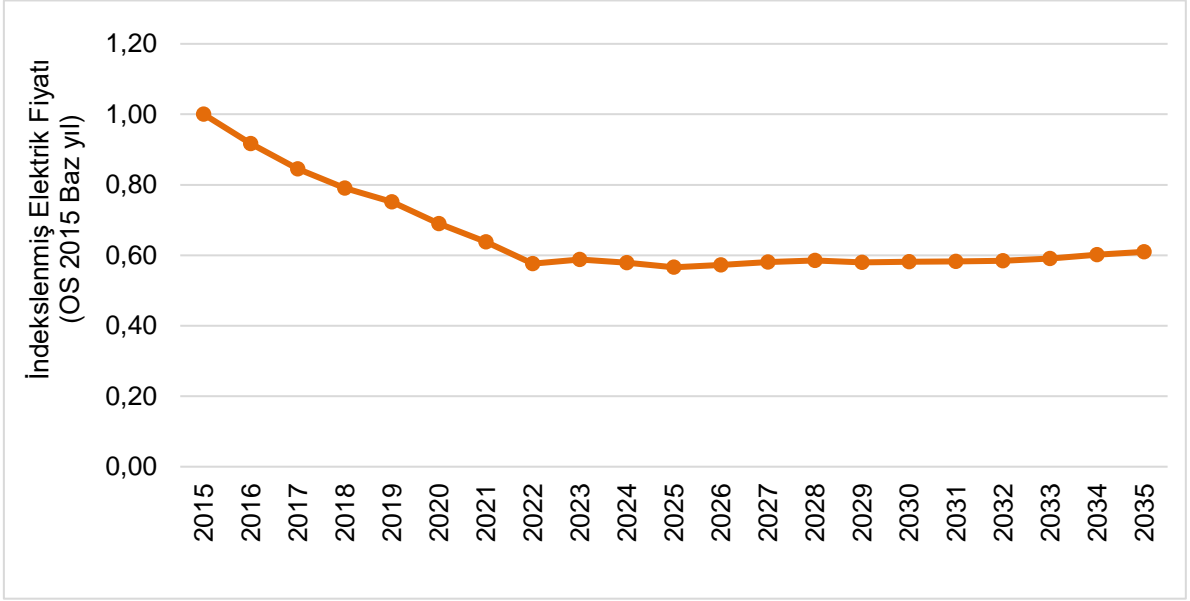


Şekil 11. OS yıllık CO₂ salım yoğunluğu

5.1.3 OS Yatırım Planlaması

OS'nun modellenmesi ile gerekli olan yatırım planlaması kapsamında kurulması gereken santraller Çizelge EK-3 8 ve Çizelge EK-3 9'da sunulmuştur. OS'nun toplam maliyetinin Net Bugünkü Değeri (NBD) kendisine indekslenerek 1 olarak kabul edilmiştir. Diğer senaryoların toplam maliyetleri de OS maliyetine indekslenerek referans gösterge sağlanabilecektir. OS 2015 yılı elektrik fiyatı

referans fiyat kabul edilmiş, diğer yılların elektrik fiyatı, referans fiyata indekslenerek fiyat artışı ve ya azalışı değerlendirilmiştir. Bu kapsamda 2015 yılından önce kurulmuş ve geri ödeme süresi dolmamış santrallerin yatırım maliyetleri, yıllık işletme maliyetleri ve yakıt maliyeti elektrik fiyatlarını aşağıda sunulu şekilde değiştirmektedir. OS ile üretilen elektriğin birim fiyatı, 2015 yılı OS elektrik TL/kWh fiyatına indekslendiğinde çıkan grafik Şekil 12’de sunulmuştur.



Şekil 12. OS indekslenmiş elektrik fiyatı

Elektrik fiyatları OS 2015 yılı elektrik fiyatı baz alınarak indekslendiğinde 2035 yılına kadar maliyet etkin olacak şekilde optimizasyonunun değerleri Çizelge 13 ve Çizelge 14 ile sunulmuştur. Model, en maliyet etkin olacak şekilde senaryoyu optimize ettiği için elektrik fiyatı azalmakta, 2034 yılından sonra artan talebe binaen kurulan santrallerin kapasitesinin fazla olması, dolayısı ile maliyetin artması sebebiyle elektrik fiyatı artış göstermektedir.

Çizelge 13. OS indekslenmiş elektrik fiyatı 2015-2025

Yıl	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
İndekslenmiş Fiyat	1,00	0,92	0,84	0,79	0,75	0,69	0,64	0,58	0,59	0,58	0,57

Çizelge 14. OS indekslenmiş elektrik fiyatı 2016-2035

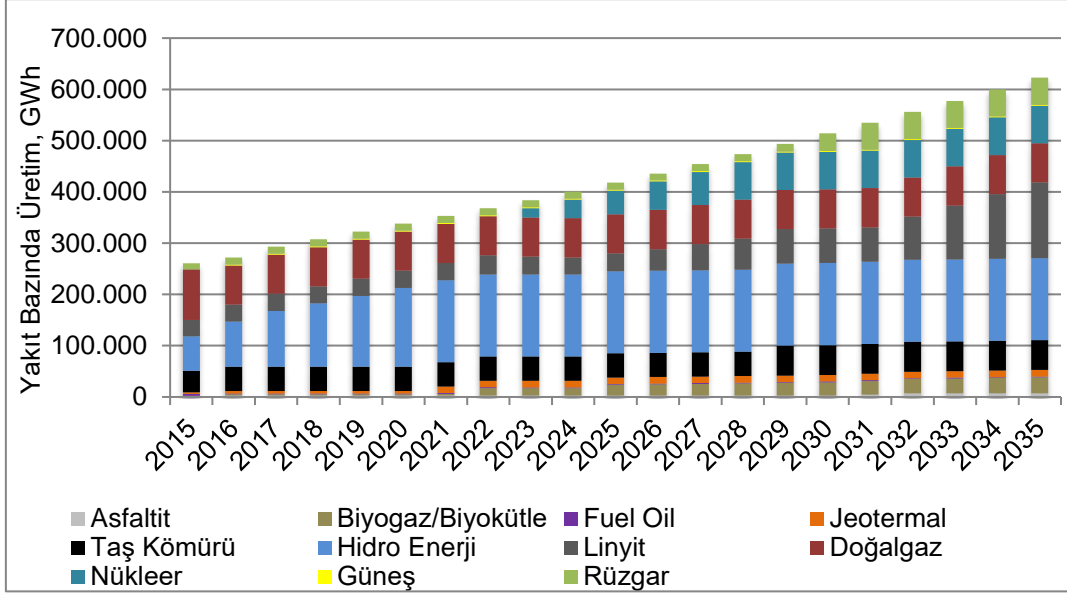
Yıl	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
İndekslenmiş Fiyat	0,57	0,58	0,59	0,58	0,58	0,58	0,58	0,59	0,60	0,61

5.2 HME_OS Sonuçları

HME_OS, yatırım ve işletme maliyetlerine ek olarak santrallerin ürettiği birim elektrik için ortaya çıkan harici maliyetin etkisini göstermek üzerine modellenmiştir. Herhangi bir salım sınırlaması ya da yenilenebilir enerji kaynaklarına dair hedef girilmemiş olduğundan olağan koşullardaki en maliyet etkin planlama, tüm santrallerin minimum kapasite faktörlerinde çalışacağı kabul edilerek değerlendirilmiştir. Optimizasyonun NBD'i, OS toplam maliyetinin NBD'ine indekslenerek mukayese edilmiştir. Aynı şekilde elektrik fiyatları da OS 2015 yılı elektrik fiyatına TL/kWh indekslenerek gösterilmiştir.

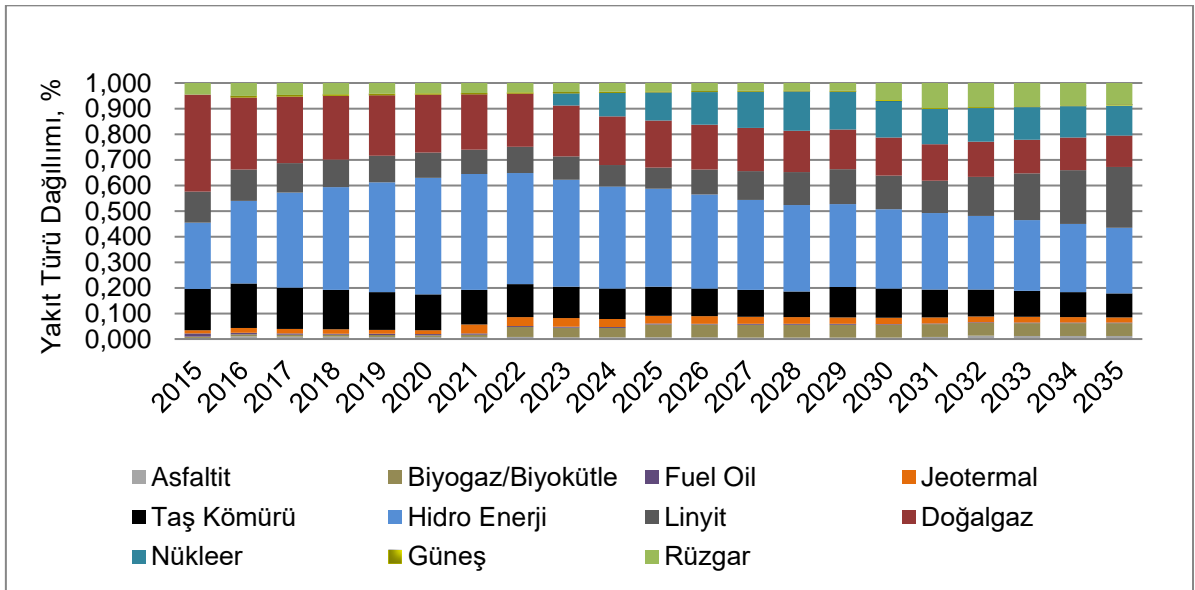
5.2.1 HME_OS Elektrik Üretim Modellemesi

HME_OS için elektrik üretimi maliyet etkin olarak optimize edildiğinde, hidroelektrik, biyoyakıt ve jeotermal enerji kaynakları talebi karşılamada öncelikli olarak arttırılmaktadır. Şekil 13'te ve Çizelge EK-3 11 ile Çizelge EK-3 12'de sunulduğu gibi, HME_OS'da taş kömürü yerine linyit santralleri önceliklendirilmektedir. CASES projesi kapsamında, Türkiye kabulleri için kullanılan linyitten üretilen elektriğin kWh başına kabul edilen harici maliyet değerinin taş kömüründen düşük olması ve linyit rezervlerinin daha fazla olması buna etkindir. Rüzgar enerjisinin payı 2029 yılından itibaren arttırılmaya başlamıştır.



Şekil 13. HME_OS elektrik üretim optimizasyonu

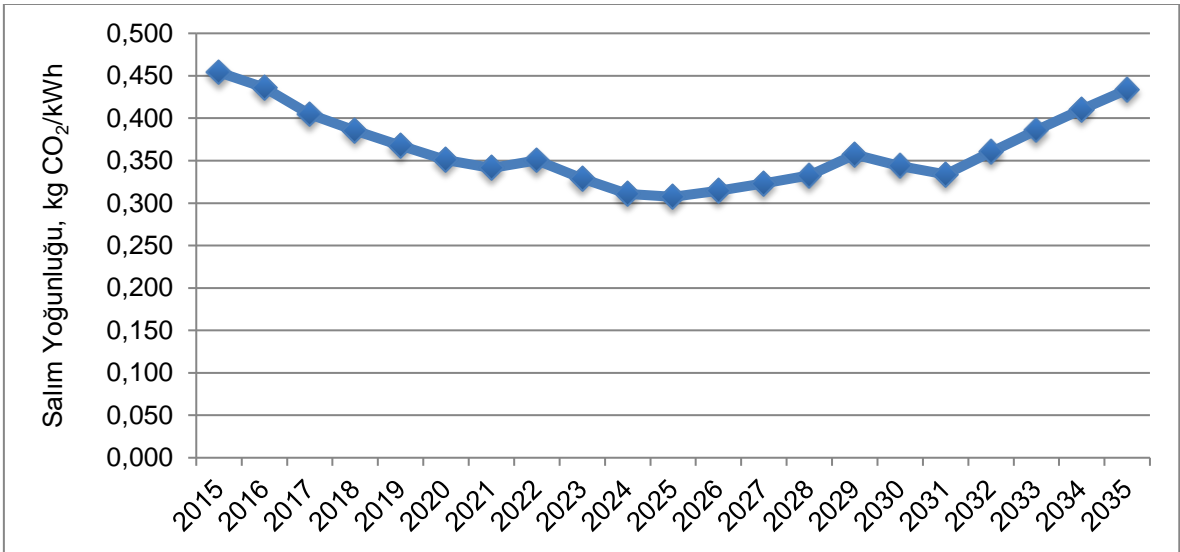
HME_OS kapsamında elektrik üretiminin yakıt kaynağı bazında dağılımı Şekil 14'te gösterilmiş olup, detaylı verileri Çizelge EK-3 13 ve Çizelge EK-3 14 ile sunulmuştur. Nükleer santrallerin devreye alınması, hidroenerji kaynakları ile üretimin daha ucuz olması ve rüzgar santrallerinin harici maliyetin etkisi ile daha maliyet etkin olarak değerlendirilmesi ile doğalgaz santrallerinin payı yıllara sari düşürülmüş ve bu santraller minimum emre amade kapasite faktörü ile çalıştırılmıştır.



Şekil 14. HME_OS elektrik üretiminin yakıt bazında dağılımı

5.2.2 HME_OS CO₂ Salım Değerleri

HME_OS optimizasyonunda CO₂ salımı, hidroelektrik ve jeotermal enerji kaynaklarının payının artırılmasından dolayı 2022 yılına kadar düşüş göstermekte, 2022 yılından itibaren biyokütle ve linyit kaynaklarının artırılmasından dolayı artmaya başlamakta, ancak 2023 yılında nükleer santrallerin devreye alınması ile tekrar düşmektedir. 2029 yılında artan talebi karşılamak için linyit ve taş kömürü santrallerinin sayısı yine arttırılmakta, bu sebeple CO₂ salım yoğunluğu keskin bir artış göstermektedir. Ancak 2031 yılından sonra artan talebin karşılanmasında temiz enerji kaynaklarının kullanımı maliyet etkin olmadığından, kullanılan taş kömürü, asfaltit ve linyit santralleri salım yoğunluğunu arttırmaktadır. HME_OS sonucu ortaya çıkan CO₂ salım yoğunluğu Şekil 15, Çizelge EK-3 15 ve Çizelge EK-3 16 ile gösterildiği gibi olup, 2015 yılından 2035 yılına kadar elektrik üretiminden kaynaklı toplam salım 3.252.635 bin tondur. Karbon salımının yıl bazında değişimi Çizelge EK-3 17 ve Çizelge EK-3 18'de sunulmuştur.



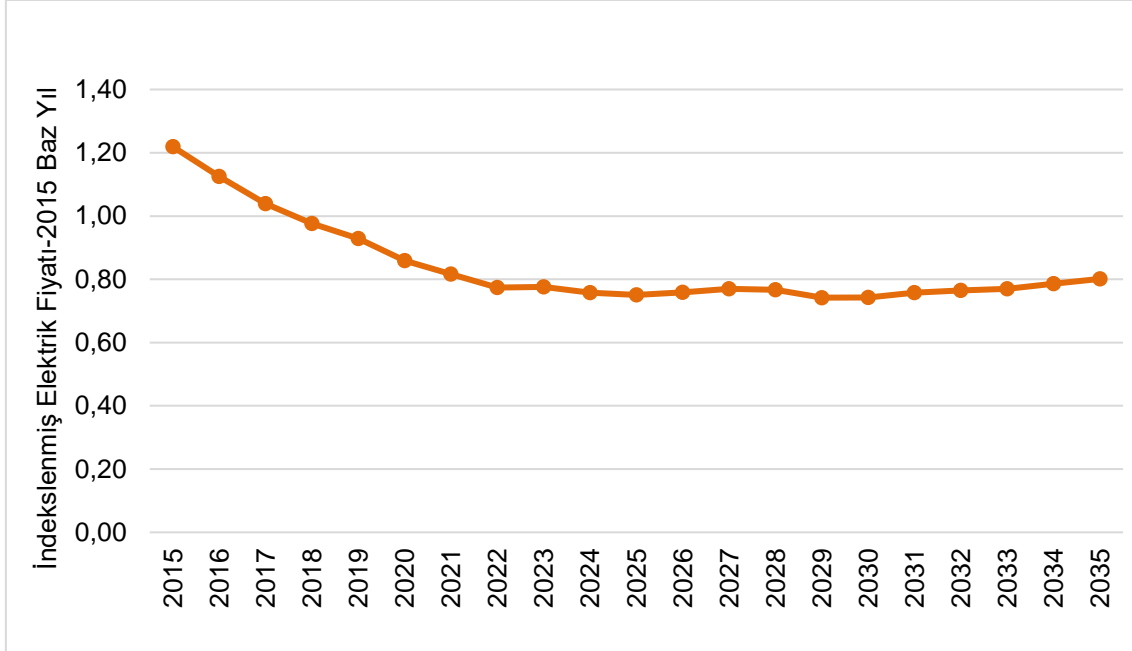
Şekil 15. HME_OS yıllık CO₂ salım yoğunluğu

5.2.3 HME_OS Yatırım Planlaması

HME_OS modellenmesi ile yatırım planlaması kapsamında kurulması gereken santraller Çizelge EK-3 19 ve Çizelge EK-3 20'de sunulmuştur. HME_OS toplam maliyetinin NBD'i, OS NBD'ine indekslendiğinde toplam maliyet 1,27 olarak ortaya

çıkılmaktadır. OS optimizasyonun gerçek maliyeti görünen maliyet değerinden %27 daha fazladır.

HME_OS ile üretilen elektriğin yıllara sari MWh için birim fiyatı, OS 2015 yılı MWh birim fiyatına göre indekslendiğinde çıkan grafik Şekil 16'da sunulmuştur.



Şekil 16. HME_OS indekslenmiş elektrik fiyatı

2035 yılına kadar HME_OS elektrik fiyatları, OS 2015 yılı elektrik fiyatı baz alınarak indekslendiğinde Çizelge 15 ve Çizelge 16 ile sunulduğu şekilde değişmektedir. Bu senaryoda çevreye ve insanlara verilen zararın maliyeti de değerlendirildiğinden, beklenildiği şekilde fiyatlar OS'ya göre yüksek çıkmaktadır. 2030 yılından itibaren devreye alınmaya başlanan yeni santrallerin maliyeti elektrik fiyatının bu tarihten sonra arttırmasına sebep olmaktadır.

Çizelge 15. HME_OS indekslenmiş elektrik fiyatı 2015-2025

Yıl	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
İndekslenmiş Fiyat	1,22	1,13	1,04	0,98	0,93	0,86	0,82	0,77	0,78	0,76	0,75

Çizelge 16. HME_OS indekslenmiş elektrik fiyatı 2016-2035

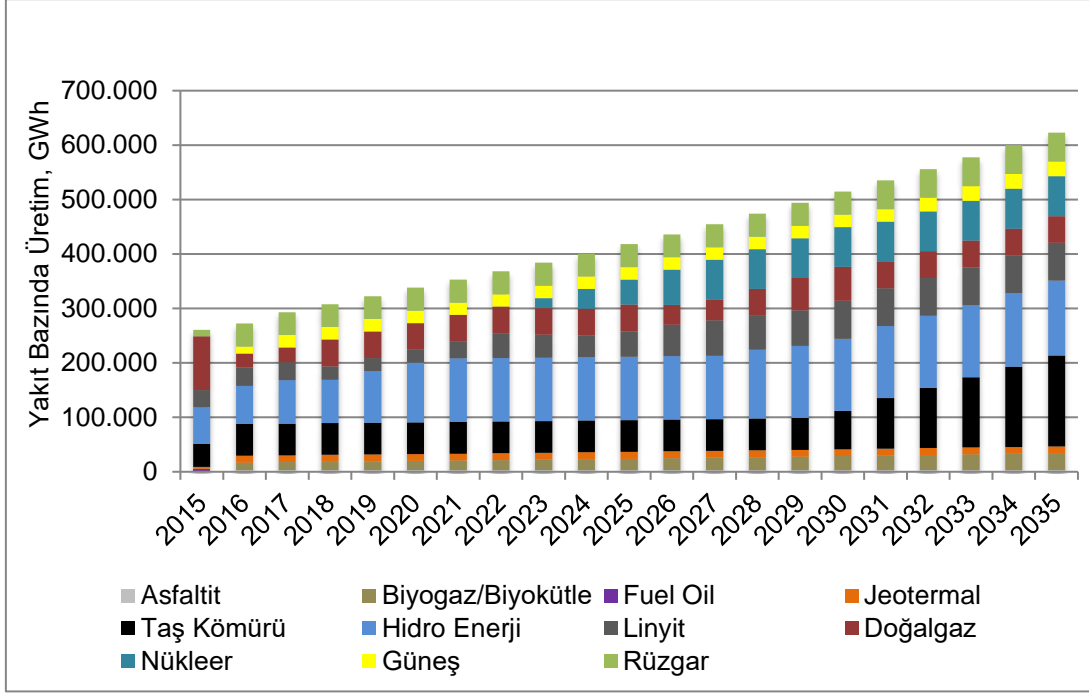
Yıl	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
İndekslenmiş Fiyat	0,76	0,77	0,77	0,74	0,74	0,76	0,77	0,77	0,79	0,80

5.3 İS Sonuçları

İS, CO₂ salım hedeflerine ulaşmak için santrallerin gerektiğinde kapatılmasına veya geçici olarak devre dışı bırakılmasına olanak sağladığından, üretim optimizasyonu yapılırken çok sayıda yeni santral kurulması gerektiği ortaya çıkmıştır. CO₂ salım hedefleri senaryo modellemesi ile yakalanmış, bu çerçevedeki yatırım planlaması gösterilmiştir. İS toplam maliyetinin NBD'i ve birim elektrik maliyeti, OS toplam maliyetinin NBD'i ve OS 2015 yılı birim elektrik fiyatına indekslenerek karşılaştırma yapılmıştır.

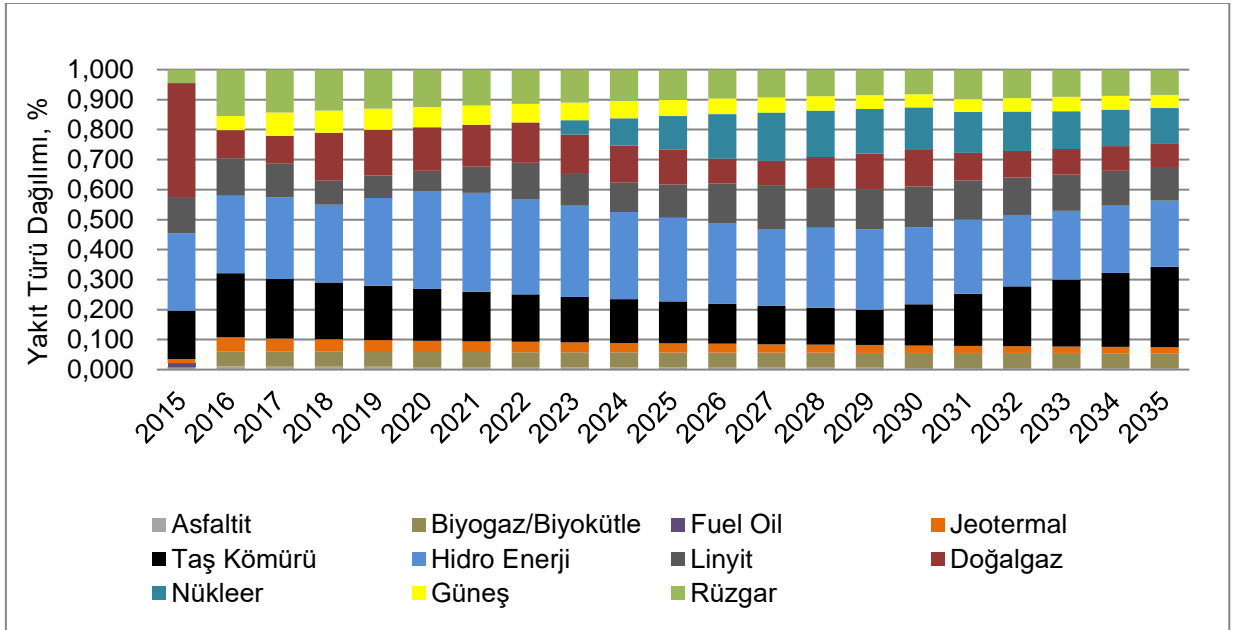
5.3.1 İS Elektrik Üretim Modellemesi

İS için elektrik üretimi maliyet etkin olarak optimize edildiğinde, fuel oil santrallerinin tamamı kapatılmaktadır. Senaryonun modellenmesi ile Şekil 17'de gösterildiği ve Çizelge EK-3 21 ile Çizelge EK-3 22'de sunulduğu gibi, jeotermal, biyokütle, linyit, güneş ve rüzgar santrallerinin payı önemli ölçüde arttırılmakta, doğalgazın payı 2015 yılına göre yaklaşık %25 düşürülmektedir. 2023 yılında nükleer santrallerin devreye alınması ile hidroelektrik santrallerinin üretimdeki payı azaltılmıştır. Artan talebin karşılanmasında 2031 yılı itibari ile daha maliyet etkin olması, kurulan temiz enerji kaynaklarına dayalı santrallerden dolayı salım hedeflerinin de yakalanmış olunmasından dolayı taş kömürüne yönelinmiştir.



Şekil 17. İS elektrik üretim optimizasyonu

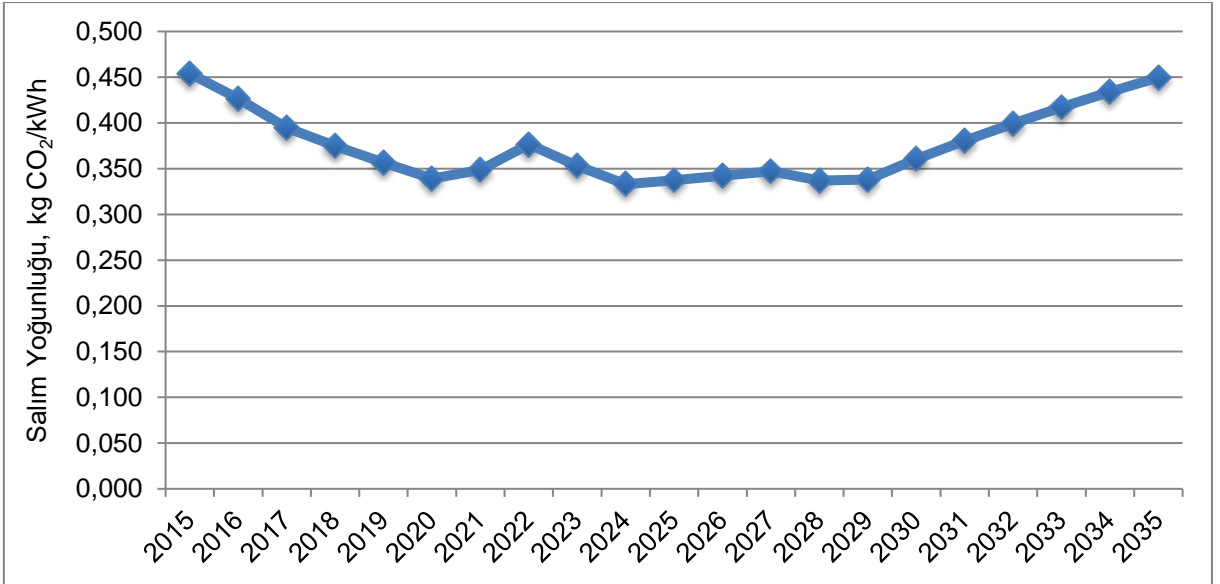
İS kapsamında elektrik üretiminin yakıt kaynağı bazında dağılımı Şekil 18’de gösterilmiş olup, detaylı verileri Çizelge EK-3 23 ve Çizelge EK-3 24’te verilmiştir. İS CO₂ salımını düşürme hedefi ile modellendiğinden güneş ve rüzgar enerjisinin payı artırılmıştır. MWh başına kg CO₂ salım faktörü daha düşük olduğu için linyit yerine taş kömürü tercih edilmiştir.



Şekil 18. İS elektrik üretiminin yakıt bazında dağılımı

5.3.2 İS CO₂ Salım Değerleri

İS optimizasyonunda, CO₂ salımı INDC ile hedeflenen oranlarda düşürülmüştür. Ortaya çıkan CO₂ salım yoğunluğu Şekil 19'da sunulmuş, Çizelge EK-3 25 ve Çizelge EK-3 26'da detaylandırılmıştır. 2022 yılında artan talebi karşılamak için linyit kaynaklarının payının artırılmasından dolayı salım yoğunluğu artmış, 2023 yılında nükleer santrallerin üretime geçmesi ile azalmaya başlamıştır. Ancak artan talebin karşılanmasında temiz kaynaklar yetersiz kaldığından 2030 yılından itibaren kWh başına salım yoğunluğu, limit olarak girilen CO₂ salım hedefini aşmamak kaydı ile artarak devam etmiştir. 2015 yılından 2035 yılına kadar elektrik üretiminden kaynaklı toplam salım 3.392.312 bin tondur. Karbon salımının yıllara sari yakıt bazında salım çizelgesi Çizelge EK-3 27 ve Çizelge EK-3 28'de sunulmuştur.

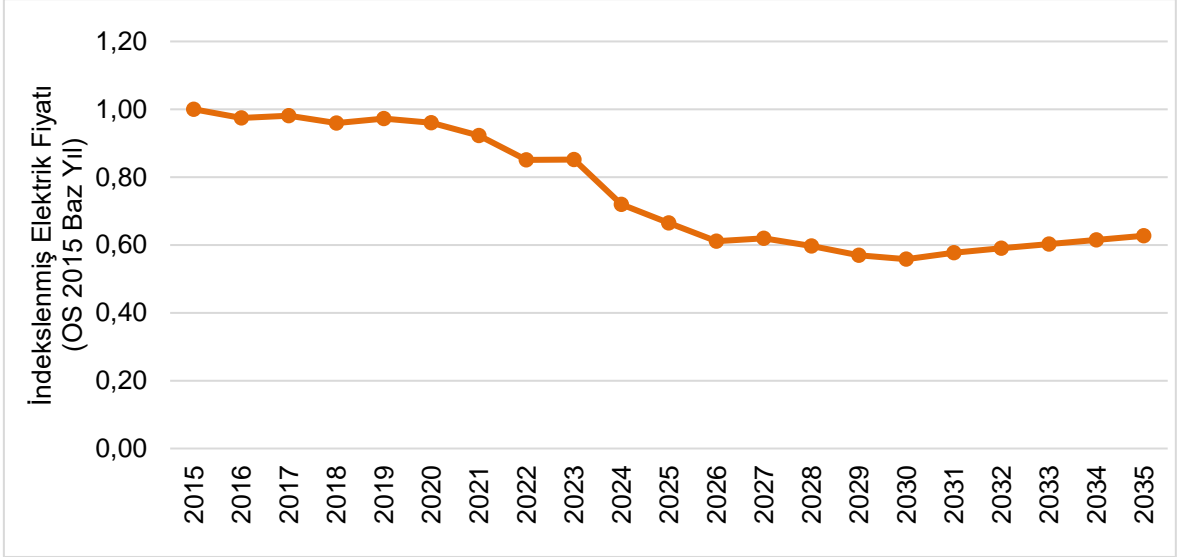


Şekil 19. İS yıllık CO₂ salım yoğunluğu

5.3.3 İS Yatırım Planlaması

İS'nun modellenmesi ile gerekli olan yatırım planlaması Çizelge EK-3 29 ve Çizelge EK-3 30'da sunulmuştur. İS toplam maliyetinin net bugünkü değeri OS maliyetine indekslendiğinde toplam maliyet 1,13 olmaktadır. Bu senaryoda mevcut santraller kapatılarak ihtiyaca göre yeni santraller kurulduğu için toplam maliyet yüksektir.

İS ile üretilen elektriğin yıllara sari MWh için birim fiyatı, OS 2015 yılı elektrik MWh birim fiyatına göre indekslendiğinde çıkan grafik Şekil 20'de sunulmuştur.



Şekil 20. İS indekslenmiş elektrik fiyatı

Elektrik fiyatları OS 2015 yılı fiyatı baz alınarak indekslendiğinde 2035 yılına kadar optimizasyonun maliyet değerleri Çizelge 17 ve Çizelge 18 ile sunulmuştur. CO₂ salımını düşürmek için mevcut santralleri kullanmak yerine yeni santraller kurulmasından dolayı artan yatırım maliyeti, elektrik fiyatının OS ya göre daha yavaş azalmasına neden olmaktadır.

Çizelge 17. İS indekslenmiş elektrik fiyatı 2015-2025

Yıl	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
İndekslenmiş Fiyat	1,00	0,97	0,98	0,96	0,97	0,96	0,92	0,85	0,85	0,72	0,66

Çizelge 18. İS indekslenmiş elektrik fiyatı 2016-2035

Yıl	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
İndekslenmiş Fiyat	0,61	0,62	0,60	0,57	0,56	0,58	0,59	0,60	0,61	0,63

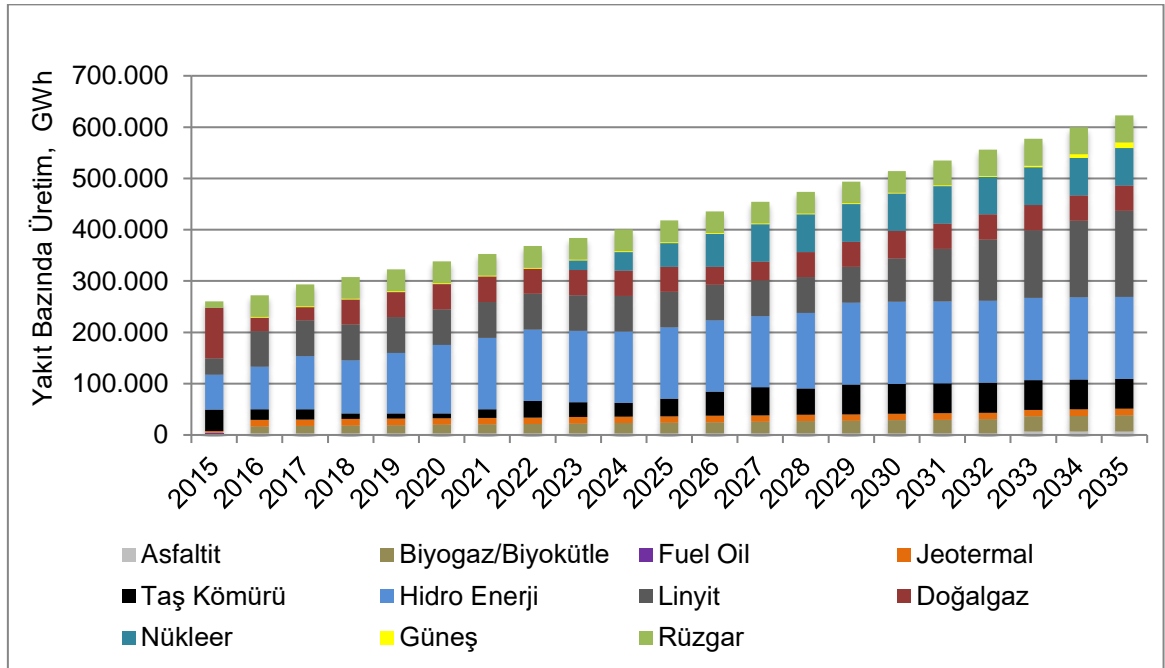
5.4 HME_İS Sonuçları

HME_İS'da CO₂ azaltım hedefine ulaşmak için yapılan optimizasyona, yatırım ve işletme maliyetlerine ek olarak harici maliyetler de eklenmiş, elektrik üretiminde maliyet etkinliğin sağlanması için optimizasyonunun hangi yönde değiştiği

ölçülmüştür. Diğer senaryolarda olduğu gibi, HME_İS toplam maliyetinin NBD'i ve senaryonun yıl bazında birim elektrik maliyeti, OS toplam maliyetinin NBD'i ve OS 2015 yılı birim elektrik fiyatına indekslenerek karşılaştırma yapılmıştır.

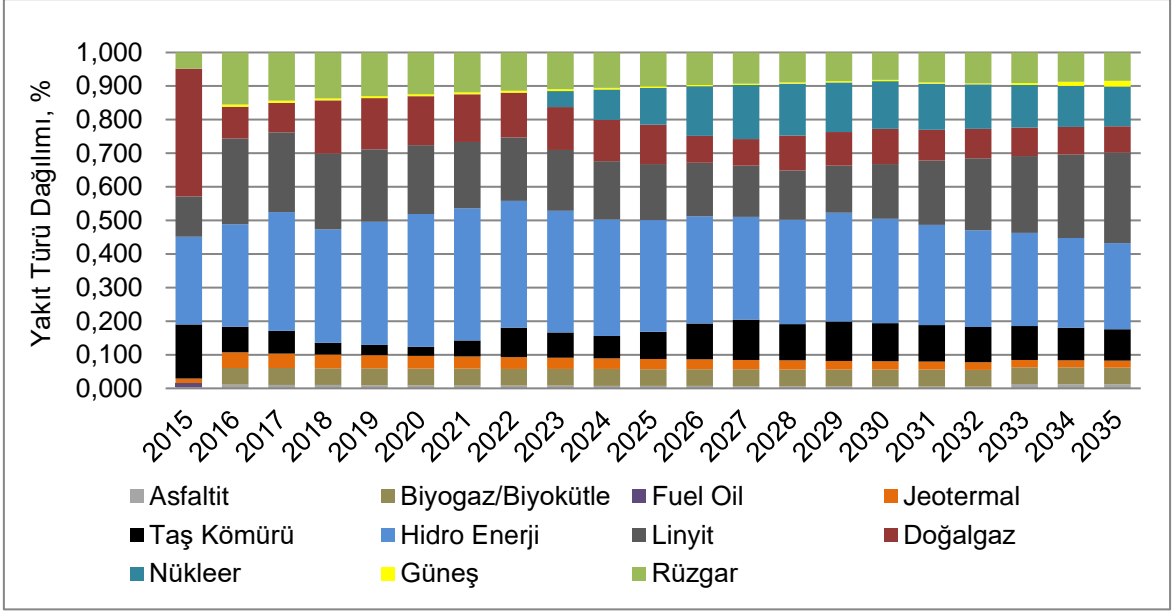
5.4.1 HME_İS Elektrik Üretim Modellemesi

HME_İS'da elektrik üretiminin optimizasyonu için doğalgazın payı azaltılmakta, linyit, hidroelektrik ve biyogaz santrallerinin payı arttırılmaktadır. Şekil 21'de sunulduğu ve Çizelge EK-3 31 ile Çizelge EK-3 32'de detaylandırıldığı üzere, bu senaryoda İS'dan farklı olarak, HME_OS'da olduğu gibi taş kömürü yerine rezerv miktarının daha fazla olması ve harici maliyetinin daha düşük kabul edilmesinden dolayı linyit kullanımı tercih edilmiştir.



Şekil 21. HME_İS elektrik üretim optimizasyonu

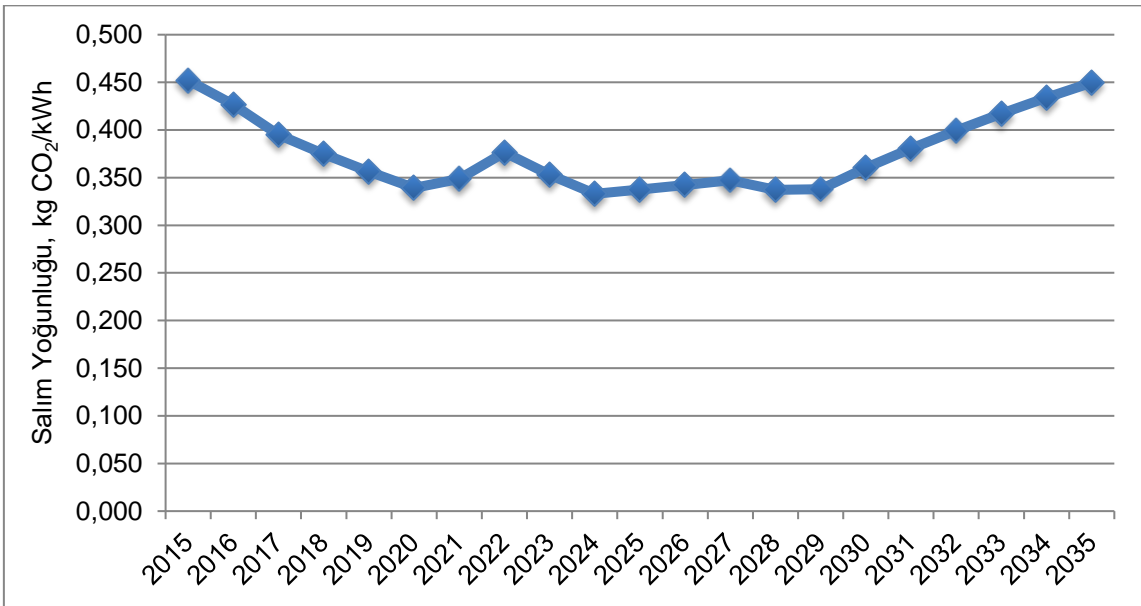
HME_İS kapsamında elektrik üretiminin yakıt kaynağı bazında dağılımı Şekil 22'de gösterilmiş olup, detaylı verileri Çizelge EK-3 33 ve Çizelge EK-3 34'te sunulmuştur. Artan talebin karşılanmasında hem CO₂ salım hedefine sadık kalmak hem de çevreye ve doğaya verilen zararın maliyetini de optimize edebilmek için rüzgar, hidroelektrik ve linyit kaynaklarına öncelik verilmiştir.



Şekil 22. HME_İS elektrik üretiminin yakıt bazında dağılımı

5.4.2 HME_İS CO₂ Salım Değerleri

HME_İS optimizasyonunda, CO₂ salımı hedeflenen oranlarda düşürülmüştür. Ortaya çıkan CO₂ salım yoğunluğunun değişimi Şekil 23'te ve Çizelge EK-3 35 ile Çizelge EK-3 36'da sunulmuştur. CO₂ salım sınırlamasının oranları İS ile aynı olduğundan Şekil 23'te sunulan salım eğrisi Şekil 19 ile aynı çıkmıştır. 2015 yılından 2035 yılına kadar elektrik üretiminden kaynaklı salım 3.392.312 bin tondur. Yıl ve kaynak bazında CO₂ salımı Çizelge EK-3 37 ve Çizelge EK-3 38'de sunulmuştur.

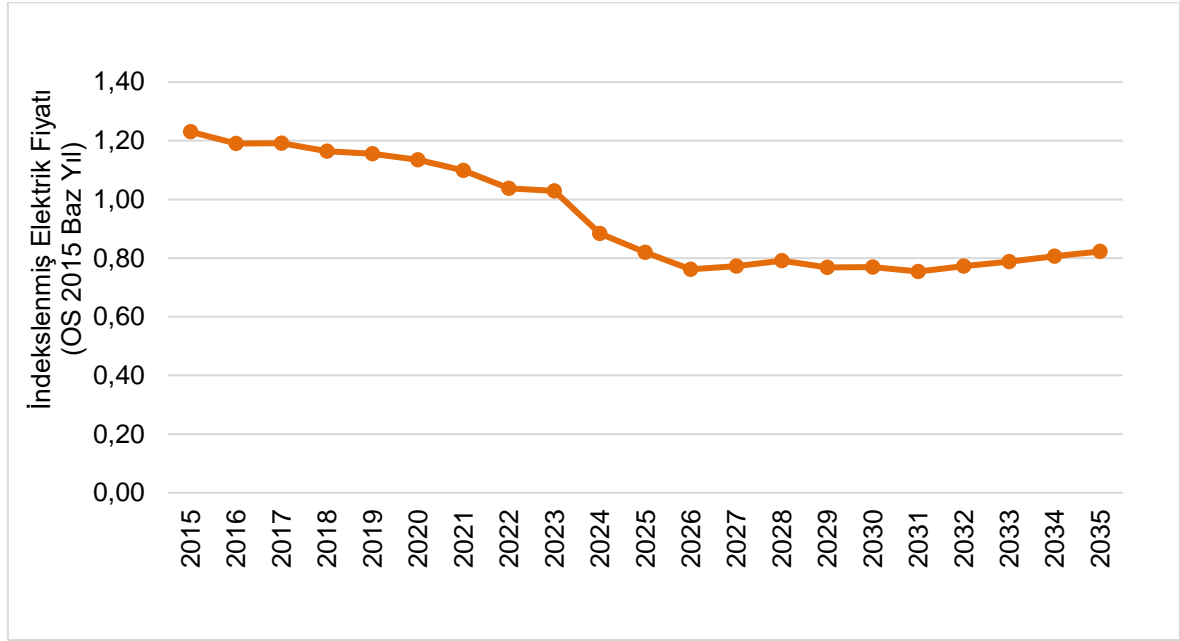


Şekil 23. HME_İS yıllık CO₂ salım yoğunluğu

5.4.1 HME_İS Yatırım Planlaması

HME_İS modellenmesi ile gerekli olan yatırım Çizelge EK-3 39 ve Çizelge EK-3 40'ta sunulmuştur. HME_İS toplam maliyetinin net bugünkü değeri OS toplam maliyetine indekslendiğinde 1.4 olmaktadır.

HME_İS ile üretilen elektriğin yıllara sari MWh için birim fiyatı OS 2015 yılı elektrik MWh birim fiyatına göre indekslendiğinde çıkan grafik Şekil 24'te sunulmuştur.



Şekil 24 HME_İS indekslenmiş elektrik fiyatı

Elektrik fiyatları OS 2015 yılı baz alınarak indekslendiğinde 2035 yılına kadar elde edilen fiyat değerleri Çizelge 19 ve Çizelge 20 ile sunulmuştur. Hem mevcut santrallerden gerekli görülenlerin salım hedeflerine ulaşmak için çalıştırılmaması ve bunun yerine talebi karşılamak için yeni santrallerin kurulması, hem de senaryoya üretimden kaynaklı harici maliyetin dahil edilmesinden dolayı elektrik fiyatları OS'ya ve İS'ya göre yüksek çıkmıştır.

Çizelge 19. HME_İS indekslenmiş elektrik fiyatı 2015-2025

Yıl	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
İndekslenmiş Fiyat	1,23	1,19	1,19	1,16	1,16	1,14	1,10	1,04	1,03	0,88	0,82

Çizelge 20. HME_İS indekslenmiş elektrik fiyatı 2016-2035

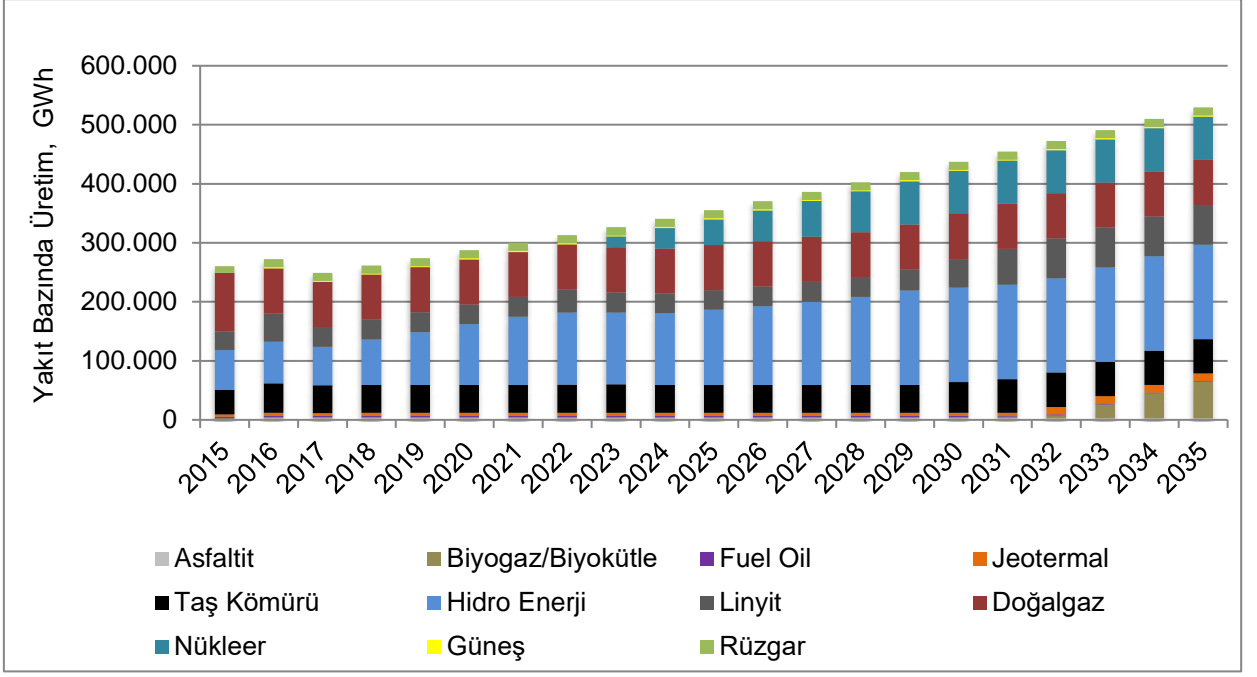
Yıl	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
İndekslenmiş Fiyat	0,76	0,77	0,79	0,77	0,77	0,75	0,77	0,79	0,81	0,82

5.5 DTS Sonuçları

DTS'nda talep tarafı yönetildiğinden, elektriği verimli kullanmanın ve talebi azaltmanın sonuca etkisi değerlendirilmiştir. Talebin düşürülmesine 2017 yılından itibaren başlanılmış, her yıl için bu çalışmada kabul edilen tahmini talep değeri %15 düşürülmüştür. Bu senaryo OS temelli olup mevcut santrallerin minimum emre amade çalışma faktöründe çalışmaları sağlanmıştır. DTS optimizasyonun NBD'i, OS toplam maliyetinin NBD'ine indekslenerek mukayese edilmiştir. Aynı şekilde elektrik fiyatları da OS 2015 yılı elektrik fiyatına TL/kWh indekslenerek gösterilmiştir.

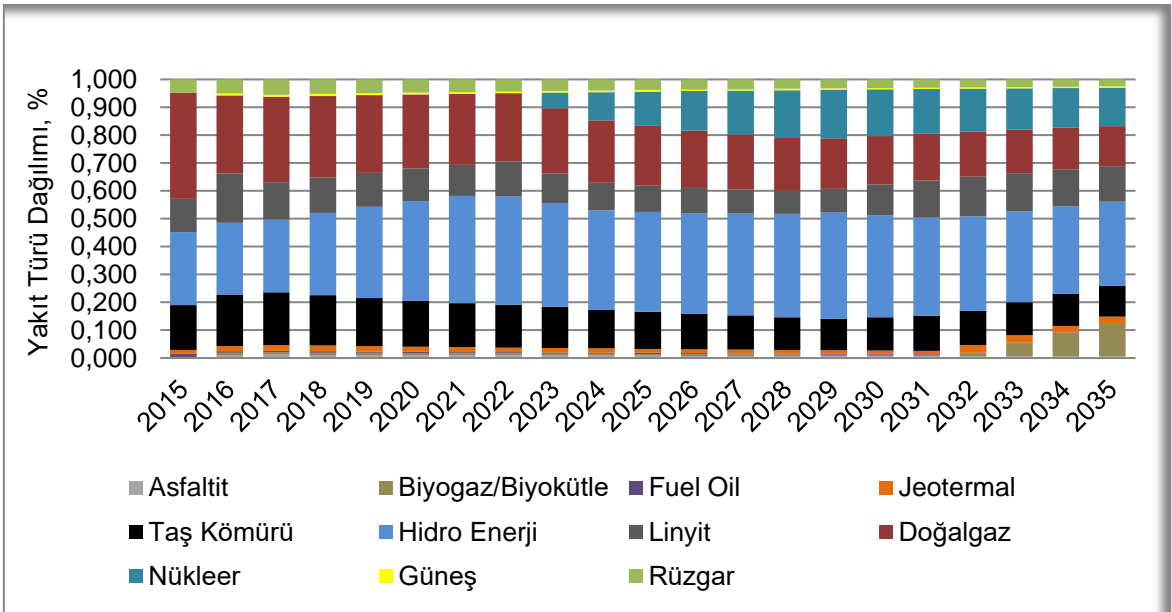
5.5.1 DTS Elektrik Üretim Modellemesi

DTS modellenmesi ile elektrik üretiminin optimizasyonu Şekil 25'te gösterilmiş olup, Çizelge EK-3 41 ve Çizelge EK-3 42 ile detaylandırılmıştır. Senaryo modellendiğinde, hidroelektrik ve jeotermal enerji kaynakları öncelikli olarak kullanılmakta, doğalgaz santralleri minimum kapasite faktöründe çalıştırılmakta, nükleer santrallerin de talebi karşılamaya yetmediği yıllarda biyokütle, linyit ve taş kömürü kaynaklarının payı arttırılmaktadır. Senaryo sonuçları OS sonuçları ile paraleldir.



Şekil 25. DTS elektrik üretim optimizasyonu

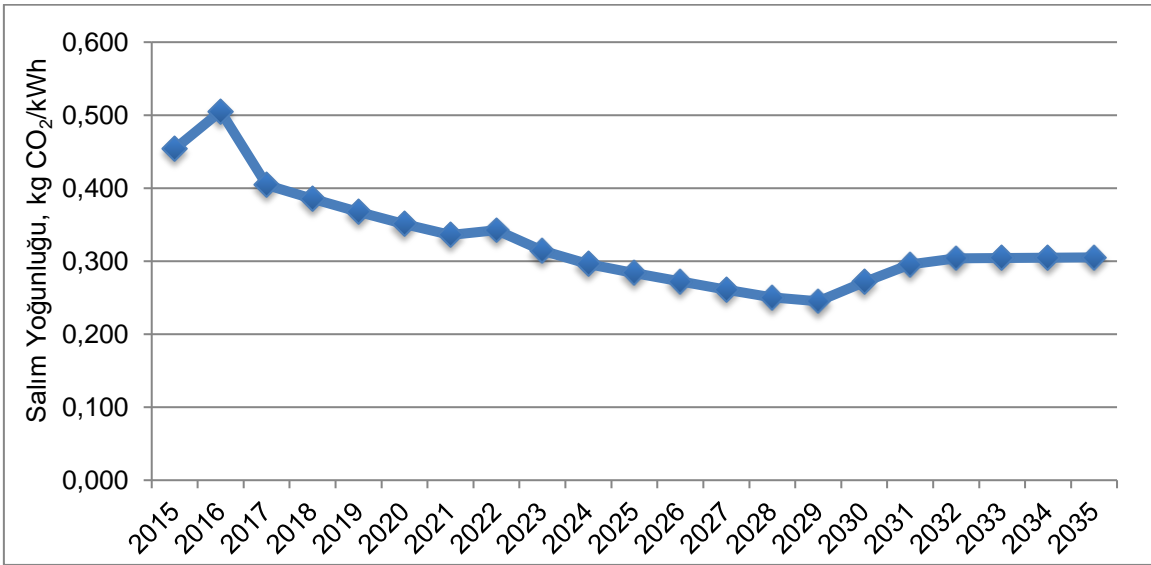
DTS kapsamında elektrik üretiminin yakıt kaynağı bazında dağılımı Şekil 26'da gösterilmiş olup, detaylı verileri Çizelge EK-3 43 ve Çizelge EK-3 44'te sunulmuştur. Hidroelektrik kaynakları tüketilmekte, doğalgazın üretimdeki payı düşürülmektedir.



Şekil 26. DTS elektrik üretiminin yakıt bazında dağılımı

5.5.2 DTS CO₂ Salım Değerleri

DTS optimizasyonu ile oluşan CO₂ salım yoğunluğu Şekil 27’de sunulmuş, Çizelge EK-3 45 ve Çizelge EK-3 46 ile detaylandırılmıştır. 2015 yılından 2035 yılına kadar elektrik üretiminden kaynaklı toplam salım 2.825.406 bin tondur. Talep tarafının yönetilerek düşürülmesi, karbon salımını önemli ölçüde düşürmektedir. DTS’nun yıllara sari CO₂ salım çizelgesi Çizelge EK-3 47 ve Çizelge EK-3 48’de sunulmuştur. 2017 yılında talebin düşürülmesine binaen salımda keskin bir azalma ortaya çıkmıştır.

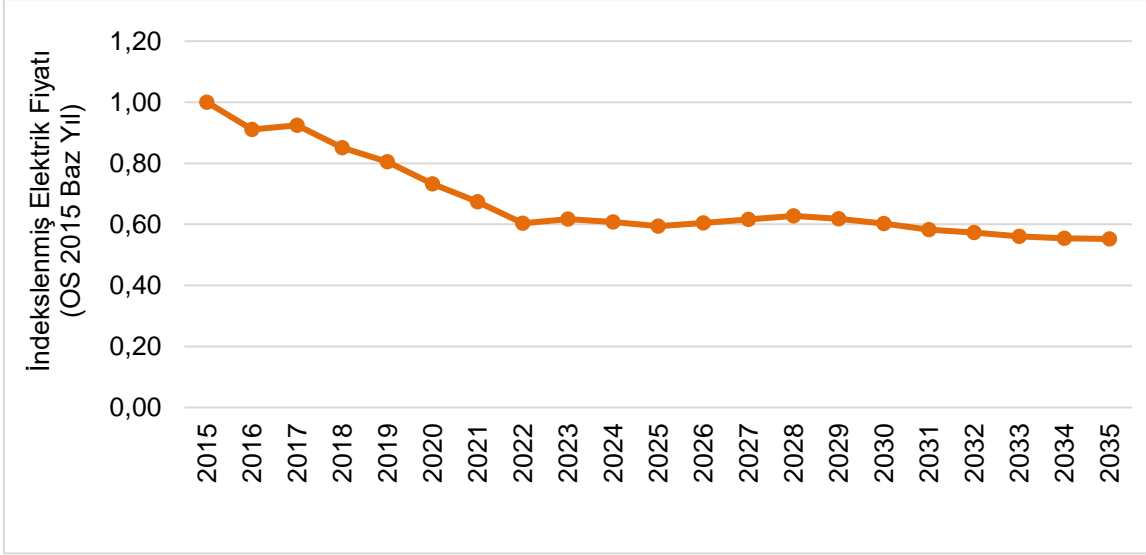


Şekil 27. DTS yıllık CO₂ salım yoğunluğu

5.5.1 DTS Yatırım Planlaması

DTS modellenmesi ile gerekli olan yatırım planlaması kapsamında kurulması gereken santraller Çizelge EK-3 49 ve Çizelge EK-3 50 ile gösterilmiştir. Senaryonun toplam maliyetinin NBD’i, OS toplam maliyetinin net bugünkü değerine indekslendiğinde 0.92 olarak çıkmaktadır.

DTS ile üretilen elektriğin yıllara sari MWh için birim fiyatı değişimi, OS 2015 yılı elektrik MWh birim fiyatına göre indekslendiğinde çıkan grafik Şekil 28’de sunulmuştur.



Şekil 28. DTS indekslenmiş elektrik fiyatı

Elektrik fiyatları OS 2015 yılı elektrik fiyatı baz alınarak indekslendiğinde, 2035 yılına kadar optimizasyon maliyet değerleri Çizelge 21 ve Çizelge 22 ile sunulmuştur. Talep tarafının yönetilerek talebin düşürülmesi, daha az santral kurulumunu dolayısı ile daha az yatırım maliyeti ve daha az yakıt maliyeti gerektirdiğinden elektrik fiyatı hızla azalmaktadır.

Çizelge 21. DTS indekslenmiş elektrik fiyatı 2015-2025

Yıl	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
İndekslenmiş Fiyat	1,00	0,91	0,92	0,85	0,80	0,73	0,67	0,60	0,62	0,61	0,59

Çizelge 22. DTS indekslenmiş elektrik fiyatı 2016-2035

Yıl	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
İndekslenmiş Fiyat	0,60	0,62	0,63	0,62	0,60	0,58	0,57	0,56	0,55	0,55

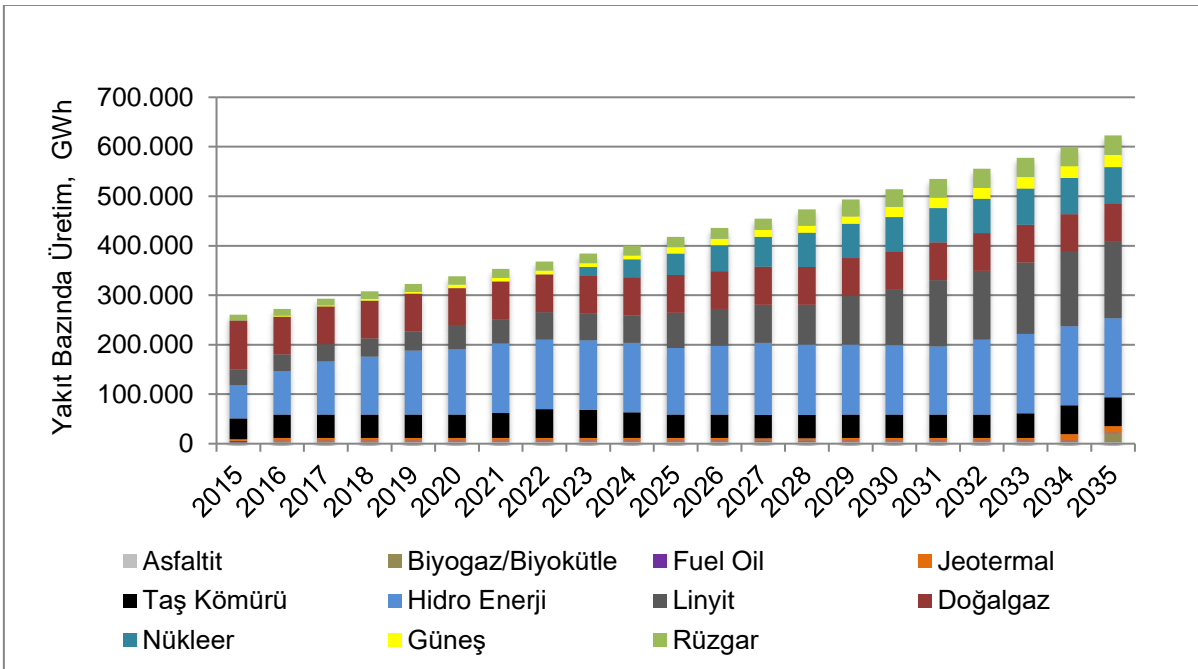
5.6 YKKS Sonuçları

YKKS'da yerli kaynakların payının artırılmasının maliyete etkisi değerlendirilmiştir. Güneş enerjisinin payı %5' in üzerine, rüzgar enerjisinin payının %8 ve linyit enerjisinin payının %25'in üzerine çıkması, 2015 yılında mevcut olan elektrik üretim

santralleri minimum emre amade kapasitesinde çalışmaya devam ettiklerinden, elektrik üretiminde talep fazlası üretime yol açmıştır. Bu sebeple ihtiyaçtan fazla elektrik üretiminin önüne geçmek için modellemede güneş enerjisinin payı %4'e çıkartılabilmiş, rüzgar enerjisinin payı %8 in altında tutmuştur. Linyit yakıtlı santrallerin üretimdeki payı %20 nin üzerinde olacak şekilde modelleme yapılmıştır.

5.6.1 YKKS Elektrik Üretim Modellemesi

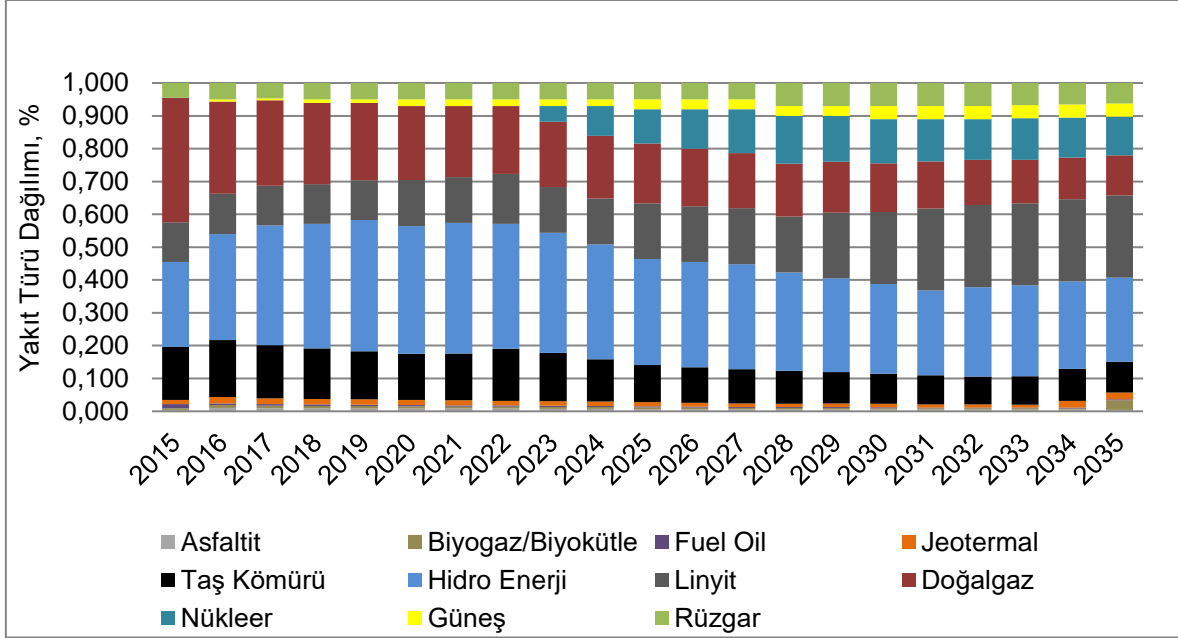
YKKS'da linyit, güneş ve rüzgar enerjisinin payları yıllara sari müdahale ile arttırılmıştır. Nükleer enerjinin üretimdeki payı, santralin planlı yatırım kapsamında olmasından dolayı sadece belirlenen yıllarda belirlenen kapasitede arttırılmıştır. Model ise, güneş ve rüzgar santrallerinin talebi karşılamaya yetmediği yıllarda jeotermal enerjinin payını arttırmıştır. Modelleme ile elde edilen optimizasyonun yakıt bazında dağılımı Şekil 29'da gösterilmiş, Çizelge EK-3 51 ve Çizelge EK-3 52 ile detaylı olarak sunulmuştur.



Şekil 29. YKKS elektrik üretim optimizasyonu

YKKS kapsamında elektrik üretiminin yakıt kaynağı bazında dağılımı Şekil 30 ile gösterilmiş olup, detaylı verileri Çizelge EK-3 53 ve Çizelge EK-3 54 ile verilmiştir. Müdahale ile arttırılan güneş, rüzgar ve linyit santrallerinin üretimdeki payları artan

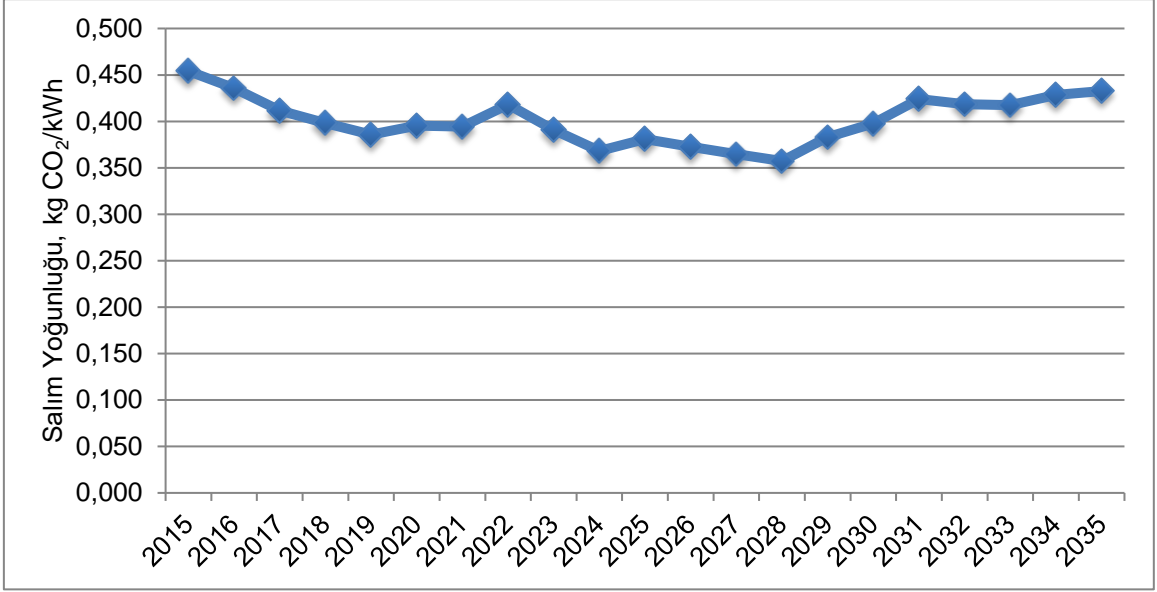
talebe rağmen yüksek olarak tutulmaktadır. 2015 yılında güneş enerjisinin toplam elektrik üretimindeki payı %4'e ulaşmış, linyit kaynaklı santrallerden üretimin payı toplamda %20'nin üzerine çıkmıştır.



Şekil 30. YKKS elektrik üretiminin yakıt bazında dağılımı

5.6.2 YKKS CO₂ Salım Değerleri

YKKS'nun optimizasyonunda, CO₂ salımı, yerli kaynaklarımızdan olan linyit kullanımının artışının temiz enerji kaynakları ile yeteri kadar dengelenmemiş olmasından dolayı yükselmiştir. Ortaya çıkan CO₂ salım yoğunluğu Şekil 31 ile sunulmuş, Çizelge EK-3 55 ve Çizelge EK-3 56 ile detaylandırılmıştır. 2015 yılından 2035 yılına kadar elektrik üretiminden kaynaklı salım 3.606.387 bin tondur. YKKS'nun yıllara sair salınımı Çizelge EK-3 57 ve Çizelge EK-3 58'de sunulmuştur. 2030 yılından sonra linyit kullanımı daha da fazla arttırıldığından salım yoğunluğu diğer senaryoların oldukça üzerindedir.

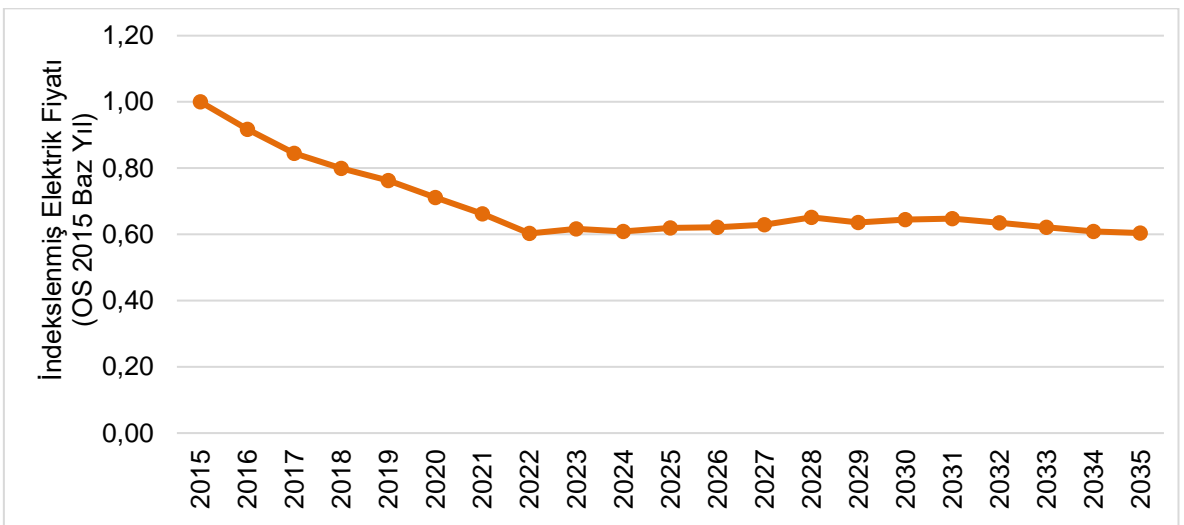


Şekil 31. YKKS salım yoğunluğu (2015-2035)

5.6.3 YKKS Yatırım Planlaması

YKKS'nun modellenmesinde yatırım planlaması kapsamında kurulması gereken santraller EK-3'te sunulmuştur. Senaryonun toplam maliyetinin net bugünkü değeri OS toplam maliyeti NBD'ne indekslendiğinde 1,03'tür.

YKKS ile üretilen elektriğin yıllara sari MWh için birim fiyatı OS 2015 yılı elektrik MWh birim fiyatına göre indekslendiğinde çıkan grafik Şekil 32'de sunulmuştur.



Şekil 32. YKKS indekslenmiş elektrik fiyatı

Elektrik fiyatları OS 2015 yılı elektrik fiyatı baz alınarak indekslendiğinde 2035 yılına kadar elektrik fiyatı değişimi Çizelge 23 ve Çizelge 24 ile sunulmuştur. Bu senaryo OS temelli olduğundan, mevcut santraller minimum çalışma faktöründe çalıştırılmakta, yeni yatırıma ihtiyaç duyulduğunda yerli kaynaklara yönelinmektedir. Elektrik fiyatı beklenildiği şekilde yıllara sari azalmaktadır.

Çizelge 23. YKKS indekslenmiş elektrik fiyatı 2015-2025

Yıl	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
İndekslenmiş Fiyat	1,00	0,92	0,84	0,80	0,76	0,71	0,66	0,60	0,62	0,61	0,62

Çizelge 24. YKKS indekslenmiş elektrik fiyatı 2016-2035

Yıl	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
İndekslenmiş Fiyat	0,62	0,63	0,65	0,64	0,64	0,65	0,63	0,62	0,61	0,60

5.7 Bölüm Sonucu

Bu bölümde OS, HME_OS, İS, HME_İS, DTS ve YKKS'lerinin sonuçları anlatılmış, her bir senaryonun ayrı ayrı elektrik üretim optimizasyonları, üretiminlerinin kaynak dağılım yüzdeleri gösterilmiş, senaryoların CO₂ salım değerleri, toplam maliyetleri ve elektrik fiyatları değerlendirilmiştir. Senaryoların toplam maliyetinin net bugünkü değeri, OS toplam maliyetinin NBD'ne indekslenerek kıyaslama yapılmıştır. Benzer şekilde, senaryoların optimizasyonu ile üretilen elektriğin yıl bazında birim fiyatları, OS 2015 yılı elektrik birim fiyatına indekslenerek karşılaştırılmıştır. Senaryo sonuçlarının detaylı verileri EK-3 ile sunulmuştur.

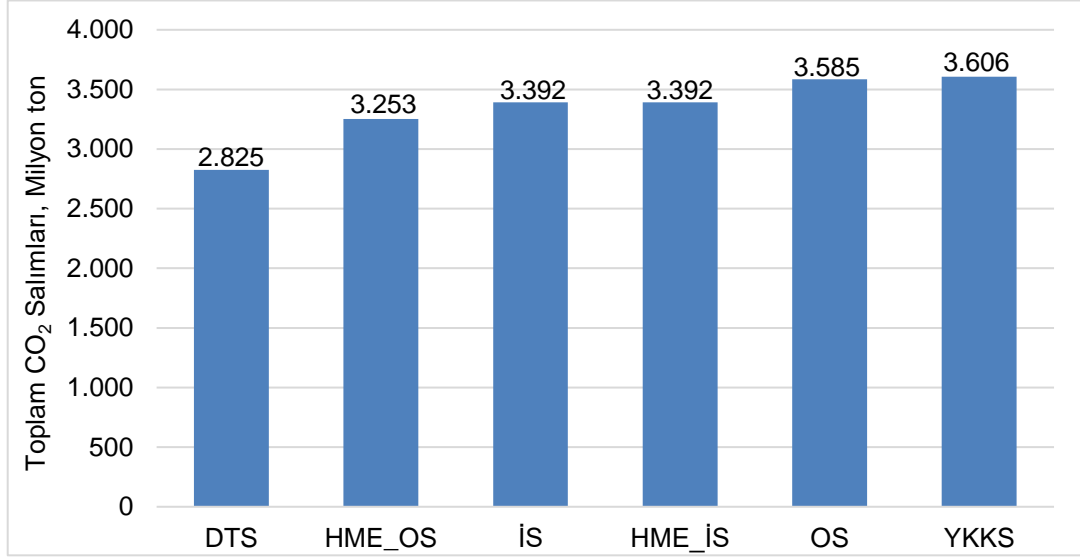
6. SONUÇLAR VE DEĞERLENDİRMELER

Bu bölümde oluşturulan altı senaryonun modellenmesi ile üretilen CO₂ salım değerleri, senaryoların toplam maliyetinin NBD'i, senaryoların elektrik fiyatına etkileri değerlendirilmiştir. Senaryoların sonuçları diğer çalışmalar ile karşılaştırılmış, geleceğe yönelik tavsiyeler ve çıkarımlar sunulmuştur. Tüm senaryoların sonuçları karşılaştırılma yapabilmek amacı ile grafikler ile gösterilmiş, aralarında oluşan farklılıkların sebepleri açıklanmıştır.

6.1 CO₂ Salım Değerlerinin Karşılaştırılması

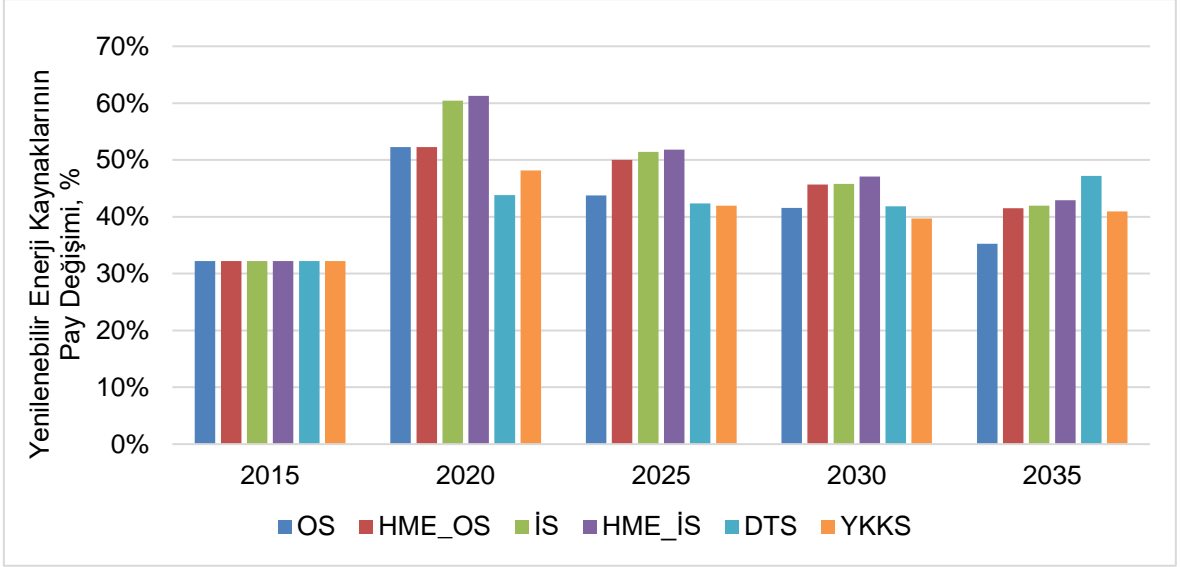
Senaryoların 2015-2035 yılları arası toplam CO₂ salımları karşılaştırıldığında, beklenildiği gibi en düşük sonucu üreten senaryo Düşük Talep Senaryosu (DTS)'dur. Talebi düşürdüğümüzde, Olağan Senaryo (OS) temelli üretime devam edilse ve mevcut santrallerin tamamı kapatılmayarak en düşük kapasite faktöründe çalıştırılrsa dahi toplam CO₂ salımı diğer senaryolara göre daha düşük olmaktadır. OS'da, talebin karşılanmasında öncelikle hidroelektrik ve jeotermal enerji kaynakları kullanılmış, daha sonra biyokütleyle dayalı elektrik üretiminin payı artırılmış ve daha sonra taş kömürüne yönelinmiştir. OS modellemesinde harici maliyetler dahil edilmediğinden fosil yakıtlara yönelinmiştir ve CO₂ salımı bu senaryoda yüksektir. İdeal Senaryo (İS) ve Harici Maliyet Eklenmiş İdeal Senaryo (HME_İS) INDC kapsamında her yıl için aynı CO₂ salım sınırlaması ile oluşturulduğundan aynı salım değerlerine sahiptirler. Ancak her iki senaryo da biyokütleyle dayalı santrallerin payının arttırılmasını desteklerken, HME_İS, İS'dan farklı olarak taş kömürü yerine linyit kaynaklı santralleri desteklemektedir. Çalışma sonuçları değerlendirildiğinde, Harici Maliyet Eklenmiş Olağan Senaryo (HME_OS) optimizasyonu ile CO₂ salımı çok daha düşük olmaktadır. HME_OS ile doğaya ve insana verilen zarar göz önüne alındığından, üretim optimizasyonu yenilenebilir enerji kaynaklarına yönelmekte ve beklenildiği şekilde CO₂ değeri düşmektedir. Bunun yanında, HME_OS'da mevcut santraller kapatılmadan en düşük emre amade kapasite ile çalıştırıldığından ve yeni yapılacak yatırımlar yenilenebilir enerji kaynaklarını ve linyit santrallerini destekleyecek şekilde planlandığından dolayı 2015-2035 yılları toplam CO₂ salımı İS toplam CO₂ salımından dahi az olmaktadır. Yerli Kaynakların Kullanımı Senaryosunda (YKKS) ise CO₂ salımı en yüksek çıkmıştır. Linyit kullanımının %20 nin üzerine çıktığı yıllarda aynı oranda arttırılmayan temiz enerji kaynaklarının

kullanımı salımın düşürülmesine ve dengelenmesine yeterli olmamıştır. Yerli kaynakların kullanılmasında linyitin ön plana çıkarılması INDC çerçevesinde hedeflenen salım azaltım hedeflerinin yakalanmasını güçleştirmektedir. Senaryoların 2015-2035 yılları arası toplam CO₂ salımlarının karşılaştırılması Şekil 33 ile gösterilmiştir.



Şekil 33. Senaryoların toplam CO₂ salımlarının karşılaştırılması

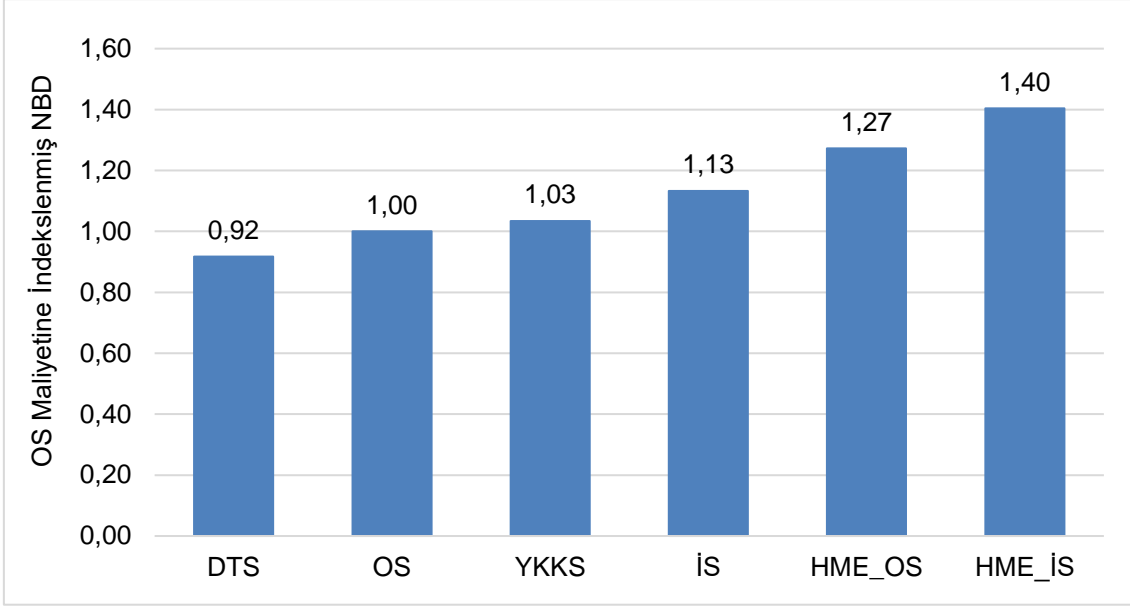
Senaryolar maliyet etkin sonucu üretirken yenilenebilir enerji kaynaklarının kullanımı değişkenlik göstermektedir. Ancak tüm senaryolarda, yayınlanan Türkiye yenilenebilir enerji potansiyeli [3] üst limit olarak kullanılmıştır. Şekil 34'te senaryolara göre yenilenebilir enerji kaynaklarının toplam paydaki değişimi gösterilmiştir. Mevcut santrallerin gerektiğinde kapatılarak ihtiyaca uygun yeni santraller kurulumuna olanak veren İS'larda yenilenebilir enerji kaynaklarının toplamdaki payı 2020 yılında %60'ı yakalamıştır. İS'larda hidroenerji ve jeotermal kaynaklarının tamamının kullanılmasından sonra maliyet etkinliğin gerektirdiği ölçüde fosil yakıtların payı arttırılmıştır. Bunun yanında, OS temelli DTS'nde ise mevcut fosil yakıtlı santrallerin her zaman üretime katkı sağlayacağı kabul edilmesine rağmen talep tarafının yönetilerek yenilenebilir enerji kaynaklarının payının arttırılabileceği, dolayısı ile enerjide dışa bağımlılığın daha da azaltılabileceği sonucu görülmektedir.



Şekil 34. Senaryoların yenilenebilir enerji kaynakları kullanımı, %

6.2 Toplam Maliyetin Karşılaştırılması

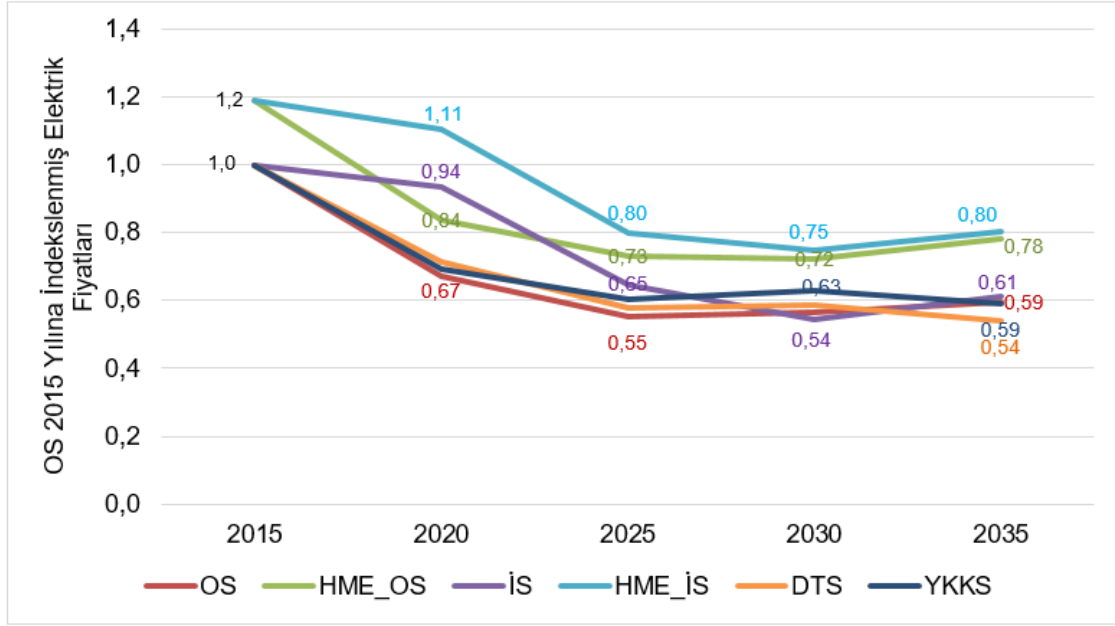
Senaryoların toplam maliyetlerinin Net Bugünkü Değerleri (NBD), OS'nun toplam maliyetinin NBD'ne indekslenerek karşılaştırıldığında, en düşük maliyet DTS ile ortaya çıkmaktadır. OS'nun maliyeti, mevcut santrallerin üretime minimum kapasite ile bile olsa her zaman katkı sağlamasından dolayı daha az yeni santral kurulmasına ihtiyaç duyulması ve üretime yansıtılan harici maliyetin olmamasından dolayı ikinci maliyet etkin senaryo olarak değerlendirilmiştir. YKKS, rüzgar, güneş ve linyit kaynaklarının üretimdeki payının artırılması üzerine kurulduğu ve senaryoya harici maliyet yansıtılmadığı için OS'dan sonra en maliyet etkin senaryo olarak değerlendirilmiştir. Bu senaryo OS'dan farklı olarak programa müdahale edilerek pahalı bile olsa güneş, rüzgar ve linyit santrallerinin artırılması kodlandığından, OS'dan daha az maliyet etkin sonuç üretmiştir. İS, CO₂ salımını düşürmek için mevcut santralleri kapatarak kendi ihtiyacına göre çok sayıda yeni santraller kurduğundan maliyeti daha yüksek çıkmıştır. Harici maliyetin yansıtıldığı senaryolar ise beklenildiği şekilde gerçek maliyetin çok daha fazla olduğunu gösterir şekilde daha maliyetli olarak değerlendirilmiştir. Senaryoların indekslenmiş maliyetleri Şekil 35'te gösterilmiştir.



Şekil 35. Toplam maliyetlerin OS maliyetine göre indekslenmesi

6.3 Elektrik Fiyatlarının Karşılaştırılması

Senaryoların elektrik fiyatları, harici maliyetler (varsa), santrallerin yıllık işletme giderleri, yatırım maliyetleri ve yakıt maliyetlerinin toplamının üretilen elektriğe oranı ile hesaplanmıştır. Senaryoların yıl bazında hesaplanan elektrik fiyatları (TL/kWh) OS 2015 yılı elektrik fiyatına indekslendiğinde ortaya çıkan oranlar Şekil 36'da gösterilmiştir. Santral yatırımlarından geri ödeme süresini tamamlamamış olanlar maliyeti yükseltmektedir. Geçmişte kurulup ödemesi devam eden santrallerin sabit olması ancak talebin düşürülmesi sebebi ile DTS elektrik fiyatı, 2023 yılına kadar normalden daha yüksek olarak gözükmektedir, daha sonra da nükleer santrallerin devreye alınması ile yine maliyet yükselmiştir. Ancak DTS, 2035 yılında en düşük elektrik fiyatını sağlamıştır. Harici maliyetlerin dahil edilerek gerçek fiyatın gösterilmesini amaçlayan HME_OS ve HME_İS elektrik fiyatları beklenildiği gibi yüksek çıkmıştır. İS, CO₂ salımını azaltmak için mevcut santralleri devre dışı bırakıp, yerine daha az CO₂ salımına sebep olan yeni santraller kurduğundan elektrik fiyatı 2027 yılına kadar OS'dan yüksektir.



Şekil 36. Elektrik fiyatlarının OS 2015 yılı fiyatına göre indekslenmesi

6.4 Senaryo Sonuçlarının Diğer Çalışmalar ile Karşılaştırılması

Birleşik Arap Emirlikleri için Mondal vd. tarafından yapılan çalışmada [29] %15 CO₂ salımının azaltılması ve yenilenebilir enerji kaynaklarının payının artırılması üzerine geliştirilen senaryoların toplam maliyetinin olağan duruma göre farkının çok fazla olmadığına dikkat çekilmiştir. Bu çalışmada da OS ve CO₂ salımının düşürülmesinin amaçlandığı İS arasındaki fark sadece %13 olarak değerlendirilmiştir. Sulukan tarafından Türkiye üzerine yapılan çalışmaya [39] paralel şekilde ve beklenildiği gibi talep tarafının yönetilerek talebin düşürülmesinin en maliyet etkin senaryo olacağı değerlendirilmiştir. Sağlam tarafından yapılan çalışmaya benzer şekilde [40], bu çalışmada 2015 yılında elektrik üretiminden kaynaklanan CO₂ salımı, TUIK tarafından yayınlanan değerden [6] yaklaşık %20 daha fazla çıkmıştır. Georgakellos tarafından yapılan ve enerji fiyatlarına harici maliyetin dahil edildiğinde maliyetin %52 daha yüksek çıktığı çalışmaya [35] benzer şekilde ve beklenildiği gibi, OS ve HME_OS arasında maliyet farkı mevcuttur. Aradaki oran farkı, harici maliyetin ülkelerin özelliklerine göre farklılık göstermesinden kaynaklanmaktadır [33] [34]. Harici maliyetin dahil edilerek sonuçlara etkisinin analiz edildiği bir başka çalışmada ise Kypreos ve Rafaj [59], eklenen harici maliyetin kaynak çeşitliliğinde kömür kullanımını azalttığı, nükleer enerji ve yenilenebilir enerji kaynaklarını desteklediği

anlatılmıştır. Benzer şekilde bu çalışmada da HME_İS ve HME_OS için rüzgar, hidroelektrik ve biyokütle santrallerinden yapılan üretilere ağırlık verilmiş, bu kaynakların toplam üretimdeki payı öncelikli olarak arttırılmıştır. Nükleer santraller zaten planlı yatırımlar kapsamında olduğundan 2023 yılından itibaren kurulu gücü artmıştır.

6.5 Tartışmalar ve Tavsiyeler

Bu çalışmada Bölüm 1.3 te belirtilen amaçlar kapsamında Türkiye'nin 2035 yılına kadar yıllık elektrik talebinin karşılanmasında, harici maliyetlerin de değerlendirilmesi ile elektrik üretim maliyetinin ve elektrik üretiminden kaynaklanan CO₂ salımlarının değişimleri senaryolar bazında incelenmiş ve en maliyet etkin senaryo belirlenmeye çalışılmıştır. Çıkan sonuçları değerlendirdiğimizde;

- a) Sadece arz tarafının değil, talep tarafının da değerlendirilmesi gerektiği, en maliyet etkin ve CO₂ salımında en düşük değeri sağlayan senaryonun ETKB tarafından öngörülen tahmini elektrik talep değerlerinin %15 düşürüldüğü DTS olduğu,
- b) Harici maliyetler yatırım planlamalarına dahil edildiğinde, görünen maliyetin gerçek maliyetten yaklaşık %30 daha düşük olduğu, bu kapsamda elektrik üretiminin gerçek maliyetinin ancak harici maliyetlerin de değerlendirilmesi ile ölçülebileceği, aradaki yaklaşık %30 maliyet farkının insan sağlığına ve doğaya verilen zararın faturası olarak yine ödendiği,
- c) Harici maliyetleri gözeterek en maliyet etkin yatırım planlaması yapıldığında CO₂ salım hedeflerinin de doğal olarak yakanılacağı,
- d) Yenilenebilir enerji kaynaklarını desteklemeyen ve olağan durumdaki gibi, harici maliyetler gözetilmeden yatırım planlaması yapılırsa CO₂ salım hedeflerine ulaşamayacağı,
- e) Yerli kaynaklarının üretimdeki payının arttırılması için linyit yakıtlı santrallere ağırlık verildiğinde INDC çerçevesinde belirlenen CO₂ azaltım hedeflerine ulaşmak oldukça güç olacağından; hem linyit dahil yerli kaynakların payını arttırmak, hem de CO₂ salım azaltım hedeflerine ulaşmak için, teknik ömrü dolan fosil yakıtlı santrallerin kademeli olarak kapatılması, onların yerine kurulan linyit santrallerini dengeleyecek oranda temiz enerji kaynaklarına dayalı santraller kurulması,

- f) Yenilenebilir enerji kaynaklarına yapılan yatırımları yatırım maliyetinin yüksek olmasından ve emre amade kapasite faktörünün düşük olmasından dolayı kısa vadede elektrik fiyatlarını yükseltse de, uzun vadede elektrik fiyatlarının fosil kaynaklı yakıtlara ağırlık verilen OS elektrik fiyatlarını yakalayacağı,
- g) Elektrik fiyatlarına harici maliyetin yansıtılmasının talebin düşürülmesinde de rol oynayacağı,
- h) Uluslararası anlaşmalar ile Rusya, İran ve Azerbaycan'dan ithal edilen doğalgazın elektrik üretimindeki payının anlaşmaların bitim tarihlerine göre kademeli bir şekilde azaltılabileceği değerlendirilmektedir.

Bu sebeplerle geleceğe yönelik yatırım planlamalarında:

- a) İletimden kaynaklı kaçakların önlenerek, enerji verimliliğine ve enerji tasarrufuna yönelik çalışmalar yapılarak talebin düşürülmesi,
- b) Milli bütçemizde önemli bir yeri olan doğalgaz ithalatını azaltmak ve yenilenebilir enerji kaynaklarını desteklemek için, kurulması gereken/istenen santrallere yönelik yatırımın teşvik edilmesi ve sadece bu santrallere lisans verilmesi
- c) CO₂ salım azaltım hedeflerinin ve/veya enerjide dışa bağımlılığının düşürülmesine yönelik hedeflerin yakalanması için fosil yakıtlı santral yatırımlarının sınırlandırılması,
- d) Sürdürülebilirliğin sağlanabilmesi için yatırım planlamalarında çevreye ve insanlara verilen zararın da göz önünde bulundurulması gereklidir.

6.6 Sonraki Çalışmalar İçin Öneriler

Türkiye elektrik üretiminin optimizasyonu ve harici maliyetlerin üretim maliyetine dahil edilerek planlama yapılması için geliştirilecek çalışmalarda aşağıda listelenenler göz önüne alınabilir:

- a) Bu çalışmada Türkiye elektrik üretim santrallerinin yatırım ve işletme giderleri için UEA tarafından yayınlanan kaynaklar referans alınmıştır. Ancak bu değerler Türkiye için farklılık gösterebilir. Bu nedenle, sonraki çalışmalarda Türkiye'de kurulan santrallerin ortalama fiyatlarının kullanılması gerçeğe daha yakın sonuçlar elde edilmesini sağlayabilir.

- b) Türkiye’de bulunan mevcut kurulu elektrik üretim santrallerinin yatırımcıya zarar verecek şekilde kapatılması, Türkiye Cumhuriyeti’nin demokratik, laik ve sosyal bir hukuk Devlet’i olması sebebiyle mümkün değildir. Bu nedenle, sonraki çalışmalarda da mevcut santrallerin yasal yükümlülüklerini yerine getirdiği sürece kapatılmayacağı ve piyasaya aşırı müdahaleler ile sert değişikliklerin yapılamayacağı göz önünde bulundurulmalıdır.
- c) Yenilenebilir enerji kaynaklarının elektrik üretimindeki payını artırma hedefi kapsamındaki planlamalarda, bu kaynakların Türkiye’deki potansiyelini de göz önünde bulundurmak gerekir. Bu potansiyellerden fazlasını kullanabilmemiz mümkün olmadığından, sonraki çalışmalarda da bu değerlerin üretimin üst limiti olarak alınması gerçekçi planlama yapılabilmesini sağlayacaktır.
- d) Doğalgaz ithalatı için boru hattı kapasiteleri uluslararası anlaşmalar ile belirlenmektedir ve bu kapasitelerin artırılması uzun inşaat süreçleri gerektirir. Bu sebeple bu değerler sonraki çalışmalarda da doğalgaz ithalatı için üst sınır olarak alınmalıdır.
- e) Doğalgaz ithalatı için yapılan anlaşmalar gizli olarak kabul edildiğinden, bu çalışmada Rusya, İran ve Azerbaycan’dan boru hatları aracılığı ile ithal edilen doğalgaz fiyatlarının kabulünde açık kaynak bilgilerinden faydalanılmıştır. Sonraki çalışmalarda, gerçek fiyat verilerinin kullanılması daha gerçekçi sonuçlar verecektir.
- f) Harici Maliyet kavramı ülkemizde değerlendirilmediğinden ve ülkemiz için enerji üretiminden kaynaklı harici maliyetler yakıt bazında kWh için hesaplanmadığından, bu çalışmada alım gücü ve ekosistem özellikleri Türkiye’ye yakın olan ülke değerleri kabul edilmiştir. Sonraki çalışmalarda da Türkiye için harici maliyet kavramı değerlendirilmesinde satın alma gücü ve bitki örtüsü, bitki çeşitliliği, doğal alanları, su kaynakları vb. ile Türkiye’ye yakın değerlere sahip olan ülkelerin değerleri kullanılabilir.
- g) Bu çalışmada üretim teknolojilerinin verimleri sabit kabul edilmiştir ve verimi artırmanın üretime ve maliyete etkileri değerlendirilmemiştir. Sonraki çalışmalarda verimin üretime ve maliyete etkisi de değerlendirilebilir.
- h) Bu çalışmaya elektrik enerjisi depolama yöntemleri ile gelişmiş teknolojilerin üretime ve maliyete etkisi dahil edilmemiştir. Depolama tekniklerinin

- çalışmaya dahil edilmesi teknoloji tercihlerini, dolayısı ile kaynakların üretimdeki payını ve maliyeti değiştirebilir.
- i) İletim kayıpları bu çalışmaya dahil edilmemiş olup, iletim kayıplarının değerlendirilmesinin hem elektrik talebini hem de toplam maliyeti etkileyeceği göz önünde bulundurulabilir.
 - j) Bu çalışmada karbon yakalama ve karbon depolama teknolojisi değerlendirilmemiştir. Bu teknolojinin santrallerde kullanılmasının CO₂ salım hedeflerine etkisinin olması ve harici maliyeti değiştirecek olması sonraki çalışmalarda değerlendirilebilir.
 - k) Bu çalışmada CO₂ ticareti veya CO₂ salımın düşürülmesi ile elde edilebilecek gelir değerlendirilmemiştir. Bu gelirlerin çalışmalara dahil edilmesi CO₂ azaltım senaryolarının maliyet etkinlik kıyaslamasındaki durumunu değiştirebilir.
 - l) Bu çalışmada LNG ithalatı göz ardı edilmiştir. Yeni yapılacak çalışmalarda LNG ihracatı ile Türkiye’de kurulu olan ve kurulmakta olan LNG depolarının kapasiteleri de değerlendirilerek kaynak çeşitliliğinde yeni opsiyonların etkisi gösterilebilir.
 - m) Bu çalışmada üretilen CO₂ miktarının küresel ısınmaya etkisi değerlendirilmemiştir. Ancak kullanılan Answer-TIMES programı bu değerlendirmeye olanak sağlamaktadır. Bu program kullanılarak yapılacak sonraki çalışmalar Türkiye’de elektrik üretiminde kaynaklanan CO₂ miktarının küresel ısınmaya etkisini de gösterebilir.
 - n) Bu çalışmada doğalgaz ithalatı için Rusya ve İran ile yapılan uluslararası anlaşmaların geçerlilik süresi dolduğunda geliştirilecek stratejilere değinilmemiştir. Sonraki çalışmalar, bu anlaşmalar bittiğinde Türkiye’de doğalgaz açığının oluşmaması için yapılması gerekenleri ve doğalgaza dayalı elektrik üretiminin daha maliyet etkin optimize edilmesini de değerlendirebilir.

KAYNAKÇA

- [1] TEİAŞ, Türkiye elektrik enerjisi 5 yıllık kapasite projeksiyon raporu, TEİAŞ, Ankara, **2012**
- [2] TEİAŞ, Türkiye elektrik enerjisi 5 yıllık kapasite projeksiyon raporu, TEİAŞ, Ankara, **2016**
- [3] Mavi Kitap, ETKB, Ankara, **2015**
- [4] EMO, Türkiye elektrik enerjisi istatistikleri, 2017. Erişim: http://www.emo.org.tr/genel/bizden_detay.php?kod=88369#.WPkFvYWcFjo. [Son erişim tarihi: 20.04.2017]
- [5] YEGM, Ulusal yenilenebilir enerji eylem planı, ETKB, Ankara, 2014
- [6] Türkiye İstatistik Kurumu, «Sera gazı emisyon envanteri,» 2017. Erişim: <http://www.tuik.gov.tr/PreHaberBultenleri.do?id=24588>. [Son erişim tarihi: 09.07.2017]
- [7] UNFCCC, Change, Intended Nationally Determined Contribution of Republic of Turkey, Erişim: http://www4.unfccc.int/submissions/INDC/Published%20Documents/Turkey/1/The_INDC_of_TURKEY_v.15.19.30.pdf. [Son erişim tarihi: 17.04.2017]
- [8] NIR Datas, United Nations framework convention on climate change, Erişim: http://unfccc.int/national_reports/annex_i_ghg_inventories/national_inventories_submissions/items/8812.php. [Son erişim tarihi: 12.06.2017]
- [9] Kaya K., Koç E., Enerji üretim santralleri maliyet analizi, *Mühendis ve Makina*, cilt 56, pp. 61-68, **2015**
- [10] Li Y. P., Huang G. H., Chen X., Planning regional energy system in association with greenhouse gas mitigation under uncertainty, *Applied Energy*, cilt 88, pp. 599-611, **2011**
- [11] Eyre N., External costs; What do they mean for energy policy?, *Energy Policy*, cilt 25, pp. 85-95, **1997**
- [12] ETSAP, Erişim: <https://iea-etsap.org/index.php/etsap-tools/data-handling-shells/answer>, Noble Soft. [Son erişim tarihi: 23.04.2017]
- [13] Pina A., Silva C. A., Ferrao P., High-resolution modeling framework for planning electricity systems with high penetration of renewables, *Applied Energy*, cilt 112, pp. 215-223, **2013**
- [14] Connolly D., Lund H., Mathiesen B. ve Leahy M., A review of computer tools for analysing the integration of renewable energy into various energy systems, *Applied Energy*, cilt 87, pp. 1059-1082, **2010**
- [15] Kannan R., The development and application of a temporal MARKAL energy system model using flexible time slicing, *Applied Energy*, cilt 88, pp. 2261-2272, **2011**
- [16] ETSAP, Energy Technology Systems Analysis Programme, Erişim: <https://iea-etsap.org/index.php/etsap-tools/model-generators/markal>. [Son erişim tarihi: 07.09.2017]
- [17] Center for Energy, Energy and Power Evaluation Program (ENPEP-BALANCE) Erişim: <http://ceesa.es.anl.gov/projects/Enpepwin.html>. [Son erişim tarihi: 09.07.2017]
- [18] S. E. Institute, Long-range Energy Alternatives Planning System (LEAP): Introduction, Erişim: <https://www.energycommunity.org/default.asp?action=introduction>. [Son erişim tarihi: 09.07.2017]

- [19] S. E. Institute, User guide for LEAP 2005, May 2015, Erişim: http://unfccc.int/resource/cd_roms/na1/mitigation/Module_5/Module_5_1/b_to_ols/LEAP/Manuals/Leap_Use_Guide_English.pdf. [Son erişim tarihi: 10.07.2017]
- [20] Noble K., Noblesoft, ETSAP, Erişim: <http://www.noblesoft.com.au/>. [Son erişim tarihi: 09.07.2017]
- [21] ETSAP, Comparison of the TIMES and MARKAL models, Erişim: <https://iea-etsap.org/tools/TIMESVsMARKAL.pdf>. [Son erişim tarihi: 09.07.2017]
- [22] Rentizales A., Tolis A., Tatsiopoulos I., Investment planning in electricity production cost assesment, *Renewable & Sustainable Energy Reviews*, cilt 140, pp. 622-629, **2014**
- [23] Larsson S., Fantazzini D., Davidsson S., Kullander S., Höök M., Reviewing electricity production cost assessments, *Renewable & Sustainable Energy Reviews*, cilt 30, p. 170–183, **2014**
- [24] Bazmi A., Zahedi G., Sustainable energy systems: role of optimization modeling techniques in power generation and supply—A review, *Renewable & Sustainable Energy Reviews*, cilt 15, p. 3480–3500, **2011**
- [25] Cosmi C., Leo D., Loperte V., Macchiato M., Pietraper F., Salvia M., Cuomo V., A model for representing the Italian energy system: The NEEDS-TIMES experience, *Renewable & Sustainable Energy Reviews*, cilt 13, p. 763–776, **2009**
- [26] Ghanadanan R., Koomey J., Using energy scenarios to explore alternative energy pathways in California, *Energy Policy*, cilt 33, pp. 1117-1142, **2005**
- [27] Goran K., Duic N., Garvalho M. G., How to achieve a 100% RES electricity supply for Portugal?, *Applied Energy*, cilt 88, no. 2, pp. 508-517, **2011**
- [28] Krakowsk V., Assoumou E., Mazauric V., Maizi N., Reprint of feasible path toward 40–100% renewable energy shares for power supply in France by 2050: a prospective analysis, *Applied Energy*, cilt 184, pp. 1529-1550, **2016**
- [29] Mondal M. H., Kennedy S., Mezher T., Long term optimization of United Arab Emirates energy future: Policy implications, *Applied Energy*, cilt 114, pp. 466-474, **2014**
- [30] Wright E. L., Belt J. A., Chambers A., Delaquil P. ve Goldstein G., A scenario analysis of investment options for the Cuban power sector using the MARKAL model, *Energy Policy*, cilt 38, no. 7, pp. 3342-3355, **2010**
- [31] Pfenninger S., Keirstead J., Renewables, nuclear, or fossil fuels? Scenarios for Great Britain's power system considering cost, emissions and energy security, *Applied Energy*, cilt 152, pp. 83-93, **2015**
- [32] DG Research, ExternE = Externalities of Energy, Erişim: http://www.externe.info/externe_d7/?q=node/5. [Son erişim tarihi: 09.07.2017]
- [33] ISIS, NEEDS-New Energy Externalities Developments for Sustainability, Erişim: <http://www.needs-project.org/2009/AnnualReport/Final%20Management%20report.pdf>, 2009 [Son erişim tarihi: 10.07.2017]
- [34] Cost Assesment for Sustainable Energy Systems, CASES Consortium, Erişim: <http://www.feem-project.net/cases/>. [Son erişim tarihi: 07.09.2017].
- [35] Georgakellos D.A., Impact of a possible environmental externalities internalisation on energy prices: The case of the greenhouse gases from Greek electricity sector, *Energy Economics*, cilt 32, no. 1, pp. 202-209, **2010**

- [36] Zhang Q., Weili T., Yumei W. ve Yingxu C., External Costs from electricity generation of China up to 2030 in energy and abatement scenarios, *Energy Policy*, cilt 35, no. 8, pp. 4295-4304, **2007**
- [37] Özer B., Gorgun E. ve İncecik S., The scenario analyses on CO₂ emission mitigation potential in the Turkish Electricity Sector: 2006-2030, *Energy*, cilt 49, pp. 395-403, **2013**
- [38] Şahin H., Decarbonization of Turkish public elektrik sector: Adopting sustainable energy portfolio, Ortadoğu Teknik Üniversitesi, Yüksek Lisans Tezi, **2014**
- [39] Sulukan E., Establishing energy efficient utilization and cost effective energy technologies selection strategies for Turkey using MARKAL family models, Marmara Üniversitesi, Doktora Tezi, **2010**
- [40] Sağlam M., Establishing mitigation strategies for energy related emissions for Turkey using the MARKAL family of models, Marmara Üniversitesi, Doktora Tezi, **2010**
- [41] Türkiye 5 yıllık kapasite projeksiyon raporu, TEİAŞ, Ankara, **2015**
- [42] Sak H. ve Zengin A., Uluslararası doğalgaz boru hattı projeleri, İstanbul Ticaret Üniversitesi, Tartışma Metinleri, **2015**
- [43] Haber Rus, Erişim: <http://haberrus.com/economics/2015/04/07/azerbaycan-290-rusyaya-377-iran-431-dolar.html>. [Son erişim tarihi: 09.07.2017]
- [44] BP Statistical Review,» British Petroleum, Erişim: <http://www.bp.com/content/dam/bp/pdf/energy-economics/statistical-review-2016/bp-statistical-review-of-world-energy-2016-natural-gas.pdf>. [Son erişim tarihi: 09.07.2017]
- [45] Arı İ. ve Aydınalp Köksal M., Carbon dioxide emission from the Turkish electricity sector and its mitigation options, *Energy Policy*, cilt 39, no. 10, pp. 6120-6135, **2011**
- [46] ECB euro reference exchange rate: US dollar (USD), European Central Bank, Erişim: https://www.ecb.europa.eu/stats/policy_and_exchange_rates/euro_reference_exchange_rates/html/eurofxref-graph-usd.en.html. [Son erişim tarihi: 09.07.2017]
- [47] Para ve Kur Politikası Metinleri, TCMB. Erişim: <http://www.tcmb.gov.tr/wps/wcm/connect/TCMB+TR/TCMB+TR/Main+Menu/Yayinlar/Temel+Politika+Metinleri/Para+ve+Kur+Politikasi+Metinleri>, [Son erişim tarihi: 06.05.2017]
- [48] Nükleer Enerji, ETKB, Erişim: <http://www.enerji.gov.tr/tr-TR/Sayfalar/Nukleer-Enerji>. [Son erişim tarihi: 09.07.2017]
- [49] Türkiye'de elektrik enerjisi kurulu gücü-2016 yılı sonu, Elektrik Mühendisleri Odası, 2016, Erişim: http://www.emo.org.tr/ekler/18ff249800ead7f_ek.pdf, [Son erişim tarihi: 10.08.2017]
- [50] World Energy Investment Outlook 2014, IEA, Paris, **2015**
- [51] Elektrik piyasası 2015 yılı piyasa gelişim raporu, EPDK, Ankara, **2016**
- [52] Yenilenebilir Enerji Kaynaklarının Elektrik Enerjisi Üretimi Amaçlı Kullanımına İlişkin Kanun, 2005, Erişim: <http://www.mevzuat.gov.tr/MevzuatMetin/1.5.5346.pdf>. [Son erişim tarihi:13.07.2017].
- [53] 2015 yılı doğalgaz piyasası sektör raporu,EPDK, Ankara, **2016**
- [54] Taş Kömürü Sektör Raporu,» Türkiye Taş Kömürü Kurumu, Ankara, **2015**

- [55] Kömür, ETKB, Erişim: <http://www.enerji.gov.tr/tr-TR/Sayfalar/Komur>. [Son erişim tarihi: 09.07.2017]
- [56] Projected cost of electricity, IEA, France, **2015**
- [57] Nuclear Power and the Environment, Erişim: https://www.eia.gov/EnergyExplained/index.cfm?page=nuclear_environment. [Son erişim tarihi: 07.09.2017]
- [58] Loulou R., Documentation for the TIMES model-Part I, July 2016, Erişim: http://iea-etsap.org/docs/Documentation_for_the_TIMES_Model-Part-I_July-2016.pdf. [Son erişim tarihi: 12.07.2017]
- [59] Kypreos S. ve Rafaj P., Internalisation of external cost in the power generation sector: Analysis with Global Multi-regional MARKAL model, *Energy Policy*, cilt 35, p. 828–843, **2007**

EKLER

- EK-1 PROGRAMA DAHİL EDİLEN MEVCUT ve PLANLI SANTRAL LİSTESİ
- EK-2 ELEKTRİK ÜRETİM SANTRALLERİNİN YAKIT BAZLI HARİCİ MALİYETLERİ
- EK-3 SENARYO SONUÇLARININ VERİLERİ

EK-1

PROGRAMA DAHİL EDİLEN MEVCUT ve PLANLI SANTRAL LİSTESİ

Programa dahil edilen santrallerin yakıt kaynakları, kuruluş yılları ve kapasiteleri bu bölümde sunulduğu gibidir. 2015 yılı mevcut santralleri ve 2016 yılında kurulmuş ve kapasitesi detaylı olarak temin edilebilmiş santraller modellemelere dahil edilmiştir. Nükleer santraller, planlı santraller olarak senaryolara dahil edilmiş, yıllara göre kurulması planlanan üniteler gösterilmiştir.

Çizelge EK-1 1. Asfaltit Santralleri

SIRA	SANTRAL İSMİ	KURULUŞ YILI	KAPASİTE [GW]	YAKIT TÜRÜ	TOPLAM KAPASİTE [GW]
1	SİLOPİ ASFALTİT SANTRALİ	2009	0,135	Asfaltit	0,4037
2	ASFALTİT SANTRAL-2015 YILI	2015	0,2687	Asfaltit	

Çizelge EK-1 2. Biyo Yakıtlı Santraller-2015

SIRA	SANTRAL İSMİ	KURULUŞ YILI	KAPASİTE [GW]	YAKIT TÜRÜ	TOPLAM KAPASİTE [GW]
1	BANDIRMA BAĞFAŞ	2001	0,01	Biyogaz	0,36238
2	KEMERBURGAZ	2002	0,004	Biyogaz	
3	BELKA (Ankara)	2002	0,0032	Biyogaz	
4	BANDIRMA ASİT(ETİ MADEN)	2005	0,0115	Biyogaz	
5	TRAKYA YENİŞEHİR CAM SAN.	2012	0,006	Biyogaz	
6	ES ES ESKİŞEHİR EN.	2012	0,002	Biyogaz	
7	GAZKİ MERKEZ ATIK SU AR.	2012	0,0017	Biyogaz	
8	BATIÇİM BATIANADOLU ÇİMENTO SAN.A.Ş.	2013	0,009	Biyogaz	
9	BATISÖKE ATIK ISI OTOP.SANT.	2013	0,0053	Biyogaz	
10	OTOP.TER.KOJ.S N.(ATIK ISI ENERJİSİ-AKÇANSA)	2013	0,0152	Katı Atık	
11	ORTADOĞU ENERJİ (Odayeri)	2009	0,0211	Katı Atık	
12	PAMUKOVA YEN.EN.	2012	0,0014	Katı Atık	
13	KONYA ATIKSU ARITMA TESİSİ ELEKTRİK SANT.	2013	0,0024	Biyogaz	
14	AFYON BİYOGAZ ENERJİ SANT. BİYOKÜTLE PROJ.	2014	0,004	Biyogaz	
15	AREL ENERJİ MANAVGAT BİYOKÜTLE TESİSİ	2013	0,00248	Biyogaz	

SIRA	SANTRAL İSMİ	KURULU Ş YILI	KAPASİTE [GW]	YAKIT TÜRÜ	TOPLAM KAPASİTE [GW]
16	ALBE BİYOGAZ SANT.	2014	0,0018	Biyogaz	
17	EKİM BİYOGAZ	2012	0,0012	Katı Atık	
18	ORTADOĞU ENERJİ (KÖMÜRCÜODA)	2013	0,0086	Katı Atık	
19	EKOLOJİK ENERJİ (Kemberburgaz)	2006	0,001	Katı Atık	
20	ITC-KA ENERJİ MAMAK	2007	0,0254	Katı Atık	
21	BIYOKÜTLE SANTRALLERİ- 2015 KURULU	2015	0,0744	Katı Atık	
22	ITC-KA ENERJİ SİNCAN	2009	0,0057	Katı Atık	
23	ITC-KA ENERJİ KONYA (ASLIM BİYOKÜTLE)	2011	0,0057	Katı Atık	
24	CEV EN.(GAZİANTEP ÇÖP)	2011	0,0057	Katı Atık	
25	BOLU BEL.ÇÖP (CEV MARMARA)	2011	0,0011	Katı Atık	
26	ITC-KA ENERJİ ADANA (BİYOKÜTLE)	2012	0,0156	Katı Atık	
27	ITC BURSA	2012	0,0098	Katı Atık	
28	İZAYDAŞ (İzmit çöp)	2012	0,0055	Katı Atık	
29	KAYSERİ KATI ATIK (HER EN.)	2013	0,0029	Katı Atık	
30	AREL EN.BİYOKÜTLE	2012	0,0024	Katı Atık	
31	SAMSUN AVDAN KATI ATIK	2012	0,0024	Katı Atık	
32	KOCAELİ ÇÖP	2012	0,0023	Katı Atık	
33	AKSARAY OSB SAN.(ENFAŞ ENERJİ ELK. ÜR. A.Ş.)	2013	0,0021	Katı Atık	
34	BİYOKÜTLE (ÇÖPGAZI) ENER.ÜR.SANT.(SAMSUN AVDAN)	2013	0,0012	Katı Atık	
35	BİYOKÜTLEDEN ENERJİ ÜRETİM SANT. (ITC-KA SİNCAN)	2013	0,0085	Katı Atık	

SIRA	SANTRAL İSMİ	KURULU Ş YILI	KAPASİTE [GW]	YAKIT TÜRÜ	TOPLAM KAPASİTE [GW]
36	KARMA-1 BES (KARMA GIDA YATIRIM SAN. VE TİC. A.Ş.)	2013	0,0015	Katı Atık	
37	KIRIKKALE ÇÖP GAZI (BİYOKÜTLE)SAN TRALI-ZARİF ENERJİ	2013	0,001	Katı Atık	
38	SENKRON EFELER BİYOGAZ SANT	2013	0,0024	Katı Atık	
39	KAYSERİ KATI ATIK DEPONİ SAHASI ELEK.ÜR.SANT.	2014	0,0016	Katı Atık	
40	GÖNEN BİYOGAZ SANTRALİ	2014	0,0015	Biyogaz	
41	GÖNEN BİYOGAZ SANTRALİ	2014	0,0021	Biyogaz	
42	AMASYA BİYOKÜTLE ENERJİ SANT.	2014	0,001	Katı Atık	
43	AMASYA ÇÖPGAZ ELEKTRİK ÜR.TES.	2014	0,0012	Katı Atık	
44	ITC-KA BİYOKÜTLE GAZLAŞTIRMA TESİSİ (SİNCAN)	2014	0,0054	Katı Atık	
45	MODERN BİYOKÜTLE ENERJİ SANT.	2014	0,006	Katı Atık	
46	SAMSUN AVDAN BİYOKÜTLE EN.SANT.	2014	0,0024	Katı Atık	
47	EDİNCİK BES	2014	0,0021	Katı Atık	
48	KARACABEY-2 BİYOGAZ SANT.	2014	0,0021	Katı Atık	
49	ITC AKSARAY ÜRETİM TESİSİ	2014	0,0014	Katı Atık	
50	BIYOGAZ KURULU GÜÇ KALİBRASYONU	2012	0,0481	Katı Atık	

Çizelge EK-1 3. Fuel Oil Santralleri-2015

SIRA	SANTRAL İSMİ	KURULUŞ YILI	KAPASİTE [GW]	YAKIT TÜRÜ	TOPLAM KAPASİTE [GW]
1	FUEL OIL YAKITLI SANTRALLER	2011	0,4404	Fuel Oil	0,4404

Çizelge EK-1 4. Jeotermal Enerji Santralleri-2015

SIRA	SANTRAL İSMİ	KURULUŞ YILI	KAPASİTE [GW]	YAKIT TÜRÜ	TOPLAM KAPASİTE [GW]
1	SARAYKÖY JEOTERMAL	2008	0,0069	Jeotermal	0,8209
2	GÜRMAT EN.	2009	0,0474	Jeotermal	
3	MENDERES JEOTERMAL DORA-2	2010	0,0095	Jeotermal	
4	MENDERES JEOTERMAL	2010	0,008	Jeotermal	
5	ZORLU ENERJİ(DENİZLİ)	2010	0,015	Jeotermal	
6	TUZLA JEO.	2010	0,0075	Jeotermal	
7	AYDIN GERMENCİK JEO.(MAREN MARAŞ)	2011	0,02	Jeotermal	
8	DENİZ JEO.(MAREN MARAŞ)	2012	0,024	Jeotermal	
9	SİNEM JEO.(MAREN MARAŞ)	2012	0,024	Jeotermal	
10	DORA-3 JEOTERMAL EN. (MENDERES)	2013	0,017	Jeotermal	
11	GÜMÜŞKÖY JEO (GÜMÜŞKÖY JEOTERMAL)	2013	0,0066	Jeotermal	
12	KIZILDERE II JEOTERMAL (ZORLU)	2013	0,06	Jeotermal	
13	KIZILDERE II JEOTERMAL (ZORLU)	2013	0,02	Jeotermal	
14	PAMUKÖREN JES (ÇELİKLER)	2013	0,045	Jeotermal	
15	DORA-3 JES	2014	0,017	Jeotermal	
16	ALAŞEHİR JES	2014	0,024	Jeotermal	
17	EFELER	2014	0,0225	Jeotermal	

SIRA	SANTRAL İSMİ	KURULUŞ YILI	KAPASİTE [GW]	YAKIT TÜRÜ	TOPLAM KAPASİTE [GW]
18	GÜMÜŞKÖY JEOTERMAL	2014	0,0066	Jeotermal	
19	KEREM JES	2014	0,024	Jeotermal	
20	JEOTERMAL SANTRALİ-2015 YILI	2015	0,2189	Jeotermal	
21	JEOTERMAL SANTRALİ-2016 YILI	2016	0,197	Jeotermal	

Çizelge EK-1 5 Kömür Santralleri

SIRA	SANTRAL İSMİ	KURULUŞ YILI	KAPASİTE [GW]	YAKIT TÜRÜ	TOPLAM KAPASİTE [GW]
1	TAŞ KÖMÜRÜ SANTRALİ-2015 YILI	2015	0,0179	Taş Kömürü	7,8231
2	CATALAGZIB	1989	0,3	Taş Kömürü	
3	KARDEMİR	2001	0,035	Taş Kömürü	
4	İCDAS ÇELİK	2009	0,405	İthal Kömür	
5	İSKENDERUN	2003	1,32	İthal Kömür	
6	BEKİRLİ TES (İÇDAŞ ELEKT.)	2011	0,6	İthal Kömür	
7	EREN ENERJİ ELEK.ÜR.A.Ş.	2010	0,16	İthal Kömür	
8	EREN ENERJİ ELEK.ÜR.A.Ş.	2010	1,23	İthal Kömür	
9	COLAKOĞLU 2	2004	0,19	İthal Kömür	
10	KAHRAMANMARAS KAGIT	2005	0,006	İthal Kömür-Süper Kritik	
11	GOKNUR GIDA	2012	0,0016	İthal Kömür	
12	İZDEMİR ENERJİ ELEKTRİK ÜRETİM TESİSİ	2014	0,35	İthal Kömür-Süper Kritik	
13	ATLAS TERMİK SANTRALİ	2014	0,6	İthal Kömür-Süper Kritik	
14	ATLAS TERMİK SANTRALİ	2014	0,6	İthal Kömür-Süper Kritik	
15	BEKİRLİ TES (İCDAS ELEKT.)	2014	0,6	İthal Kömür	
16	KÖMÜR SANTRALİ-2016 YILI KURULU	2016	1,4076	Taş Kömürü	

Çizelge EK-1 6. Hidroelektrik Santralleri

SIRA	SANTRAL İSMİ	KURULUŞ YILI	KAPASİTE [GW]	YAKIT TÜRÜ	TOPLAM KAPASİTE [GW]
1	SARIYAR	1956	0,0498	Hidroelektrik	26,67977
2	SEYHAN I	1956	0,06	Hidroelektrik	
3	BİLGİN ELEK. (HAZAR 1-2)	1957	0,0301	Hidroelektrik	
4	KEMER	1958	0,048	Hidroelektrik	
5	HİRFANLI	1959	0,128	Hidroelektrik	
6	TORTUM	1960	0,0262	Hidroelektrik	
7	DEMİRKÖPRÜ	1960	0,069	Hidroelektrik	
8	KEPEZ I	1962	0,0264	Hidroelektrik	
9	KESİKKÖPRÜ	1966	0,076	Hidroelektrik	
10	ALMUS	1966	0,027	Hidroelektrik	
11	DOĞANKENT	1971	0,0328	Hidroelektrik	
12	KADINCIK I	1971	0,07	Hidroelektrik	
13	GÖKÇEKAYA	1972	0,2784	Hidroelektrik	
14	YÜREĞİR	1974	0,006	Hidroelektrik	
15	KEBAN	1975	1,33	Hidroelektrik	
16	DOĞANKENT	1981	0,0417	Hidroelektrik	
17	HASAN UĞURLU	1981	0,5	Hidroelektrik	
18	SUAT UĞURLU	1982	0,069	Hidroelektrik	
19	OYMAPINAR (ETİ ALİMİNYUM)	1984	0,54	Hidroelektrik	
20	ASLANTAŞ	1984	0,138	Hidroelektrik	
21	KEPEZ II	1986	0,006	Hidroelektrik	
22	KARAKAYA	1987	1,8	Hidroelektrik	
23	MANAVGAT	1987	0,048	Hidroelektrik	
24	ALTINKAYA	1988	0,7026	Hidroelektrik	
25	KÖKLÜCE	1988	0,09	Hidroelektrik	
26	MENZELET	1989	0,124	Hidroelektrik	
27	ADIGÜZEL	1989	0,062	Hidroelektrik	
28	KAPULUKAYA	1989	0,054	Hidroelektrik	
29	AKSU (ÇAYKÖY)	1989	0,016	Hidroelektrik	
30	GEZENDE	1990	0,1594	Hidroelektrik	
31	KILIÇKAYA	1990	0,12	Hidroelektrik	
32	DERBENT	1990	0,0564	Hidroelektrik	
33	KARACAÖREN-1	1990	0,032	Hidroelektrik	
34	SEYHAN II	1991	0,0075	Hidroelektrik	
35	SIR	1991	0,2835	Hidroelektrik	
36	ATATÜRK	1992	2,405	Hidroelektrik	
37	KARACAÖREN II	1993	0,0464	Hidroelektrik	

SIRA	SANTRAL İSMİ	KURULUŞ YILI	KAPASİTE [GW]	YAKIT TÜRÜ	TOPLAM KAPASİTE [GW]
38	YENİCE	1994	0,0379	Hidroelektrik	
39	ÇATALAN	1997	0,1689	Hidroelektrik	
40	DİCLE	1997	0,11	Hidroelektrik	
41	KRALKIZI	1997	0,0945	Hidroelektrik	
42	BEREKET HES (DENİZLİ)	1997	0,0037	Hidroelektrik	
43	GÖNEN	1997	0,0106	Hidroelektrik	
44	ÇAMLIGÖZE	1998	0,032	Hidroelektrik	
45	SÜTCÜLER	1998	0,0023	Hidroelektrik	
46	TOHMA MEDİK (ALARKO)	1998	0,0125	Hidroelektrik	
47	BERKE	1999	0,51	Hidroelektrik	
48	FETHİYE	1999	0,0165	Hidroelektrik	
49	AHİKÖY I-II	1999	0,0042	Hidroelektrik	
50	DİNAR-II (METAK)	2000	0,003	Hidroelektrik	
51	SUÇATI (ERE EN.)	2000	0,007	Hidroelektrik	
52	BİRECİK	2000	0,672	Hidroelektrik	
53	KARKAMIŞ	2000	0,189	Hidroelektrik	
54	ÖZLÜCE	2000	0,17	Hidroelektrik	
55	BEYKÖY(ZORLU)	2000	0,0168	Hidroelektrik	
56	GİRLEVİK-II / MERCAN	2001	0,011	Hidroelektrik	
57	ÇAL (LİMAK) (Denizli)	2001	0,0025	Hidroelektrik	
58	GAZİLER (İğdır)	2002	0,0112	Hidroelektrik	
59	PAMUK (Toroslar)	2003	0,0233	Hidroelektrik	
60	MERCAN(ZORLU)	2003	0,0204	Hidroelektrik	
61	YAPISAN HACILAR DARENDE	2003	0,0133	Hidroelektrik	
62	EŞEN-II (GÖLTAŞ)	2003	0,0434	Hidroelektrik	
63	BATMAN	2003	0,1985	Hidroelektrik	
64	KÜRTÜN	2003	0,085	Hidroelektrik	
65	BEREKET (DALAMAN)	2004	0,0075	Hidroelektrik	
66	KADINCIK II	2004	0,056	Hidroelektrik	
67	İŞKUR (SÜLEYMANLI HES)	2004	0,0046	Hidroelektrik	
68	BEREKET (FESLEK)	2004	0,0095	Hidroelektrik	
69	ELTA (DODURGA)	2004	0,0041	Hidroelektrik	
70	ENERJİ-SA BİRKAPILI	2004	0,0485	Hidroelektrik	
71	İÇTAŞ YUKARI MERCAN	2005	0,0142	Hidroelektrik	
72	YAMULA	2005	0,1	Hidroelektrik	
73	MURATLI	2005	0,0883	Hidroelektrik	
74	BEREKET (DALAMAN)	2005	0,0075	Hidroelektrik	

SIRA	SANTRAL İSMİ	KURULUŞ YILI	KAPASİTE [GW]	YAKIT TÜRÜ	TOPLAM KAPASİTE [GW]
75	BEREKET (MENTAŞ)	2006	0,0399	Hidroelektrik	
76	BEREKET (DALAMAN)	2006	0,0225	Hidroelektrik	
77	ENERJİ-SA-AKSU-ŞAHMALLAR	2006	0,014	Hidroelektrik	
78	BEREKET (GÖKYAR)	2006	0,0116	Hidroelektrik	
79	SU ENERJİ (ÇAYGÖREN HES)	2006	0,0046	Hidroelektrik	
80	MOLU ENERJİ (BAHÇELİK HES)	2006	0,0042	Hidroelektrik	
81	ŞANLI URFA	2006	0,051	Hidroelektrik	
82	TEKTUĞ-KARGILIK	2006	0,0239	Hidroelektrik	
83	ENERJİ SA-SUGÖZÜ-KIZILDÜZ	2006	0,0154	Hidroelektrik	
84	TEKTUĞ-KALEALTI HES	2006	0,015	Hidroelektrik	
85	BORÇKA	2007	0,3006	Hidroelektrik	
86	TEKTUĞ-KEBENDERESİ	2007	0,005	Hidroelektrik	
87	YPM BEYPINAR HES	2007	0,0036	Hidroelektrik	
88	KURTEKS (Karasu Andırın HES)	2007	0,0024	Hidroelektrik	
89	YPM ALTINTEPE SUŞEHRİ HES	2007	0,004	Hidroelektrik	
90	YPM KONAK HES (SUŞEHRİ/SİVAS)	2007	0,004	Hidroelektrik	
91	ÖZGÜR ELEKTR.K.Maraş Tahta HES	2007	0,0125	Hidroelektrik	
92	CANSU ELEKTRİK (ARTVİN)	2008	0,0092	Hidroelektrik	
93	MARAŞ ENERJİ (FIRNIS)	2008	0,0072	Hidroelektrik	
94	HİDRO KONTROL YUKARI MANAHOZ	2008	0,0224	Hidroelektrik	
95	SARMAŞIK II HES (FETAŞ FETHİYE ENERJİ)	2008	0,0216	Hidroelektrik	
96	SARMAŞIK I HES (FETAŞ FETHİYE ENERJİ)	2008	0,021	Hidroelektrik	
97	ÇALDERE ELEKTRİK DALAMAN MUĞLA	2008	0,0087	Hidroelektrik	
98	H.G.M.ENER.(KEKLİCE K HES)	2008	0,0087	Hidroelektrik	
99	ALP ELEKTRİK (TINAZTEPE)	2008	0,0077	Hidroelektrik	
100	İÇ-EN ELEK. ÇALKIŞLA	2008	0,0077	Hidroelektrik	
101	TEMSA ELEKTRİK (GÖZEDE HES)	2008	0,0024	Hidroelektrik	

SIRA	SANTRAL İSMİ	KURULUŞ YILI	KAPASİTE [GW]	YAKIT TÜRÜ	TOPLAM KAPASİTE [GW]
102	TORUL	2008	0,1032	Hidroelektrik	
103	AKKÖY ENERJİ (AKKÖY HES)	2008	0,1019	Hidroelektrik	
104	OBRUK I-II	2009	0,2108	Hidroelektrik	
105	UZUNÇAYIR	2009	0,082	Hidroelektrik	
106	CİNDERE DENİZLİ	2009	0,0282	Hidroelektrik	
107	YEŞİLBAŞ	2009	0,014	Hidroelektrik	
108	YPM SEVİNDİK	2009	0,0057	Hidroelektrik	
109	TOCAK I HES (YURT ENERJİ ÜRETİM SAN.)	2009	0,0048	Hidroelektrik	
110	ÖZYAKUT GÜNEŞLİ HES	2009	0,0018	Hidroelektrik	
111	ELESTAŞ YAZI	2009	0,0011	Hidroelektrik	
112	YPM GÖLOVA	2009	0,0011	Hidroelektrik	
113	REŞADİYE I HES(TURKON MNG EL.	2009	0,0157	Hidroelektrik	
114	KAREL (PAMUKOVA)	2009	0,0093	Hidroelektrik	
115	DEĞİRMENÜSTÜ (KAHRAMANMARAŞ)	2009	0,0386	Hidroelektrik	
116	CEYKAR BAĞIŞLI	2009	0,0296	Hidroelektrik	
117	ÖZGÜR ELEKTR.AZMAK II	2009	0,0063	Hidroelektrik	
118	KAYEN ALFA EN.KALETEPE HES (tortum)	2009	0,0102	Hidroelektrik	
119	ERVA KABACA HES	2009	0,0085	Hidroelektrik	
120	ÖZTAY GÜNAYŞE	2009	0,0083	Hidroelektrik	
121	BEYOBASI (SIRMA)	2009	0,0059	Hidroelektrik	
122	AKUA KAYALIK	2009	0,0058	Hidroelektrik	
123	ELESTAŞ YAYLABEL	2009	0,0051	Hidroelektrik	
124	SARITEPE HES DİNAMİK SİSTEMLER	2009	0,0049	Hidroelektrik	
125	ŞİRİKÇİOĞLU KOZAK	2009	0,0044	Hidroelektrik	
126	TAŞOVA YENİDEREKÖY	2009	0,002	Hidroelektrik	
127	ANADOLU ÇAKIRLAR	2009	0,0162	Hidroelektrik	
128	FİLYOS YALNIZCA HES	2009	0,0144	Hidroelektrik	
129	TEKTUĞ-ERKENEK	2009	0,013	Hidroelektrik	
130	AKÇAY	2009	0,0288	Hidroelektrik	
131	BEREKET (KOYULHİSAR)	2009	0,042	Hidroelektrik	
132	KALEN ENER. (KALEN I-II)	2009	0,0313	Hidroelektrik	
133	TÜM EN. PINAR	2009	0,0301	Hidroelektrik	
134	MURGUL BAKIR	2010	0,0242	Hidroelektrik	

SIRA	SANTRAL İSMİ	KURULUŞ YILI	KAPASİTE [GW]	YAKIT TÜRÜ	TOPLAM KAPASİTE [GW]
135	YAVUZ HES (MASAT EN.)	2010	0,0225	Hidroelektrik	
136	FIRTINA ELEK.(SÜMER HES)	2010	0,0216	Hidroelektrik	
137	ÇAKIT HES	2010	0,0202	Hidroelektrik	
138	HAMZALI HES (TURKON MNG ELEK.)	2010	0,0167	Hidroelektrik	
139	KAYABÜKÜ HES (ELİTE ELEK.)	2010	0,0146	Hidroelektrik	
140	KULP IV HES (YILDIZLAR EN.)	2010	0,0123	Hidroelektrik	
141	BEYTEK (ÇATALOLUK HES)	2010	0,0095	Hidroelektrik	
142	SELİMOĞLU HES (ARSIN EN.)	2010	0,0088	Hidroelektrik	
143	ÇAMLIKAYA	2010	0,0085	Hidroelektrik	
144	GÜZELÇAY I-II HES(İLK EN.)	2010	0,0081	Hidroelektrik	
145	SABUNSUYU II HES (ANG EN.)	2010	0,0074	Hidroelektrik	
146	KARADENİZ ELEK.(UZUNDERE I HES)	2010	0,0622	Hidroelektrik	
147	ALAKIR (YURT EN.)	2010	0,0021	Hidroelektrik	
148	KAHTA I HES(ERDEMYILDIZ ELEK.)	2010	0,0071	Hidroelektrik	
149	KOZAN HES (SER-ER EN.)	2010	0,004	Hidroelektrik	
150	NARİNKALE HES (EBD EN.)	2010	0,0335	Hidroelektrik	
151	GÜDÜL I (YAŞAM EN.)	2010	0,0024	Hidroelektrik	
152	KALKANDERE-YOKUŞLU HES(AKIM EN.)	2010	0,0023	Hidroelektrik	
153	KARŞIYAKA HES (AKUA EN.)	2010	0,0016	Hidroelektrik	
154	KAHRAMAN REG.(KATIRICIOĞLU ELEK.)	2010	0,0014	Hidroelektrik	
155	HETAŞ HACISALİHOĞLU (YILDIZLI HES)	2010	0,0012	Hidroelektrik	
156	DİNAR HES (ELDA ELEK.)	2010	0,0044	Hidroelektrik	
157	BURÇ BENDİ (AKKUR EN.)	2010	0,0273	Hidroelektrik	
158	NİSAN EN.(BAŞAK HES)	2010	0,0069	Hidroelektrik	

SIRA	SANTRAL İSMİ	KURULUŞ YILI	KAPASİTE [GW]	YAKIT TÜRÜ	TOPLAM KAPASİTE [GW]
159	ÖZGÜR ELEKTR.AZMAK I	2010	0,0118	Hidroelektrik	
160	BULAM	2010	0,007	Hidroelektrik	
161	ERENKÖY REG.(TÜRKERLER)	2010	0,0215	Hidroelektrik	
162	KAR-EN KARADENİZ ELEK. (ARALIK HES)	2010	0,0124	Hidroelektrik	
163	BAYBURT HES	2010	0,0146	Hidroelektrik	
164	NURYOL EN.(DEFNE HES)	2010	0,0072	Hidroelektrik	
165	ERİKLİ-AKOC AK REG.(AK EN.)	2010	0,0825	Hidroelektrik	
166	REŞADİYE II HES(TURKON MNG EL.)	2010	0,0261	Hidroelektrik	
167	REŞADİYE III HES(TURKON MNG EL.)	2010	0,0223	Hidroelektrik	
168	AKIM (CEVİZLİK HES)	2010	0,0914	Hidroelektrik	
169	CEYHAN HES (OŞKAN HES-ENOVA)	2010	0,0239	Hidroelektrik	
170	BİRİM (ERFELEK HES)	2010	0,0065	Hidroelektrik	
171	ERENLER REG.(BME BİRLEŞİK EN.)	2010	0,045	Hidroelektrik	
172	YEDİGÖZE HES	2010	0,3107	Hidroelektrik	
173	ULUBAT KUVVET TÜN.(AK EN.)	2010	0,1	Hidroelektrik	
174	TEKTUĞ-ANDIRIN	2010	0,0405	Hidroelektrik	
175	DİM HES (DİLER ELEK.)	2010	0,0383	Hidroelektrik	
176	KALE HES	2010	0,0341	Hidroelektrik	
177	SELEN EL.(KEPEZKAYA HES)	2010	0,028	Hidroelektrik	
178	DAMLAPINAR (CENAY ELEK.)	2010	0,0164	Hidroelektrik	
179	UMUT III HES(NİSAN EL.)	2010	0,012	Hidroelektrik	
180	GÖK HES	2010	0,01	Hidroelektrik	
181	ASA EN.(KALE REG.)	2010	0,0096	Hidroelektrik	
182	PAŞA HES (ÖZGÜR EL.)	2010	0,0087	Hidroelektrik	
183	KİRPİLİK HES (ÖZGÜR ELEK.)	2010	0,0062	Hidroelektrik	
184	MURSAL II HES (PETA EN.)	2010	0,0045	Hidroelektrik	
185	DOĞUBAY ELEK.(SARİMEHMET HES)	2010	0,0031	Hidroelektrik	
186	ALKUMRU BARAJI VE HES(LİMAK)	2011	0,2613	Hidroelektrik	

SIRA	SANTRAL İSMİ	KURULUŞ YILI	KAPASİTE [GW]	YAKIT TÜRÜ	TOPLAM KAPASİTE [GW]
187	YAPISAN KARICA DARICA	2011	0,1103	Hidroelektrik	
188	BAYRAMHACILI (SENERJİ EN.)	2011	0,047	Hidroelektrik	
189	SEFAKÖY (PURE)	2011	0,0331	Hidroelektrik	
190	MURATLI	2011	0,0267	Hidroelektrik	
191	KUMKÖY HES (KUMKÖY EN.)	2011	0,0175	Hidroelektrik	
192	YAPRAK II HES (NİSAN EL. ENERJİ)	2011	0,0108	Hidroelektrik	
193	AKSU REG.(KALEN EN.)	2011	0,0052	Hidroelektrik	
194	DURU 2 REG.(DURUCASU EL.)	2011	0,0045	Hidroelektrik	
195	BOĞUNTU (BEYOBASI EN.ÜR.)	2011	0,0038	Hidroelektrik	
196	KARASU I HES (İDEAL EN.)	2011	0,0038	Hidroelektrik	
197	KARASU II HES (İDEAL EN.)	2011	0,0031	Hidroelektrik	
198	KORUKÖY HES (AKAR EN.)	2011	0,003	Hidroelektrik	
199	KALKANDERE-YOKUŞLU HES(AKIM EN.)	2011	0,0379	Hidroelektrik	
200	OTLUCA I HES (BEYOBASI)	2011	0,0375	Hidroelektrik	
201	LAMAS III-IV (TGT EN.)	2011	0,0357	Hidroelektrik	
202	HİDRO ENERJİ SANTRALLERİ- 2016 KURULU	2016	2,21577	Hidroelektrik	
203	HİDRO ENERJİ SANTRALLERİ- 2015 KURULU	2015	0,8	Hidroelektrik	
204	TEFEN HES (AKSU)	2011	0,033	Hidroelektrik	
205	ÇAMLICA III	2011	0,0276	Hidroelektrik	
206	SARAÇBENDİ (ÇAMLICA)	2011	0,0255	Hidroelektrik	
207	İNCİRLİ REG.(LASKAR EN.)	2011	0,0252	Hidroelektrik	
208	KULP I HES (YILDIZLAR EN.)	2011	0,0229	Hidroelektrik	
209	YEDİGÖL REG. VE HES (YEDİGÖL HES)	2011	0,0219	Hidroelektrik	
210	KAZANKAYA REG.İNCESU HES(AKSA)	2011	0,015	Hidroelektrik	
211	SAYAN (KAREL)	2011	0,0149	Hidroelektrik	

SIRA	SANTRAL İSMİ	KURULUŞ YILI	KAPASİTE [GW]	YAKIT TÜRÜ	TOPLAM KAPASİTE [GW]
212	ÜZÜMLÜ HES (AKGÜN EN. ÜR. VE TİC. A.Ş.)	2011	0,0114	Hidroelektrik	
213	KARASU 4-2 HES (İDEAL EN.)	2011	0,0104	Hidroelektrik	
214	KIRAN HES (ARSAN EN.)	2011	0,0097	Hidroelektrik	
215	ÇANAKÇI HES (CAN EN.)	2011	0,0093	Hidroelektrik	
216	ÇEŞMEBAŞI (GİMAK)	2011	0,0082	Hidroelektrik	
217	SARIKAVAK (ESER)	2011	0,0081	Hidroelektrik	
218	GÖKMEN REG. (SUGÜCÜ ELEK.)	2011	0,0029	Hidroelektrik	
219	POYRAZ HES(YEŞİL EN.)	2011	0,0027	Hidroelektrik	
220	ÇUKURÇAYI HES (AYDEMİR)	2011	0,0018	Hidroelektrik	
221	TUZTAŞI HES (GÜRÜZ ELEK. ÜR. LTD.ŞTİ.)	2011	0,0016	Hidroelektrik	
222	HAKKARİ (OTLUCA) ((NAS EN.)	2011	0,0013	Hidroelektrik	
223	MALAZGİRT (MOSTAR EN.)	2011	0,0012	Hidroelektrik	
224	KÖYOBASI HES (ŞİRİKOĞLU ELEK.)	2011	0,0011	Hidroelektrik	
225	ÇAKIRMAN (YUSAKA EN.)	2011	0,007	Hidroelektrik	
226	ÖREN REG.(ÇELİKLER)	2011	0,0266	Hidroelektrik	
227	OTLUCA II HES (BEYOBASI)	2011	0,0064	Hidroelektrik	
228	SÖĞÜTLÜKAYA (POSOĞ HES) YENİGÜN EN.	2011	0,0061	Hidroelektrik	
229	YAMAÇ HES (YAMAÇ ENERJİ ÜRETİM A.Ş.)	2011	0,0055	Hidroelektrik	
230	HASANLAR (DÜZCE)	2011	0,0047	Hidroelektrik	
231	KARASU 4-3 HES (İDEAL EN.)	2011	0,0046	Hidroelektrik	
232	KESME REG.(KIVANÇ EN.)	2011	0,0046	Hidroelektrik	
233	KARASU 5 HES (İDEAL EN.)	2011	0,0041	Hidroelektrik	
234	YAŞIL HES (YAŞIL ENERJİ EL. ÜRETİM A.Ş.)	2011	0,0038	Hidroelektrik	
235	HACININOĞLU HES (ENERJİ-SA)	2011	0,1423	Hidroelektrik	
236	BÜNYAN (KAYSERİ VE CİVARI)	2011	0,0012	Hidroelektrik	
237	DARCA HES (BÜKOR EL.)	2011	0,0089	Hidroelektrik	

SIRA	SANTRAL İSMİ	KURULUŞ YILI	KAPASİTE [GW]	YAKIT TÜRÜ	TOPLAM KAPASİTE [GW]
238	BALKONDU I HES (BTA ELEK.)	2011	0,0092	Hidroelektrik	
239	EGEMEN 1 HES (ENERSİS ELEK.)	2011	0,0199	Hidroelektrik	
240	KOVADA-I (BATIÇİM EN.)	2011	0,0083	Hidroelektrik	
241	KOVADA-II(BATIÇİM EN.)	2011	0,0512	Hidroelektrik	
242	GİRLEVİK (BOYDAK EN.)	2011	0,003	Hidroelektrik	
243	ÇAĞ-ÇAĞ (NAS EN.)	2011	0,0144	Hidroelektrik	
244	DERME(KAYSERİ VE CİVARI EN.ÜR.)	2011	0,0045	Hidroelektrik	
245	SIZIR(KAYSERİ VE CİVARI EN.ÜR.)	2011	0,0058	Hidroelektrik	
246	CEVHER (ÖZCEVHER)	2012	0,0164	Hidroelektrik	
247	EŞEN-I (GÖLTAŞ)	2012	0,06	Hidroelektrik	
248	GEMİCİLER REG.(BOZTEPE)	2012	0,008	Hidroelektrik	
249	ERİK	2012	0,0065	Hidroelektrik	
250	AKKÖY ESPIYE(KONİ İNŞ.)	2012	0,0089	Hidroelektrik	
251	CAN I HES(HED ELEK.)	2012	0,0018	Hidroelektrik	
252	FEKE I (AKKUR EN.)	2012	0,0294	Hidroelektrik	
253	FEKE 2 (AKKUR EN.)	2012	0,0693	Hidroelektrik	
254	BÜYÜKDÜZ HES (AYEN EN.)	2012	0,0689	Hidroelektrik	
255	BANGAL REG. KUŞLUK HES(KUDRET EN.)	2012	0,017	Hidroelektrik	
256	DEMİRCİLER HES(PAK EN.)	2012	0,0084	Hidroelektrik	
257	CUNİŞ REG.(RİNERJİ)	2012	0,0084	Hidroelektrik	
258	BAĞIŞTAŞ II (AKDENİZ EL.)	2012	0,0324	Hidroelektrik	
259	DUMLU HES	2012	0,004	Hidroelektrik	
260	BEKTEMUR HES (DİZ-EP)	2012	0,0035	Hidroelektrik	
261	CEYHAN HES (BERKMAN HES-ENOVA)	2012	0,0378	Hidroelektrik	
262	DOĞANKAYA (MAR-EN)	2012	0,0206	Hidroelektrik	
263	HORU REG.(MARAŞ)	2012	0,0085	Hidroelektrik	
264	ESENDURAK (MERAL EL.)	2012	0,0093	Hidroelektrik	
265	SIRAKONAKLAR(2M)	2012	0,018	Hidroelektrik	
266	ARAKLI I REG.(YÜCEYURT EN.)	2012	0,0131	Hidroelektrik	

SIRA	SANTRAL İSMİ	KURULUŞ YILI	KAPASİTE [GW]	YAKIT TÜRÜ	TOPLAM KAPASİTE [GW]
267	ANAK HES	2012	0,0038	Hidroelektrik	
268	ALABALIK REG.(DARBOĞAZ)	2012	0,0138	Hidroelektrik	
269	ARCA HES (GÜRSU EL.)	2012	0,0164	Hidroelektrik	
270	ZORLU(ATAKÖY)	2012	0,0055	Hidroelektrik	
271	AVCILAR HES	2012	0,0167	Hidroelektrik	
272	ARPA HES (MCK EL.)	2012	0,0324	Hidroelektrik	
273	AYANCIK HES (İLK EL.)	2012	0,0156	Hidroelektrik	
274	ÇILDIR(ZORLU)	2012	0,0154	Hidroelektrik	
275	AYRANCILAR HES MURADIYE EL.)	2012	0,0415	Hidroelektrik	
276	NİKSAR (BAŞAK REG.)	2012	0,0402	Hidroelektrik	
277	MURATLI HES (ARMAHES ELEK.)	2012	0,0377	Hidroelektrik	
278	MURAT I-II REG.	2012	0,0356	Hidroelektrik	
279	YAMANLI III HİMMETLİ (MEM)	2012	0,027	Hidroelektrik	
280	PAPART HES (ELİTE)	2012	0,0266	Hidroelektrik	
281	İKİZDERE(ZORLU)	2012	0,0186	Hidroelektrik	
282	TELLİ I-II HES (FALANJ)	2012	0,0087	Hidroelektrik	
283	KIRIKDAĞ HES (ÖZENİR EN.)	2012	0,0169	Hidroelektrik	
284	KÜRCE REG.(DEDEGÖL)	2012	0,012	Hidroelektrik	
285	ÇARŞAMBA HES	2012	0,0113	Hidroelektrik	
286	KAYAKÖPRÜ II HES (ARSAN ELEK.)	2012	0,0102	Hidroelektrik	
287	ÇINAR I HES	2012	0,0093	Hidroelektrik	
288	KOZDERE (ADO MAD.)	2012	0,0093	Hidroelektrik	
289	YAĞMUR (BT BORDO)	2012	0,0089	Hidroelektrik	
290	TUZKÖY (BATEN)	2012	0,0084	Hidroelektrik	
291	KÖKNAR(AYCAN)	2012	0,008	Hidroelektrik	
292	TUZLAKÖY-SERGE (TUYAT) (BATEN)	2012	0,0071	Hidroelektrik	
293	SULUKÖY HES (DU EL.)	2012	0,0069	Hidroelektrik	
294	ŞİFRİN (BOMONTİ)	2012	0,0067	Hidroelektrik	
295	POLAT HES (ELESTAŞ)	2012	0,0066	Hidroelektrik	
296	ÇAĞLAYAN HES	2012	0,006	Hidroelektrik	
297	SARIHIDIR HES(MOLU)	2012	0,006	Hidroelektrik	
298	YAVUZ HES (AREM EN.)	2012	0,0058	Hidroelektrik	
299	HORYAN	2012	0,0057	Hidroelektrik	
300	GÜDÜL II (YAŞAM EN.)	2012	0,0049	Hidroelektrik	

SIRA	SANTRAL İSMİ	KURULUŞ YILI	KAPASİTE [GW]	YAKIT TÜRÜ	TOPLAM KAPASİTE [GW]
301	TUĞRA REG. (VİRA)		0,0049	Hidroelektrik	
302	TELEME (TAYEN)	2012	0,0016	Hidroelektrik	
303	ÇAMLICA(AYEN ENERJİ)	2012	0,084	Hidroelektrik	
304	ÜÇKAYA (ŞİRİKÇİOĞLU)	2012	0,001	Hidroelektrik	
305	FINDIK I HES(ADV)	2012	0,0113	Hidroelektrik	
306	GÖKGEDİK (UHUD) HES	2012	0,0243	Hidroelektrik	
307	YEDİSU HES (ÖZALTIN)	2012	0,0227	Hidroelektrik	
308	MİDİLLİ REG.(MASAT EN.)	2012	0,021	Hidroelektrik	
309	BOYABAT	2012	0,513	Hidroelektrik	
310	ERMENEK	2012	0,3024	Hidroelektrik	
311	AKKÖY ENERJİ II (AKKÖY HES)	2012	0,2297	Hidroelektrik	
312	ALPARSLAN 1	2012	0,16	Hidroelektrik	
313	AKKÖPRÜ	2012	0,115	Hidroelektrik	
314	GÜLLÜBAĞ (SEN EN.)	2012	0,096	Hidroelektrik	
315	MENGE (ENERJİ-SA)	2012	0,0894	Hidroelektrik	
316	SEYRANTEPE HES (SEYRANTEPE BARAJI)	2012	0,0568	Hidroelektrik	
317	DİĞERLERİ	2012	0,045	Hidroelektrik	
318	KILAVUZLU	2012	0,0405	Hidroelektrik	
319	TUNA HES (NİSAN)	2012	0,0372	Hidroelektrik	
320	YAMANLI III GÖKKAYA (MEM)	2012	0,0285	Hidroelektrik	
321	GÜNDER REG.(ARIK)	2012	0,0282	Hidroelektrik	
322	BALKUSAN II HES (KAREN)	2012	0,025	Hidroelektrik	
323	KUZGUN(ZORLU)	2012	0,0209	Hidroelektrik	
324	TERCAN(ZORLU)	2012	0,015	Hidroelektrik	
325	BALKUSAN I HES (KAREN)	2012	0,013	Hidroelektrik	
326	YILDIRIM HES (BAYBURT)	2012	0,0107	Hidroelektrik	
327	VİZARA (ÖZTÜRK)	2012	0,0086	Hidroelektrik	
328	KARTALKAYA(SIR)	2012	0,008	Hidroelektrik	
329	UMUT I HES(NİSAN EL.)	2012	0,0058	Hidroelektrik	
330	ZEYTİNBENDİ HES	2012	0,0052	Hidroelektrik	
331	MURSAL I (PETA MÜH.)	2012	0,0042	Hidroelektrik	
332	EGER HES	2013	0,0019	Hidroelektrik	

SIRA	SANTRAL İSMİ	KURULUŞ YILI	KAPASİTE [GW]	YAKIT TÜRÜ	TOPLAM KAPASİTE [GW]
333	ÇUKURÇAYI HES (AYDEMİR)	2013	0,0018	Hidroelektrik	
334	BERDAN HES (KILIÇ ENERJİ ÜRETİM A.Ş.)	2013	0,0102	Hidroelektrik	
335	BOZTEPE HES (ENTEK ENERJİ TEKNOLOJİLERİ)	2013	0,0182	Hidroelektrik	
336	DARIVEREN HES (DARIVEREN ENERJİ)	2013	0,0031	Hidroelektrik	
337	ÇAMLICA I HES (EÜAŞ)	2013	0,084	Hidroelektrik	
338	ADACAMI HES (ADACAMI ENERJİ ELK. ÜR. SAN VE TİC)	2013	0,0294	Hidroelektrik	
339	AKBAŞ HES (ARI SU ENERJİ ÜRETİM A.Ş.)	2013	0,0125	Hidroelektrik	
340	AKKAYA REG VE HES (MED ENERJİ A.Ş.)	2013	0,0044	Hidroelektrik	
341	AKKENT ÇALKUYUCAK HES (DNZ ELEKTRİK ÜR. A.Ş.)	2013	0,0138	Hidroelektrik	
342	AVANOS REG VE CEMEL HES (CEMEL I) (ZEYNEP ENERJİ)	2013	0,0144	Hidroelektrik	
343	BAĞIŞTAŞ II HES (AKDENİZLİ ELEKTRİK ÜRETİM A.Ş.)	2013	0,0162	Hidroelektrik	
344	BURÇAK HES (SUATA ELEKTRİK ÜRETİM LTD. ŞTİ.)	2013	0,0663	Hidroelektrik	
345	DARAN HES (DARAN I-II)(KURTSUYU ELEKTRİK ÜRETİM)	2013	0,0194	Hidroelektrik	
346	DARAN HES (DARAN I-II)(KURTSUYU ELEKTRİK)	2013	0,0239	Hidroelektrik	
347	DARAN HES (DARAN I-II)(KURTSUYU)	2013	0,0239	Hidroelektrik	
348	EREM HES (EFE EN.EL.ÜR.PAZ.DAN.)	2013	0,0031	Hidroelektrik	
349	ÇAMBAŞI REGÜLATÖRÜ VE HES (ENERJİSA ENERJİ ÜR.)	2013	0,0441	Hidroelektrik	
350	KUŞAKLI REG. VE HES (ENERJİSA ENERJİ ÜR. A.Ş.)	2013	0,02	Hidroelektrik	
351	AĞKOLU HES (MOR ELEKTRİK ÜRETİM A.Ş.)	2013	0,0044	Hidroelektrik	
352	ARAKLI-4 REG VE HES (YEŞİLYURT GRUP EN.ÜR.)	2013	0,0089	Hidroelektrik	

SIRA	SANTRAL İSMİ	KURULUŞ YILI	KAPASİTE [GW]	YAKIT TÜRÜ	TOPLAM KAPASİTE [GW]
353	ALABALIK REG. VE HES SANT. I-II (DARBOĞAZ ELEK.)	2013	0,0025	Hidroelektrik	
354	ARAKLI-1 HES (YÜCEYURT ENERJİ)	2013	0,0018	Hidroelektrik	
355	SENA HES (HOŞDERE ENERJİ ÜR. VE TİC. A.Ş.)	2013	0,0214	Hidroelektrik	
356	AKSU REG. VE HES (YEDİGÖL HİDROELEKTRİK ÜR. TİC.)	2013	0,0273	Hidroelektrik	
357	AKKÖY-ESPIYE HES (KONİ İNŞAAT SANAYİ A.Ş.)	2013	0,0045	Hidroelektrik	
358	ADASU HES (ADASU ENERJİ A.Ş.)	2013	0,0096	Hidroelektrik	
359	HASANLAR HES (BATIÇİM ENERJİ ELEKTRİK ÜRETİM)	2013	0,0094	Hidroelektrik	
360	GÖZEDE II HES(TEMSA ELEKTRİK ÜRETİM LTD.ŞTİ.)	2013	0,004	Hidroelektrik	
361	GÜNEŞLİ II HES (ASYA EN.EL.ÜR.SAN.TİC.A.Ş.)	2013	0,0124	Hidroelektrik	
362	GÜZELOLUK REG. VE HES. (İDOL ELEK. ÜR.)	2013	0,0136	Hidroelektrik	
363	HASANKALE REG. VE HES(AR-ES ELEKTRİK ÜR.LTD.)	2013	0,0053	Hidroelektrik	
364	IRMAK HES (BAV ELEKTRİK ÜRETİM A.Ş.)	2013	0,0057	Hidroelektrik	
365	KALE HES (AVKAL ENERJİ ÜRETİM VE TİC. A.Ş.)	2013	0,0293	Hidroelektrik	
366	KISIK HES (KILIÇ ENERJİ ÜRETİM A.Ş.)	2013	0,0093	Hidroelektrik	
367	KIRAZLIK REG. VE HES (DARENHES ELEKTRİK ÜR.)	2013	0,0145	Hidroelektrik	
368	KOÇAK REG. VE HES (PRESTİJ ENERJİ ÜRETİM SAN.)	2013	0,0241	Hidroelektrik	
369	GÖZEDE II HES(TEMSA ELEKTRİK ÜRETİM LTD.ŞTİ.)	2013	0,004	Hidroelektrik	
370	GÜNEŞLİ II HES (ASYA EN.EL.ÜR.SAN.TİC.A.Ş.)	2013	0,0124	Hidroelektrik	

SIRA	SANTRAL İSMİ	KURULUŞ YILI	KAPASİTE [GW]	YAKIT TÜRÜ	TOPLAM KAPASİTE [GW]
371	GÜZELOLUK REG. VE HES. (İDOL ELEK. ÜR.)	2013	0,0136	Hidroelektrik	
372	HASANKALE REG. VE HES(AR-ES ELEKTRİK ÜR.LTD.)	2013	0,0053	Hidroelektrik	
373	IRMAK HES (BAV ELEKTRİK ÜRETİM A.Ş.)	2013	0,0057	Hidroelektrik	
374	KALE HES (AVKAL ENERJİ ÜRETİM VE TİC. A.Ş.)	2013	0,0293	Hidroelektrik	
375	KALECİK HES (ENERKA KALECİK ELEKTRİK ÜRETİM	2013	0,0026	Hidroelektrik	
376	KALECİK HES (ENERKA KALECİK ELEKTRİK ÜRETİM	2013	0,0026	Hidroelektrik	
377	KALECİK HES (ENERKA KALECİK ELEKTRİK ÜRETİM	2013	0,0031	Hidroelektrik	
378	KALECİK HES (ENERKA KALECİK ELEKTRİK ÜRETİM	2013	0,0031	Hidroelektrik	
379	KALECİK HES (ENERKA KALECİK ELEKTRİK ÜRETİM	2013	0,0078	Hidroelektrik	
380	KARAKÖY HES (KARAKÖY ELEKTRİK ÜRETİM A.Ş.)	2013	0,003	Hidroelektrik	
381	KAVAKÇALI HES (PAK ENERJİ ÜR. SAN. VE TİC. A.Ş.)	2013	0,0111	Hidroelektrik	
382	KAYAKÖPRÜ HES (ARSAN ENERJİ A.Ş.)	2013	0,0142	Hidroelektrik	
383	KEMERÇAYIR REG. VE HES (TRABZON ENERJİ ÜR.)	2013	0,0155	Hidroelektrik	
384	MAVİ REG. VE HES (CESE ELEKTRİK ÜRETİM A.Ş.)	2013	0,0114	Hidroelektrik	
385	MEREKLER REG. VE ALGÖLÜ HES (EMSAT EL.ÜR.)	2013	0,0112	Hidroelektrik	
386	MOR-2 HES (MOR ELEKTRİK ÜRETİM A.Ş.)	2013	0,0066	Hidroelektrik	
387	ORDU HES (MELET ENERJİ ELEKTRİK ÜRETİM A.Ş.)	2013	0,021	Hidroelektrik	

SIRA	SANTRAL İSMİ	KURULUŞ YILI	KAPASİTE [GW]	YAKIT TÜRÜ	TOPLAM KAPASİTE [GW]
388	ORTAÇAĞ REG VE HES (ORTAÇAĞ ENERJİ ÜR. A.Ş.)	2013	0,0129	Hidroelektrik	
389	OSMANCIK HES (TURHAL ENERJİ ÜRETİM A.Ş.)	2013	0,009	Hidroelektrik	
390	OYLAT HES (ETKEN ELEKTRİK ÜRETİM)	2013	0,0019	Hidroelektrik	
391	ÖZLÜCE HES (AK-ÖZLÜCE ELEKTRİK ÜRETİM)	2013	0,0182	Hidroelektrik	
392	PİRİNÇLİ REGÜLATÖRÜ VE HES (DERYA)	2013	0,0093	Hidroelektrik	
393	PİRİNÇLİ REGÜLATÖRÜ VE HES (DERYA EL.)	2013	0,0093	Hidroelektrik	
394	REMSU HES (AKKOÇ ELEKTRİK ÜRETİM LTD. ŞTİ.)	2013	0,002	Hidroelektrik	
395	SAF I HES (SAF ENERJİ ELEKTRİK ÜRETİM SAN. TİC.)	2013	0,0086	Hidroelektrik	
396	DİYOBAN HES (ATI İNŞAAT ENERJİ ÜRETİM)	2013	0,0085	Hidroelektrik	
397	DİNÇ REGÜ. VE HES (MUT ELEKTRİK ÜRETİM)	2013	0,002	Hidroelektrik	
398	BUCAKKÖY HES (BUCAK YENİLENEBİLİR EN. ÜR. A.Ş.)	2013	0,0087	Hidroelektrik	
399	CEVİZLİDERE HES (BOL SU ENERJİ ELEKTRİK ÜRETİM)	2013	0,0034	Hidroelektrik	
400	KÖPRÜBAŞI HES (YÜKSEL ENERJİ ELEKTRİK ÜR.)	2013	0,074	Hidroelektrik	
401	KÖPRÜBAŞI HES (KÖPRÜBAŞI ENERJİ ELEK. ÜR.)	2013	0,0147	Hidroelektrik	
402	ÇELTİKDERE HES (BOL SU ENERJİ ELEKTRİK ÜRETİM)	2013	0,0022	Hidroelektrik	
403	ÇENGER I REG. VE HES (KANYON YENİLE. ENERJİ)	2013	0,0057	Hidroelektrik	
404	ÇIRAKDAMI REG. VE HES(KARADENİZ HİDROELEKTRİK)	2013	0,0246	Hidroelektrik	

SIRA	SANTRAL İSMİ	KURULUŞ YILI	KAPASİTE [GW]	YAKIT TÜRÜ	TOPLAM KAPASİTE [GW]
405	ÇIRAKDAMI REG. VE HES(KARADENİZ HİDROELEKTRİK)	2013	0,0246	Hidroelektrik	
406	ÇİFTEKÖPRÜ REG. VE HES (ÇİFTEKÖPRÜ ELEKTRİK)	2013	0,0078	Hidroelektrik	
407	ÇİĞDEM REGÜLATÖRÜ VE HES (ENSU ELEKTRİK ÜR.)	2013	0,0177	Hidroelektrik	
408	ÇOBANLI HES (HİDRO-D HİDROELEKTRİK ENERJİ)	2013	0,019	Hidroelektrik	
409	SOĞUKPINAR HES (ARSAN SOĞUKPINAR ELEK.ÜR.)	2013	0,0089	Hidroelektrik	
410	SUKENARI REGÜLATÖRÜ VE HES (BGT MAVİ ENERJİ)	2013	0,0086	Hidroelektrik	
411	TONYA I II REG.VE HES (HETAŞ HACISALİHOĞLU EN.)	2013	0,0013	Hidroelektrik	
412	TORLAR HES (KAM ENERJİ ÜR. SAN. VE TİC. A.Ş.)	2013	0,0148	Hidroelektrik	
413	TOROS HES (BEREKET ENERJİ ÜRETİM A.Ş.)	2013	0,05	Hidroelektrik	
414	TUZLAKÖY-SERGE REG. VE HES(TUYAT ELEKTRİK)	2013	0,0095	Hidroelektrik	
415	DEĞİRMEN HES (KAİS ELEKTRİK ÜR. A.Ş.)	2013	0,013	Hidroelektrik	
416	ÜÇANLAR REG VE HES (TRABZON ENER. ÜR.VE TİC.)	2013	0,0119	Hidroelektrik	
417	ÜÇARMANLAR HES (ÜÇARMANLAR ENERJİ ÜR.)	2013	0,0166	Hidroelektrik	
418	YAPRAK HES (ALBE ENERJİ ELEK)	2013	0,009	Hidroelektrik	
419	YAZYURDU REGÜLATÖRÜ VE HES (İLCAN ELEKTRİK ÜR)	2013	0,0149	Hidroelektrik	
420	YEŞİLİRMAK I HES (YEŞİLİRMAK ELEKTRİK ENERJİ)	2013	0,0143	Hidroelektrik	
421	YEŞİLVADİ HES (COŞKUN ELEKTRİK ÜRETİM LTD.)	2013	0,01	Hidroelektrik	
422	YÜCE HES (MENERJİ ELK. ÜR.)	2013	0,0053	Hidroelektrik	

SIRA	SANTRAL İSMİ	KURULUŞ YILI	KAPASİTE [GW]	YAKIT TÜRÜ	TOPLAM KAPASİTE [GW]
423	ESKİKÖY REGÜLATÖRÜ VE HES (AY ELEK. ÜR. A.Ş.)	2013	0,0026	Hidroelektrik	
424	EĞLENCE 1 HES (EGENDA EGE ENERJİ ÜRETİM A.Ş.)	2013	0,0427	Hidroelektrik	
425	EĞLENCE 2 HES (EGENDA EGE ENERJİ ÜRETİM A.Ş.)	2013	0,026	Hidroelektrik	
426	FINDIK REGÜL. VE HES (ADV ELEKTRİK ÜR.)	2013	0,0085	Hidroelektrik	
427	GECÜR HES (AKAR ENERJİ SAN. TİC. LTD. ŞTİ)	2013	0,0031	Hidroelektrik	
428	DAĞDELEN REGÜLATÖRÜ VE HES (ENERJİSA ENERJİ)	2013	0,008	Hidroelektrik	
429	GARZAN HES (FERNAS ENERJİ ELEKTRİK ÜRETİM)	2013	0,042	Hidroelektrik	
430	GELİNKAYA HES (PAK ENERJİ ÜR.SAN VE TİC A.Ş)	2013	0,0069	Hidroelektrik	
431	KANDİL BARAJI VE HES (ENERJİSA ENERJİ ÜR. A.Ş.)	2013	0,2032	Hidroelektrik	
432	KAVŞAK BENDİ HES (ENERJİSA ENERJİ)	2013	0,062	Hidroelektrik	
433	KILAVUZLU HES (ELEKTRİK ÜRETİM A.Ş.)	2013	0,0135	Hidroelektrik	
434	KÖPRÜ BARAJI VE HES (ENERJİSA ENERJİ ÜRETİM A.Ş.)	2013	0,0772	Hidroelektrik	
435	KÖPRÜ BARAJI VE HES (ENERJİSA ENERJİ ÜRETİM A.Ş.)	2013	0,0779	Hidroelektrik	
436	LADİK-BÜYÜKKIZOĞLU HES (MET DURU ENERJİ ÜRETİM)	2013	0,0004	Hidroelektrik	
437	MİDİLLİ HES (MASAT ENERJİ ELEKTRİK ÜRETİM)	2013	0,0116	Hidroelektrik	
438	SARIGÜZEL BARAJI HES (ENERJİSA ENERJİ ÜRETİM A.Ş.)	2013	0,0989	Hidroelektrik	
439	SARIGÜZEL BARAJI HES (ENERJİSA ENERJİ ÜRETİM A.Ş.)	2013	0,0037	Hidroelektrik	

SIRA	SANTRAL İSMİ	KURULUŞ YILI	KAPASİTE [GW]	YAKIT TÜRÜ	TOPLAM KAPASİTE [GW]
440	ALKUMRU BARAJI VE HES (LİMAK HİDROELEKTRİK)	2013	0,0143	Hidroelektrik	
441	ÇERMİKLER BARAJI VE HES (ÖVÜNÇ ENERJİ)	2013	0,003	Hidroelektrik	
442	ÇERMİKLER BARAJI VE HES (ÖVÜNÇ ENERJİ)	2013	0,022	Hidroelektrik	
443	DERİNER HES (ELEKTRİK ÜRETİM A.Ş.)	2013	0,1674	Hidroelektrik	
444	DERİNER HES (ELEKTRİK ÜRETİM A.Ş.)	2013	0,3348	Hidroelektrik	
445	DERİNER HES (ELEKTRİK ÜRETİM A.Ş.)	2013	0,1675	Hidroelektrik	
446	DEVECİKONAĞI BARAJI VE HES (MCK ELEKTRİK ÜR.)	2013	0,023	Hidroelektrik	
447	DURU 1 REG. VE HES (DURUCASU ELEKTRİK)	2013	0,004	Hidroelektrik	
448	DURU 1 REG. VE HES (DURUCASU ELEKTRİK)	2013	0,001	Hidroelektrik	
449	SİRİMTAŞ HES (TEKTAŞ ELEKTRİK ÜRETİM A.Ş.)	2013	0,0136	Hidroelektrik	
450	TATAR HES (DARENHES ELEKTRİK ÜRETİM A.Ş.)	2013	0,0641	Hidroelektrik	
451	TATAR HES (DARENHES ELEKTRİK ÜRETİM A.Ş.)	2013	0,0641	Hidroelektrik	
452	UZUNDERE II HES (ATABEY ENERJİ ÜRETİM)	2013	0,007	Hidroelektrik	
453	YAPRAK I HES (NİSAN ELEKTROMEKANİK EN. SAN.)	2013	0,0135	Hidroelektrik	
454	YAYLA REG VE HES (EGELİ ENERJİ YATIRIM İNŞ.)	2013	0,0047	Hidroelektrik	
455	ALADEREÇAM HES	2014	0,0074	Hidroelektrik	
456	ALKUMRU BARAJI VE HES	2014	0,0143	Hidroelektrik	
457	ARKUN BARAJI VE HES	2014	0,156	Hidroelektrik	

SIRA	SANTRAL İSMİ	KURULUŞ YILI	KAPASİTE [GW]	YAKIT TÜRÜ	TOPLAM KAPASİTE [GW]
458	ARKUN BARAJI VE HES	2014	0,0888	Hidroelektrik	
459	ASLANCIK BARAJI VE HES	2014	0,0465	Hidroelektrik	
460	ASLANCIK BARAJI VE HES	2014	0,0128	Hidroelektrik	
461	ASLANCIK BARAJI VE HES	2014	0,0465	Hidroelektrik	
462	BERKE REG. VE HES	2014	0,0031	Hidroelektrik	
463	BÜKOR II HES	2014	0,0131	Hidroelektrik	
464	BOĞAZKÖY HES	2014	0,01	Hidroelektrik	
465	DOĞANÇAY HES	2014	0,0202	Hidroelektrik	
466	GARZAN HES	2014	0,0054	Hidroelektrik	
467	HAMZABEY HES	2014	0,0088	Hidroelektrik	
468	KALEALTI II HES	2014	0,0038	Hidroelektrik	
469	KALEALTI II HES	2014	0,01	Hidroelektrik	
470	KANDİL BARAJI VE HES	2014	0,0047	Hidroelektrik	
471	KAVŞAK BENDİ HES	2014	0,062	Hidroelektrik	
472	KAVŞAKBENDİ HES	2014	0,062	Hidroelektrik	
473	KAVŞAKBENDİ HES	2014	0,0054	Hidroelektrik	
474	KİRAZLIK REG. VE HES	2014	0,0145	Hidroelektrik	
475	KİRAZLIK REG. VE HES	2014	0,0145	Hidroelektrik	
476	KİRAZLIK REG. VE HES	2014	0,0025	Hidroelektrik	
477	PİRO REG VE HES	2014	0,0041	Hidroelektrik	
478	SÖLPEREN REGÜLATÖRÜ VE HES	2014	0,0098	Hidroelektrik	
479	UZUNDERE II HES	2014	0,007	Hidroelektrik	
480	YEŞİLKÖY REG. VE HES	2014	0,0037	Hidroelektrik	
481	ÇAĞLAYAN REG VE HES	2014	0,008	Hidroelektrik	
482	ÇAMLICA II HES	2014	0,0176	Hidroelektrik	
483	ÇİNE HES	2014	0,0463	Hidroelektrik	
484	ÇORAKLI HES	2014	0,0026	Hidroelektrik	
485	GÖKBEL I-II HES	2014	0,0145	Hidroelektrik	
486	GÖKBEL I-II HES	2014	0,0043	Hidroelektrik	
487	GÖKBOYUN REG VE HES	2014	0,005	Hidroelektrik	
488	GÜRGEN REG VE HES	2014	0,0024	Hidroelektrik	
489	HAVVA HES	2014	0,0024	Hidroelektrik	
490	KALE HES	2014	0,0171	Hidroelektrik	
491	KAMER REG. VE HES	2014	0,0038	Hidroelektrik	
492	KAYAKÖPRÜ HES	2014	0,0142	Hidroelektrik	

SIRA	SANTRAL İSMİ	KURULUŞ YILI	KAPASİTE [GW]	YAKIT TÜRÜ	TOPLAM KAPASİTE [GW]
493	KIY HES	2014	0,0119	Hidroelektrik	
494	KIY HES	2014	0,0119	Hidroelektrik	
495	KOÇLU HES	2014	0,0363	Hidroelektrik	
496	KÖROĞLU HES	2014	0,0091	Hidroelektrik	
497	M.KEMALPAŞA-SUUÇTU HES	2014	0,0023	Hidroelektrik	
498	MANYAS HES	2014	0,0203	Hidroelektrik	
499	MENTAŞ HES	2014	0,0096	Hidroelektrik	
500	MURAT HES	2014	0,0111	Hidroelektrik	
501	ORDU HES	2014	0,021	Hidroelektrik	
502	ÖZLÜCE HES	2014	0,0182	Hidroelektrik	
503	SAF I HES	2014	0,0075	Hidroelektrik	
504	SARAY REG VE HES	2014	0,0135	Hidroelektrik	
505	SEKİYAKA HES	2014	0,0023	Hidroelektrik	
506	SERAP HES	2014	0,029	Hidroelektrik	
507	SIRIMTAŞ HES	2014	0,0136	Hidroelektrik	
508	TOKMADİN HES	2014	0,0034	Hidroelektrik	
509	TONYA I-II HES	2014	0,0025	Hidroelektrik	
510	TUANA HES	2014	0,0037	Hidroelektrik	
511	TUANA HES	2014	0,0037	Hidroelektrik	
512	TUĞRA REG VE HES	2014	0,0115	Hidroelektrik	
513	ÜÇGEN 2 REG VE HES	2014	0,0103	Hidroelektrik	
514	ÜÇGEN HES	2014	0,0034	Hidroelektrik	
515	YAKINCA REG. VE HES	2014	0,0117	Hidroelektrik	
516	YAZILI I-II-III HES	2014	0,0066	Hidroelektrik	
517	YÜCE HES	2014	0,0053	Hidroelektrik	
518	ZALA REG. VE HES	2014	0,0054	Hidroelektrik	
519	ZEKERE HES	2014	0,004	Hidroelektrik	
520	DERELİ REG. VE HES	2014	0,0492	Hidroelektrik	
521	DİYOBAN HES	2014	0,0105	Hidroelektrik	
522	BERKE REG. VE HES	2014	0,0063	Hidroelektrik	
523	DORUK HES	2014	0,0283	Hidroelektrik	
524	DOĞANÇAY HES	2014	0,0101	Hidroelektrik	
525	PİRİNÇLİK HES	2014	0,0213	Hidroelektrik	
526	DEĞİRMEN REG. VE HES	2014	0,0068	Hidroelektrik	
527	GENERAL REG. VE HES	2014	0,006	Hidroelektrik	
528	EREN HES	2014	0,0352	Hidroelektrik	
529	AKDERE HES	2014	0,0075	Hidroelektrik	
530	ARISU HES	2014	0,0038	Hidroelektrik	

SIRA	SANTRAL İSMİ	KURULUŞ YILI	KAPASİTE [GW]	YAKIT TÜRÜ	TOPLAM KAPASİTE [GW]
531	AKSU REG. VE HES	2014	0,0058	Hidroelektrik	
532	AÇMA REG. VE HES	2014	0,0024	Hidroelektrik	
533	DÜZCE-AKSU HES	2014	0,0462	Hidroelektrik	
534	EKİNÖZÜ 1-2 HES	2014	0,0057	Hidroelektrik	
535	EKİNCİK HES	2014	0,0075	Hidroelektrik	
536	DAĞBAŞI HES	2014	0,0104	Hidroelektrik	
537	BARAN REG.VE HES (BARAN-I)	2014	0,0124	Hidroelektrik	
538	AYVASIL REGÜLATÖRÜ VE HES	2014	0,0015	Hidroelektrik	
539	AYVASIL REGÜLATÖRÜ VE HES	2014	0,003	Hidroelektrik	

Çizelge EK-1 7. Linyit Santralleri

SIRA	SANTRAL İSMİ	KURULUŞ YILI	KAPASİTE [GW]	YAKIT TÜRÜ	TOPLAM KAPASİTE [GW]
1	CAN	2005	0,32	Linyit	9,33046
2	TUNCBILEK	1956	0,365	Linyit	
3	SOMA B	1981	0,99	Linyit	
4	ELBİSTAN A	1984	1,355	Linyit	
5	YENİKÖY	1986	0,42	Linyit	
6	YATAGAN	1982	0,63	Linyit	
7	CAYIRHAN PARK HOLDING	1987	0,62	Linyit	
8	KANGAL	1989	0,457	Linyit	
9	ORHANELİ	1992	0,21	Linyit	
10	KEMERKÖY	1993	0,63	Linyit	
11	ELBİSTAN B	2006	1,44	Linyit	
12	MARMARA KAGIT (Bilorsa)	1992	0,002	Linyit	
13	PETLAS	1999	0,006	Linyit	
14	ETİ MADEN (BANDIRMA BORAKS)	2003	0,0107	Linyit	
15	ALKİM (ALKALİ KİMYA) (Dazkırı)	2003	0,0025	Linyit	
16	ETİ SODA	2010	0,024	Linyit	
17	DİGERLERİ	2012	0,1475	Linyit	
18	KUÇÜKER TEKSTİL	2012	0,005	Linyit	
19	SEYİTÖMER	2012	0,6	Linyit	

SIRA	SANTRAL İSMİ	KURULUŞ YILI	KAPASİTE [GW]	YAKIT TÜRÜ	TOPLAM KAPASİTE [GW]
20	LİNYİT SANTRALLERİ-2015 YILI	2015	0,6359	Linyit	
21	COBANYILDIZI ELEKTRİK ÜRETİM A.S.	2013	0,037	Linyit	
22	POLAT ENERJİ KÜTAHYA TERMİK SANTRALİ	2014	0,051	Linyit	
23	TUFANBEYLİ	2014	0,3	Linyit	
24	AMASYA ŞEKER FAB	2014	0,00776	Linyit	
25	SUSURLUK ŞEKER FAB.	2014	0,0096	Linyit	
26	AYNES GIDA DENİZLİ	2014	0,0055	Linyit	
27	KÜÇÜKER TEKSTİL	2014	0,005	Linyit	
28	SOMA A	1957	0,044	Linyit	

Çizelge EK-1 8. Doğalgaz Yakıtlı Santraller

SIRA	SANTRAL İSMİ	KURULUŞ YILI	KAPASİTE [GW]	YAKIT TÜRÜ	TOPLAM KAPASİTE [GW]
1	KARTONSAN (İzmit)	1995	0,024	Doğalgaz	24,90609
2	AMBARLI	1988	1,3509	Doğalgaz	
3	HAMİTABAT	1985	1,5	Doğalgaz	
4	ŞAHİNLER ENERJİ(ÇORLU/TEKİRDAĞ)	2004	0,026	Doğalgaz	
5	MERSİN KOJEN. (SODA SAN.A.Ş.)	2006	0,2522	Doğalgaz	
6	ÇERKEZKÖY ENERJİ	2006	0,0492	Doğalgaz	
7	CAN ENERJİ	2008	0,0563	Doğalgaz	
8	ERDEMİR	2009	0,0392	Doğalgaz	
9	ERDEMİR	2010	0,0245	Doğalgaz	
10	AKSA AKRİLİK KİMYA (İTH.KÖM.+D.G)	2011	0,1	Doğalgaz	
11	ALTINMARKA	2012	0,0036	Doğalgaz	
12	ÇELİK ENERJİ (Uzunçiftlik)	2012	0,0024	Doğalgaz	
13	TEKBOY TEKSTİL	2012	0,0022	Doğalgaz	
14	BAHARİYE MENSUCAT	2012	0,001	Doğalgaz	
15	KAREGE ARGES	2012	0,0437	Doğalgaz	
16	ZORLU ENERJİ (Yalova)	1975	0,0159	Doğalgaz	

SIRA	SANTRAL İSMİ	KURULUŞ YILI	KAPASİTE [GW]	YAKIT TÜRÜ	TOPLAM KAPASİTE [GW]
17	KORUMA KLOR	1994	0,0096	Doğalgaz	
18	NOREN ENERJİ	1996	0,0087	Doğalgaz	
19	MERCEDES BENZ	1997	0,0083	Doğalgaz	
20	KÜÇÜKÇALIK TEKSTİL	1998	0,008	Doğalgaz	
21	ENERJİ-SA (Kentsa) Köseköy	1999	0,12	Doğalgaz	
22	GLOBAL ENERJİ (HACIŞİRAHMET)	1999	0,0078	Doğalgaz	
23	BAYDEMİRLER (Beylikdüzü)	1999	0,00723	Doğalgaz	
24	HAYAT KAĞIT SAN.	2001	0,0072	Doğalgaz	
25	PAKGIDA (Kemalpaşa)	2002	0,0057	Doğalgaz	
26	GRANİSER GRANİT	2002	0,0055	Doğalgaz	
27	YONGAPAN (Kastamonu)	2002	0,0052	Doğalgaz	
28	EVYAP	2003	0,0051	Doğalgaz	
29	AKBAŞLAR	2004	0,00504	Doğalgaz	
30	TEZCAN GALVANİZ GR I-II	2004	0,0035	Doğalgaz	
31	ENTEK (KOÇ Üniversite)	2004	0,0023	Doğalgaz	
32	ERDEMİR	2004	0,0539	Doğalgaz	
33	ZEYNEP GİYİM	2004	0,0012	Doğalgaz	
34	ANTALYA ENERJİ	2005	0,03492	Doğalgaz	
35	HAYAT TEMİZLİK	2005	0,015	Doğalgaz	
36	AMYLUM NIŞASTA (Adana)	2005	0,0143	Doğalgaz	
37	MARMARA PAMUKLU	2005	0,0087	Doğalgaz	
38	AYDIN ÖRME	2005	0,0075	Doğalgaz	
39	KASTAMONU ENTEGRE	2005	0,0075	Doğalgaz	
40	AKMAYA (Lüleburgaz)	2006	0,0069	Doğalgaz	
41	BURGAZ ELEKTRİK	2006	0,0069	Doğalgaz	
42	YILDIZ ENTEGRE	2006	0,00623	Doğalgaz	
43	PANCAR ELEK.	2007	0,0349	Doğalgaz	
44	EKOTEN TEKSTİL	2007	0,0019	Doğalgaz	
45	ŞIK MAKAS	2008	0,0016	Doğalgaz	
46	ERAK GİYİM	2008	0,0014	Doğalgaz	
47	ÇIRAĞAN SARAYI	2009	0,0013	Doğalgaz	
48	EROĞLU GİYİM	2009	0,0012	Doğalgaz	
49	SAYENERJİ (Kayseri OSB)	2009	0,0059	Doğalgaz	
50	KIVANÇ TEKSTİL	2010	0,0039	Doğalgaz	
51	TAV Esenboğa	2010	0,0039	Doğalgaz	
52	KİL-SAN	2010	0,0032	Doğalgaz	

SIRA	SANTRAL İSMİ	KURULUŞ YILI	KAPASİTE [GW]	YAKIT TÜRÜ	TOPLAM KAPASİTE [GW]
53	AKATEKS Çorlu	2010	0,0018	Doğalgaz	
54	JTI TORBALI KOJEN.	2010	0,004	Doğalgaz	
55	SWISS OTEL (İstanbul)	2010	0,0016	Doğalgaz	
56	T. ENERJİ TURCAS	2011	0,0016	Doğalgaz	
57	ACIBADEM Bursa	2011	0,0013	Doğalgaz	
58	SÜPERBOY BOYA	2011	0,001	Doğalgaz	
59	MODERN ENERJİ	2011	0,0968	Doğalgaz	
60	YILDIZ SUNTA (Köseköy)	2011	0,0278	Doğalgaz	
61	KESKİN KILIÇ SULTANHANI	2011	0,0088	Doğalgaz	
62	ATAÇ İNŞSAN. ANTALYA	2011	0,0054	Doğalgaz	
63	MİSİS APRE TEKSTİL ADANA	2011	0,002	Doğalgaz	
64	MELİKE TEKSTİL G.ANTEP	2011	0,0016	Doğalgaz	
65	BAMEN KOJEN.(BAŞYAZICIOĞLU TEKS.)	2011	0,0021	Doğalgaz	
66	POLAT RÖNESANS	2012	0,0016	Doğalgaz	
67	BAHÇIVAN GIDA (LÜLEBURGAZ)	2012	0,0012	Doğalgaz	
68	FOUR SEASONS OTEL	2012	0,0012	Doğalgaz	
69	MARMARA PAMUKLU	2012	0,03492	Doğalgaz	
70	TÜPRAŞ ALIĞA	2012	0,0247	Doğalgaz	
71	ARENKO ELEKTRİK DENİZLİ	2012	0,012	Doğalgaz	
72	FALEZ ELEKTRİK	1995	0,0117	Doğalgaz	
73	SELKASAN	1996	0,0099	Doğalgaz	
74	TAV İSTANBUL	1997	0,0098	Doğalgaz	
75	GLOBAL ENERJİ (PELİTLİK)	1997	0,0243	Doğalgaz	
76	ALIĞA-ÇEVİRİM	1997	0,18	Doğalgaz	
77	AKGIDA PAMUKOVA	1997	0,0075	Doğalgaz	
78	KASAR DUAL TEKS.ÇORLU	1998	0,0057	Doğalgaz	
79	DESA ENERJİ	1998	0,0049	Doğalgaz	
80	TESKO KİPA İZMİR	1998	0,0023	Doğalgaz	
81	ÇELİKLER RİXOS ANKARA OTEL	1998	0,002	Doğalgaz	
82	DALSAN ALÇI	1998	0,0012	Doğalgaz	
83	MARMARA PAMUKLU	1998	0,02619	Doğalgaz	
84	YILDIZ ENTEGRE	1999	0,01237	Doğalgaz	
85	CAN TEKSTİL (Çorlu)	1999	0,013	Doğalgaz	
86	POLYPLEX EUROPA	2001	0,0117	Doğalgaz	

SIRA	SANTRAL İSMİ	KURULUŞ YILI	KAPASİTE [GW]	YAKIT TÜRÜ	TOPLAM KAPASİTE [GW]
87	ÇOLAKOĞLU-1	2001	0,1234	Doğalgaz	
88	RB KARESİ TEKS. (BURSA)	2003	0,0086	Doğalgaz	
89	AKBAŞLAR	2003	0,00516	Doğalgaz	
90	ALTINMARKA	2003	0,0046	Doğalgaz	
91	KESKİNOĞLU TAVUKÇULUK	2003	0,0035	Doğalgaz	
92	BİNATOM ELEKTRİK ÜRT. A.Ş.	2003	0,002	Doğalgaz	
93	KURTOĞLU BAKIR KURŞUN	2003	0,0016	Doğalgaz	
94	TİRENDA TİRE	2004	0,0584	Doğalgaz	
95	AKSA AKRİLİK KİMYA (YALOVA)	2004	0,0425	Doğalgaz	
96	AKIM EN. BAŞPINAR(SÜPER FİLM)G.ANTEP	2004	0,0253	Doğalgaz	
97	GÜLLE ENTEGRE (Çorlu)	2004	0,0102	Doğalgaz	
98	AK ENERJİ (Çerkezköy)	2004	0,098	Doğalgaz	
99	BOYTEKS TEKS.	2004	0,0086	Doğalgaz	
100	FRAPORT İÇ İÇTAŞ ANTALYA HAV.	2004	0,008	Doğalgaz	
101	ISPARTA MENSUCAT	2004	0,0043	Doğalgaz	
102	SAMUR HALI A.Ş.	2004	0,0043	Doğalgaz	
103	SARAY HALI A.Ş.	2004	0,0043	Doğalgaz	
104	İSTANBUL SABİHA GÖKÇEN HAV.	2005	0,004	Doğalgaz	
105	TEKİRDAĞ TEKS.(NİL ÖRME)	2005	0,0027	Doğalgaz	
106	ALDAŞ ALT YAPI YÖN.	2005	0,002	Doğalgaz	
107	GORDİON AVM (REDEVCO ÜÇ)	2005	0,002	Doğalgaz	
108	KNAUF İNŞ. VE YAPI ELEMANLARI	2005	0,0016	Doğalgaz	
109	OVA ELEK.	2005	0,2584	Doğalgaz	
110	DİĞERLERİ	2005	0,0885	Doğalgaz	
111	ACARSOY TERMİK KOM.ÇEV	2005	0,05	Doğalgaz	
112	İŞBİRLİĞİ ENERJİ ÜR.A.Ş.	2005	0,0195	Doğalgaz	
113	YONGAPAN (Kastamonu)	2005	0,0195	Doğalgaz	
114	YENİ UŞAK ENERJİ	2005	0,0185	Doğalgaz	
115	EGE SERAMİK	2005	0,0131	Doğalgaz	
116	BİNATOM ELEKTRİK ÜRT. A.Ş.	2005	0,0104	Doğalgaz	

SIRA	SANTRAL İSMİ	KURULUŞ YILI	KAPASİTE [GW]	YAKIT TÜRÜ	TOPLAM KAPASİTE [GW]
117	BALSUYU MENSUCAT	2005	0,0097	Doğalgaz	
118	ASAŞ ALÜMİNYUM	2005	0,0086	Doğalgaz	
119	BEYPI BEYPAZARI	2005	0,0086	Doğalgaz	
120	BURSA D.GAZ	2005	1,432	Doğalgaz	
121	SELÇUK İPLİK	2006	0,0086	Doğalgaz	
122	NAKSAN A.Ş.	2006	0,008	Doğalgaz	
123	GÜRTEKS İPLİK	2006	0,0067	Doğalgaz	
124	KESKİNOĞLU TAVUKÇULUK	2006	0,006	Doğalgaz	
125	ALTINYILDIZ (TEKİRDAĞ)	2006	0,0055	Doğalgaz	
126	ÖZMAYA SAN.	2006	0,0054	Doğalgaz	
127	GOODYEAR İZMİT	2006	0,0052	Doğalgaz	
128	TERMAL SERAMİK (Söğüt)	2006	0,0046	Doğalgaz	
129	AKDENİZ KİMYA	2006	0,004	Doğalgaz	
130	DURUM GIDA	2006	0,0036	Doğalgaz	
131	UNİMAR	2006	0,48	Doğalgaz	
132	ERZURUM MEYDAN AVM (REDEVKO)	2006	0,0024	Doğalgaz	
133	KIVANÇ TEKSTİL	2006	0,00215	Doğalgaz	
134	OFİM EN.	2006	0,0021	Doğalgaz	
135	BİLKUR TEKSTİL	2007	0,002	Doğalgaz	
136	HATİPOĞLU PLASTİK YAPI ELEM.	2007	0,002	Doğalgaz	
137	MUTLU MAKARNACILIK	2007	0,002	Doğalgaz	
138	TEKİRDAĞ -ÇORLU KOJ.(ODE YALITIM)	2007	0,002	Doğalgaz	
139	SELVA GIDA	2007	0,0017	Doğalgaz	
140	DURMAZLAR MAK.	2007	0,0013	Doğalgaz	
141	İZMİR BÜYÜK EFES OTELİ	2007	0,0012	Doğalgaz	
142	TRAKYA ELEKTRİK ENRON	2007	0,478	Doğalgaz	
143	FLOKSER TEKSTİL	2007	0,0021	Doğalgaz	
144	PİSA TEKSTİL SAN.A.Ş.(İSTANBUL)	2008	0,001	Doğalgaz	
145	MAURİ MAYA	2008	0,0023	Doğalgaz	
146	ACARSOY DENİZLİ DOĞALGAZ KOMBİNE ÇEVİRİM.	2008	0,013	Doğalgaz	
147	AGE DENİZLİ DOĞALGAZ KOMBİNE ÇEVİRİM SANT.	2008	0,0645	Doğalgaz	
148	AMBARLI B EÜAŞ	2008	0,816	Doğalgaz	

SIRA	SANTRAL İSMİ	KURULUŞ YILI	KAPASİTE [GW]	YAKIT TÜRÜ	TOPLAM KAPASİTE [GW]
149	ANADOLU İPLİK VE TEKS.SN.AŞ. TERMİK KOJ. SANT.	2008	0,0086	Doğalgaz	
150	ARSAN DOKUMA TERMİK KOJENERASYON SANT.	2008	0,0043	Doğalgaz	
151	BEYBO KOJENERASYON TESİSİ	2008	0,002	Doğalgaz	
152	BOSSA TİC. VE SAN. İŞLETMELERİ A.Ş. TERMİK KOJEN.	2008	0,0067	Doğalgaz	
153	ESENYURT (DOĞA)	2009	0,1885	Doğalgaz	
154	DOĞALGAZ KOMBİNE ÇEVİRİM SANTRALI (ALES)	2009	0,013	Doğalgaz	
155	DOĞALGAZ YAKITLI KOJEN. SANT. (FENER ENERJİ)	2009	0,0012	Doğalgaz	
156	DOKUBOY OTOP. SANT. (DOKUBOY DOKUMACILAR)	2009	0,0043	Doğalgaz	
157	DURUM GIDA TERMİK KOJEN. SANT.	2009	0,002	Doğalgaz	
158	FLORANCE NIGHTINGALE HASTANESİ KOJEN. SANT.	2009	0,002	Doğalgaz	
159	GAZİANTEP ÖZEL SAĞLIK HASTANESİ KOJEN. SANT.	2009	0,0012	Doğalgaz	
160	GEBZE KOJENERASYON TESİSİ (MMK METALURJİ)	2009	0,008	Doğalgaz	
161	GOREN-2 TERMİK KOJEN.	2009	0,0487	Doğalgaz	
162	GÜLSAN SENTETİK DOKUMA SAN. TİC.A.Ş.	2009	0,0366	Doğalgaz	
163	H.G. ENERJİ GEDİZ SANTRALI	2009	0,0054	Doğalgaz	
164	ESKİŞEHİR ENDÜSTRİ ENERJİ (OSB)	2009	0,059	Doğalgaz	
165	HASIRCI TEKSTİL SAN. TİC. TERMİK KOJENERASYON	2009	0,0043	Doğalgaz	
166	İPEKSAN ELEKTRİK ÜRETİM A.Ş. TERMİK KOJEN)	2010	0,0086	Doğalgaz	
167	İSKUR TEKSTİL ENERJİ TİC. SAN. A.Ş.	2010	0,0086	Doğalgaz	

SIRA	SANTRAL İSMİ	KURULUŞ YILI	KAPASİTE [GW]	YAKIT TÜRÜ	TOPLAM KAPASİTE [GW]
168	KAYA BELEK TERMİK KOJEN. SANT.	2010	0,0013	Doğalgaz	
169	KESKİNKILIÇ GIDA TERMİK KOJEN SANT.	2010	0,01	Doğalgaz	
170	KİPAŞ MENSUCAT KOJEN. TES.(KİPAŞ MENSUCAT)	2010	0,0418	Doğalgaz	
171	KOJENERASYON SANT.(ALKİM KAĞIT)	2010	0,0107	Doğalgaz	
172	KOJENERASYON SANT.(ETİ ALİMİNYUM A.Ş.)	2010	0,0129	Doğalgaz	
173	KÜÇÜKBAY YAĞ VE DETERJAN SAN. A.Ş.	2010	0,0016	Doğalgaz	
174	LUTUF MENSUCAT KOJEN.SANT.	2010	0,002	Doğalgaz	
175	GEBZE D.GAZ	2010	1,5954	Doğalgaz	
176	NAKSAN ENERJİ SANTRALI 2 (NAKSAN ENERJİ)	2011	0,0195	Doğalgaz	
177	NAKSAN ENERJİ SANTRALI 2	2011	0,0011	Doğalgaz	
178	NAKSAN TERMİK KOJENERASYON TESİSİ (NAKSAN)	2011	0,0198	Doğalgaz	
179	ODAŞ I DOĞALGAZ KOMBİNE ÇEVİRİM SAN. (ODAŞ)	2011	0,012	Doğalgaz	
180	OMV SAMSUN DGKÇS	2011	0,8869	Doğalgaz	
181	ORTADOĞU RULMAN SAN. TER. KOJEN SAN.	2011	0,0077	Doğalgaz	
182	ÖZDİLEK EV TEKSTİL SAN VE TİC .A.Ş. (ÖZDİLEK)	2011	0,0043	Doğalgaz	
183	RWE&TURCAS GÜNEY DENİZLİ DGKÇS	2011	0,7974	Doğalgaz	
184	ŞİMŞEK BİSKÜVİ TERMİK KOJEN SANT	2011	0,0016	Doğalgaz	
185	ALİAĞA ÇAKMAKTEPE TERMİK-DOĞALGAZ	2011	0,024	Doğalgaz	
186	ADAPAZARI	2011	0,7977	Doğalgaz	
187	TERMİK-KOMB. ÇEVİRİM SANT. (STG3) (BİS ENERJİ)	2011	0,028	Doğalgaz	
188	YENİ ELEKTRİK ÜRETİM A.Ş.DGKÇS (YENİ ELEKTRİK)	2011	0,2891	Doğalgaz	
189	YENİ ELEKTRİK ÜRETİM A.Ş.DGKÇS (YENİ ELEKTRİK)	2011	0,5759	Doğalgaz	

SIRA	SANTRAL İSMİ	KURULUŞ YILI	KAPASİTE [GW]	YAKIT TÜRÜ	TOPLAM KAPASİTE [GW]
190	YEŞİLYURT EN. SAMSUN MERKEZ OSB DKÇS	2012	0,1282	Doğalgaz	
191	YEŞİLYURT EN. SAMSUN MERKEZ OSB DKÇS	2012	0,0114	Doğalgaz	
192	AĞAOĞLU DGKÇS	2012	0,0129	Doğalgaz	
193	AK GIDA TERMİK KOJEN SAN.(AK GIDA (Pamukova)	2012	0,0075	Doğalgaz	
194	AK NIŞASTA SAN.VE TİC. KOJEN SANT.	2012	0,002	Doğalgaz	
195	ARSAN DOKUMA TER. KOJ.SANT.	2012	0,0043	Doğalgaz	
196	AŞKALE ÇİMENTO TERMİK KOJ.SANT.	2012	0,0055	Doğalgaz	
197	BİL ENERJİ (Ankara)	2012	0,0366	Doğalgaz	
198	ALTINSU TEKSTİL KOJEN. TES.	2012	0,0012	Doğalgaz	
199	AYNES GIDA TERMİK AKIŞKAN YATAKLI KOJEN SANT	2012	0,0055	Doğalgaz	
200	BİFA BİSKÜVİ VE GIDA SAN.A.Ş. KOJENERASYON	2012	0,0021	Doğalgaz	
201	BİLECİK DGAZ ÇEVİRİM.SANT.	2012	0,0131	Doğalgaz	
202	BOYAR KİMYA TERMİK KOJENERASYON SANT.	2012	0,002	Doğalgaz	
203	BURKAY TEKSTİL KOJEN SANT.	2012	0,0012	Doğalgaz	
204	CAN ENERJİ(TEKİRDAĞ ENERJİ ÜR.SANT.)	2012	0,0131	Doğalgaz	
205	CANAN TEKSTİL TERMİK KOJENERASYON SANT.	2012	0,002	Doğalgaz	
206	CANAN TEKSTİL TERMİK SANT.	2012	0,002	Doğalgaz	
207	CENGİZ DGKÇ SANT.	2012	0,4013	Doğalgaz	
208	İZMİR	2012	0,8705	Doğalgaz	
209	CENGİZ DGKÇ SAN.	2012	0,2087	Doğalgaz	
210	ÇANKIRI TUZ FAB. KOJEN.SANTR.(MED-MAR SAĞLIK)	2012	0,0016	Doğalgaz	
211	DERHAN TEKSTİL TERMİK KOJEN SANT.	2012	0,0012	Doğalgaz	
212	EROĞLU GIYİM TERMİK KOJEN SANT.	2012	0,0012	Doğalgaz	
213	ERZİN DGKÇS1	2012	0,2921	Doğalgaz	

SIRA	SANTRAL İSMİ	KURULUŞ YILI	KAPASİTE [GW]	YAKIT TÜRÜ	TOPLAM KAPASİTE [GW]
214	ERZİN DGKÇS2	2012	0,2921	Doğalgaz	
215	ERZİN DGKÇS3	2012	0,3198	Doğalgaz	
216	GÜLLE TEKSTİL TERMİK KOJEN. SANT.	2012	0,0043	Doğalgaz	
217	GÜVEN GIDA TERMİK KOJEN SANT.	2012	0,002	Doğalgaz	
218	KNAUF İNŞ. VE YAPI ELEMANLARI	2012	0,002	Doğalgaz	
219	ANKARA		0,798	Doğalgaz	
220	KOJENERASYON SANT.(MELTEM KİMYA)		0,0021	Doğalgaz	
221	KOJENERASYON SANT. (ÇİMSA ÇİMENTO)	2012	0,0096	Doğalgaz	
222	KÖRFEZ ENERJİ SAN. VE TİC. TERMİK KOJEN SANT.	2009	0,0028	Doğalgaz	
223	MELİKE İPLİK TERMİK KOJENERASYON SANT.	2013	0,0097	Doğalgaz	
224	MERCEDES BENZ TÜRK KOJEN. TESİSİ	2013	0,002	Doğalgaz	
225	MERİNOS HALI KOJEN	2013	0,0097	Doğalgaz	
226	PANER KOJEN. SANT.	2013	0,0028	Doğalgaz	
227	PET CİPS RESİN VE KOJENERASYON SANTR.	2013	0,0086	Doğalgaz	
228	SENTETİK-2 KOJEN.SANT.	2013	0,0033	Doğalgaz	
229	TEKSMAK TERMİK KOJENERASYON SANT.	2013	0,0027	Doğalgaz	
230	ENTEK (Demirtaş)	2013	0,1459	Doğalgaz	
231	TURKOL OTEL TERMİK KOJEN SANT.	2013	0,001	Doğalgaz	
232	YEŞİLYURT EN.SAMSUN OSB DKÇS	2013	0,0183	Doğalgaz	
233	ZAFER TEKSTİL SN.TİC.A.Ş.KOJEN SANT	2013	0,0015	Doğalgaz	
234	HAYAT KİMYA	2013	0,015	Doğalgaz	
235	EREĞLİ DEMİR ÇELİK FAB.	2013	0,0098	Doğalgaz	
236	HABAŞ (Aliağa)	2013	0,2245	Doğalgaz	
237	BİS ENERJİ (Bursa San.)	2013	0,458	Doğalgaz	
238	AYEN OSTİM	2013	0,041	Doğalgaz	
239	ZORLU ENERJİ (Kayseri)	2013	0,1885	Doğalgaz	
240	ZORLU ENERJİ (Bursa)	2011	0,09	Doğalgaz	
241	MANİSA O.S.B.	2011	0,1403	Doğalgaz	
242	ÇEBİ ENERJİ	2011	0,0644	Doğalgaz	

SIRA	SANTRAL İSMİ	KURULUŞ YILI	KAPASİTE [GW]	YAKIT TÜRÜ	TOPLAM KAPASİTE [GW]
243	ALTEK ALARKO	2011	0,0601	Doğalgaz	
244	CAM İŞ ELEKTRİK (B.Karıştıran)	2011	0,0329	Doğalgaz	
245	ENTEK (Köseköy) İztek	2011	0,1572	Doğalgaz	
246	NUH ENERJİ 2	2011	0,12	Doğalgaz	
247	ALTEK ALARKO	2011	0,02189	Doğalgaz	
248	BOSEN (Bursa San.)	2011	0,1429	Doğalgaz	
249	ALİAĞA Çakmaktepe Enerji	2011	0,02611	Doğalgaz	
250	AKSA ENERJİ	2011	1,15	Doğalgaz	
251	AKSA ENERJİ (Manisa)	2011	0,1153	Doğalgaz	
252	RASA ENERJİ (VAN)	2011	0,1149	Doğalgaz	
253	DELTA ENERJİ	2011	0,06	Doğalgaz	
254	TÜPRAŞ (Orta Anadolu-Kırıkkale)	2011	0,034	Doğalgaz	
255	ENERJİ-SA	2011	0,6697	Doğalgaz	
256	CENGİZ ENERJİ (Tekkeköy/SAMSUN)	2011	0,2389	Doğalgaz	
257	ALTEK ALARKO	2011	0,082	Doğalgaz	
258	ALİAĞA Çakmaktepe Enerji	2011	0,06984	Doğalgaz	
259	UĞUR ENERJİ (TEKİRDAĞ)	2011	0,0602	Doğalgaz	
260	CAN ENERJİ ELEK. ÜR.AŞ.(TEKİRDAĞ)	2011	0,0291	Doğalgaz	
261	ALİAĞA Çakmaktepe Enerji	2011	0,14841	Doğalgaz	
262	CENGİZ ENERJİ ÇİFT YAK.	2011	0,1313	Doğalgaz	
263	SAMSUN TEKKEKÖY (AKSA EN.)	2011	0,1313	Doğalgaz	
264	ŞANLIURFA OSB (RASA EN.)	2011	0,1285	Doğalgaz	
265	BOSEN (Bursa San.)	2011	0,093	Doğalgaz	
266	ODAŞ DOĞAL GAZ	2011	0,1282	Doğalgaz	
267	HG ENERJİ	2011	0,0524	Doğalgaz	
268	GOREN-1 (GAZİANTEP ORG.SAN.)	2011	0,0487	Doğalgaz	
269	TÜPRAŞ (Orta Anadolu-Kırıkkale)	2011	0,012	Doğalgaz	
270	ZORLU ENERJİ (B.Karıştıran)	2011	0,1482	Doğalgaz	
271	AGE DGKÇ (DENİZLİ)	2012	0,141	Doğalgaz	
272	AFYON DGKÇ (DEDELİ DG)	2012	0,1261	Doğalgaz	
273	BİLECİK DGKÇ (DEDELİ)	2012	0,1261	Doğalgaz	

SIRA	SANTRAL İSMİ	KURULUŞ YILI	KAPASİTE [GW]	YAKIT TÜRÜ	TOPLAM KAPASİTE [GW]
274	ALES DGKÇ	2012	0,049	Doğalgaz	
275	BOSEN (Bursa San.)	2012	0,02796	Doğalgaz	
276	BİLECİK DGKÇ (TEKNO)	2011	0,0258	Doğalgaz	
277	ARÇELİK (Eskişehir)	2011	0,0063	Doğalgaz	
278	ARÇELİK (Çayırova)	2011	0,0065	Doğalgaz	
279	PAKMAYA (Köseköy)	2011	0,0069	Doğalgaz	
280	AKIN ENERJİ (B.Karıştıran)	2011	0,0049	Doğalgaz	
281	DESA ENERJİ	2011	0,0049	Doğalgaz	
282	TÜP MERSERİZE (B.Karıştıran)	2011	0,001	Doğalgaz	
283	KALESERAMİK (Çan Seramik+Kalebodur)	2011	0,0216	Doğalgaz	
284	DENİZLİ ÇİMENTO	2011	0,014	Doğalgaz	
285	SANKO (İSKO) (İnegöl)	2011	0,0092	Doğalgaz	
286	SARKUYSAN (Tuzla)	2011	0,0077	Doğalgaz	
287	TRAKYA İPLİK (Çerkezköy)	2011	0,0042	Doğalgaz	
288	DOĞUŞ (B.Karıştıran)	2011	0,001	Doğalgaz	
289	MAKSİ ENERJİ	2011	0,0077	Doğalgaz	
290	NUR YILDIZ (GEM-TA)*	2011	0,0014	Doğalgaz	
291	İGSAŞ (Yarımca)	2011	0,011	Doğalgaz	
292	ATLAS HALICILIK (Çorlu)	2011	0,001	Doğalgaz	
293	PAKGIDA (Düzce-Köseköy)	2011	0,0069	Doğalgaz	
294	YURTBAY (Eskişehir)	2011	0,0069	Doğalgaz	
295	HAYAT KİMYA (İzmit)	2011	0,0052	Doğalgaz	
296	BAYDEMİRLER (Beylikdüzü)	2011	0,00207	Doğalgaz	
297	TÜBAŞ	2011	0,0014	Doğalgaz	
298	ECZACIBAŞI BAXTER	2011	0,001	Doğalgaz	
299	BERK ENERJİ (BESLER) KURTKÖY	2011	0,0148	Doğalgaz	
300	STANDART PROFİL	2011	0,0067	Doğalgaz	
301	ATATEKS	2011	0,0056	Doğalgaz	
302	KOMBASSAN AMBALAJ (Konya)	2011	0,0055	Doğalgaz	
303	KOMBASSAN AMBALAJ (Tekirdağ)	2011	0,0055	Doğalgaz	
304	TANRIVERDİ	2011	0,0047	Doğalgaz	
305	DOĞALGAZ KURULU GÜÇ KALİBRASYONU	2012	0,8052	Doğalgaz	

Çizelge EK-1 9. Planlı Nükleer Santraller

SIRA	SANTRAL İSMİ	KURULUŞ YILI	KAPASİTE [GW]	YAKIT TÜRÜ	TOPLAM KAPASİTE [GW]
1	NÜKLEER AKKUYU-1	2023	1,2	Uranyum	9,28
2	NÜKLEER AKKUYU-2	2024	1,2	Uranyum	
3	NÜKLEER AKKUYU-3	2025	1,2	Uranyum	
4	NÜKLEER AKKUYU-4	2026	1,2	Uranyum	
5	SİNOP NÜKLEER-2	2023	1,12	Uranyum	
6	SİNOP NÜKLEER-3	2024	1,12	Uranyum	
7	SİNOP NÜKLEER-4	2027	1,12	Uranyum	
8	SİNOP NÜKLEER	2028	1,12	Uranyum	

Çizelge EK-1 10. Güneş Enerjisi Santralleri

SIRA	SANTRAL İSMİ	KURULUŞ YILI	KAPASİTE [GW]	YAKIT TÜRÜ	TOPLAM KAPASİTE [GW]
1	GÜNEŞ ENERJİ SANTRALLERİ	2015	0,248	Güneş Enerjisi	0,8317
2	GÜNEŞ ENERJİ SANTRALLERİ	2016	0,5837	Güneş Enerjisi	

Çizelge EK-1 11. Rüzgar Enerjisi Santralleri

SIRA	SANTRAL İSMİ	KURULUŞ YILI	KAPASİTE [GW]	YAKIT TÜRÜ	TOPLAM KAPASİTE [GW]
1	BORES (BOZCAADA)	2000	0,0102	Rüzgar	5,7515
2	ARES (ALAÇATI)	2004	0,0072	Rüzgar	
3	SUNJÜT	2005	0,0012	Rüzgar	
4	MARE MANASTIR	2006	0,0392	Rüzgar	
5	BARES (BANDIRMA)	2006	0,0483	Rüzgar	
6	ALİZE ENERJİ (DELTA PLASTİK)	2006	0,0015	Rüzgar	
7	ANEMON ENERJİ (İNTEPE)	2007	0,0304	Rüzgar	
8	DENİZLİ ELEKT. (Karakurt-Akhisar)	2007	0,018	Rüzgar	
9	DOĞAL ENERJİ (BURGAZ)	2007	0,0149	Rüzgar	

SIRA	SANTRAL İSMİ	KURUL UŞ YILI	KAPASİTE [GW]	YAKIT TÜRÜ	TOPLAM KAPASİTE [GW]
10	ERTÜRK ELEKT. (ÇATALCA)	2008	0,06	Rüzgar	
11	SAYALAR RÜZGAR (DOĞAL ENERJİ)	2008	0,0342	Rüzgar	
12	SEBENOBA (DENİZ ELEK.) SAMANDAĞ	2008	0,03	Rüzgar	
13	LODOS RES (TAŞOLUK)KEMERBURGAZ	2008	0,024	Rüzgar	
14	AYEN ENERJİ (AKBÜK)	2009	0,0315	Rüzgar	
15	MAZI 3	2009	0,03	Rüzgar	
16	DATÇA RES	2009	0,0296	Rüzgar	
17	ALİZE ENERJİ (SARIKAYA ŞARKÖY)	2009	0,0288	Rüzgar	
18	ALİZE ENERJİ (ÇAMSEKİ)	2009	0,0208	Rüzgar	
19	AK ENERJİ AYYILDIZ (BANDIRMA)	2009	0,015	Rüzgar	
20	KORES KOCADAĞ	2009	0,015	Rüzgar	
21	ÜTOPYA ELEKTRİK	2009	0,03	Rüzgar	
22	BERGAMA RES (ALİAĞA RES)	2010	0,09	Rüzgar	
23	SOMA RES (BİLGİN ELEK.)	2010	0,09	Rüzgar	
24	ROTOR (OSMANİYE RES-GÖKÇEDAĞ RES)	2010	0,135	Rüzgar	
25	BELEN HATAY	2010	0,036	Rüzgar	
26	ZİYARET RES	2010	0,035	Rüzgar	
27	AKDENİZ ELEK. MERSİN RES	2010	0,033	Rüzgar	
28	KUYUCAK (ALİZE ENER.)	2010	0,0256	Rüzgar	
29	ASMAKİNSAN (BANDIRMA-3 RES)	2010	0,024	Rüzgar	
30	TURGUTTEPE RES (SABAŞ ELEK.)	2010	0,024	Rüzgar	
31	ALİZE ENERJİ (KELTEPE)	2010	0,0207	Rüzgar	
32	BAKRAS ELEK.ŞENBÜK RES	2010	0,015	Rüzgar	
33	BOREAS EN.(ENEZ RES)	2010	0,015	Rüzgar	
34	SARES (GARET ENER.)	2010	0,0225	Rüzgar	
35	BAKİ ELEKTRİK ŞAMLI RÜZGAR	2011	0,114	Rüzgar	
36	ŞAH RES (GALATA WIND)	2011	0,093	Rüzgar	
37	SUSURLUK (ALANTEK EN.)	2011	0,045	Rüzgar	
38	AKRES (AKHİSAR RÜZGAR)	2011	0,0438	Rüzgar	
39	KİLLİK RES (PEM EN.)	2011	0,04	Rüzgar	
40	SEYİTALİ RES (DORUK EN.)	2011	0,03	Rüzgar	
41	ÇANAKKALE RES (ENERJİ-SA)	2011	0,0299	Rüzgar	
42	ZİYARET RES	2011	0,0225	Rüzgar	
43	ÇATALTEPE (ALİZE EN.)	2011	0,016	Rüzgar	
44	AYVACIK (AYRES)	2012	0,005	Rüzgar	

SIRA	SANTRAL İSMİ	KURUL UŞ YILI	KAPASİTE [GW]	YAKIT TÜRÜ	TOPLAM KAPASİTE [GW]
45	SOMA RES	2012	0,1401	Rüzgar	
46	BALIKESİR RES	2012	0,1128	Rüzgar	
47	AKSU RES (AKSU TEMİZ EN.)	2012	0,072	Rüzgar	
48	BANDIRMA RES (BORASKO)	2012	0,06	Rüzgar	
49	İNNORES ELEK. YUNTDAĞ	2012	0,0575	Rüzgar	
50	POYRAZ RES	2012	0,05	Rüzgar	
51	DAĞPAZARI RES (ENERJİ SA)	2012	0,039	Rüzgar	
52	KAYADÜZÜ RES (BAKTEPE EN.)	2012	0,039	Rüzgar	
53	METRİSTEPE (CAN EN.)	2012	0,039	Rüzgar	
54	SÖKE ÇATALBÜK RES (ABK EN.)	2012	0,03	Rüzgar	
55	ŞENKÖY RES (EOLOS RÜZ.)	2012	0,026	Rüzgar	
56	SAMURLU RES(DOĞAL EN.)	2012	0,022	Rüzgar	
57	KOZBEYLİ RES (DOĞAL EN.)	2012	0,02	Rüzgar	
58	DİNAR RES (OLGU EN.)	2012	0,0161	Rüzgar	
59	BOZYAKA RES (KARDEMİR)	2012	0,012	Rüzgar	
60	DOĞAL ENERJİ (BURGAZ)	2012	0,0076	Rüzgar	
61	ATİK RES (AKSA ENERJİ ÜRETİM A.Ş.)	2012	0,004	Rüzgar	
62	BALIKESİR RES (ENERJİSA ENERJİ ÜRETİM A.Ş.)	2013	0,0165	Rüzgar	
63	BALIKESİR RES (ENERJİSA ENERJİ ÜRETİM A.Ş.)	2013	0,0138	Rüzgar	
64	BELEN RES (BELEN ELEKTRİK ÜRETİM A.Ş.)	2013	0	Rüzgar	
65	DİNAR RES (OLGU ENERJİ YATIRIM ÜR. VE TİC.)	2013	0,0161	Rüzgar	
66	DİNAR RES (OLGU ENERJİ YATIRIM ÜR. VE TİC.)	2013	0,0161	Rüzgar	
67	DİNAR RES (OLGU ENERJİ YATIRIM ÜR. VE TİC.)	2013	0,0017	Rüzgar	
68	DİNAR RES (OLGU ENERJİ YATIRIM ÜR. VE TİC.)	2013	0	Rüzgar	
69	DÜZOVA RES (ÜTOPYA ELEKTRİK ÜRETİM SAN.)	2013	0	Rüzgar	
70	EDİNCİK RES (EDİNCİK ENERJİ ÜRETİM A.Ş.)	2013	0,03	Rüzgar	
71	GEYCEK RES (AL-YEL ELEKTRİK ÜRETİM A.Ş.)	2013	0,026	Rüzgar	
72	GEYCEK RES (AL-YEL ELEKTRİK ÜRETİM A.Ş.)	2013	0,012	Rüzgar	
73	GEYCEK RES (AL-YEL ELEKTRİK ÜRETİM A.Ş.)	2013	0,033	Rüzgar	
74	GEYCEK RES (AL-YEL ELEKTRİK ÜRETİM A.Ş.)	2013	0,012	Rüzgar	

SIRA	SANTRAL İSMİ	KURUL UŞ YILI	KAPASİTE [GW]	YAKIT TÜRÜ	TOPLAM KAPASİTE [GW]
75	KAPIDAĞ RES (KAPIDAĞ RÜZGAR ENERJİSİ)	2013	0,016	Rüzgar	
76	KAPIDAĞ RES (KAPIDAĞ RÜZGAR ENERJİSİ)	2013	0,008	Rüzgar	
77	KARABURUN RES (LODOS KARABURUN ELEK.)	2013	0,014	Rüzgar	
78	KARABURUN RES (LODOS KARABURUN ELEK.)	2013	0,012	Rüzgar	
79	KARABURUN RES (LODOS KARABURUN ELEK.)	2013	0,012	Rüzgar	
80	KARABURUN RES (LODOS KARABURUN ELEK.)	2013	0,022	Rüzgar	
81	KARABURUN RES (LODOS KARABURUN ELEK.)	2013	0,021	Rüzgar	
82	KARABURUN RES (LODOS KARABURUN ELEK.)	2013	0,027	Rüzgar	
83	KARABURUN RES (LODOS KARABURUN ELEK.)	2013	0,012	Rüzgar	
84	KOZBEYLİ RES (DOĞAL ENERJİ ELEK. ÜR A.Ş)	2013	0,008	Rüzgar	
85	MADRANBABA RES (KIROBA ELEKTRİK)	2013	0,0195	Rüzgar	
86	MORDOĞAN RES (AYEN ENERJİ A.Ş.)	2013	0,0308	Rüzgar	
87	POYRAZ RES (POYRAZ ENERJİ ELEKTRİK ÜRETİM)	2013	0,0049	Rüzgar	
88	SAMURLU RES (DOĞAL ENERJİ ELEK. ÜR. A.Ş.)	2013	0,006	Rüzgar	
89	SAMURLU RES (DOĞAL ENERJİ ELEK. ÜR. A.Ş.)	2013	0,002	Rüzgar	
90	SARAY RES (SARAY DÖKÜM VE MADENİ AKSAM)	2013	0,004	Rüzgar	
91	SAYALAR RES (DOĞAL ENERJİ ELEKTRİK)	2013	0,02	Rüzgar	
92	SUSURLUK RES (SUSURLUK ENERJİ ÜRETİM)	2013	0	Rüzgar	
93	SUSURLUK RES (SUSURLUK ENERJİ ÜRETİM)	2013	0	Rüzgar	
94	ŞENBÜK RES (YENİ BELEN EN. EL.ÜR)	2013	0,024	Rüzgar	
95	ŞENBÜK RES (YENİ BELEN EN. EL.ÜR)	2013	0,003	Rüzgar	
96	ZEYTİNELİ RES (ZEYTİNELİ RES ELEKTRİK)	2013	0,0375	Rüzgar	
97	ZEYTİNELİ RES (ZEYTİNELİ RES ELEKTRİK)	2013	0,012	Rüzgar	
98	ALİAĞA RES	2013	0,0072	Rüzgar	
99	ALİAĞA RES	2014	0,0024	Rüzgar	
100	ATİK RES	2014	0,012	Rüzgar	
101	ATİK RES	2014	0,002	Rüzgar	

SIRA	SANTRAL İSMİ	KURUL UŞ YILI	KAPASİTE [GW]	YAKIT TÜRÜ	TOPLAM KAPASİTE [GW]
102	BALABANLI RES	2014	0,0115	Rüzgar	
103	BALABANLI RES	2014	0,023	Rüzgar	
104	BALABANLI RES	2014	0,0161	Rüzgar	
105	BANDIRMA RES	2014	0,0264	Rüzgar	
106	ÇANTA RES	2014	0,015	Rüzgar	
107	ÇANTA RES	2014	0,02	Rüzgar	
108	ÇANTA RES	2014	0,0125	Rüzgar	
109	DİNAR RES	2014	0,0368	Rüzgar	
110	DÜZOVA RES	2014	0,01	Rüzgar	
111	GERES RES	2014	0,0275	Rüzgar	
112	GEYCEK RES	2014	0,016	Rüzgar	
113	GEYCEK RES	2014	0,023	Rüzgar	
114	GEYCEK RES	2014	0,014	Rüzgar	
115	GEYCEK RES	2014	0,014	Rüzgar	
116	GÖKRES-2 RES	2014	0,011	Rüzgar	
117	GÖKRES-2 RES	2014	0,024	Rüzgar	
118	GÜNAYDIN RES	2014	0,0025	Rüzgar	
119	GÜNAYDIN RES	2014	0,005	Rüzgar	
120	GÜNAYDIN RES	2014	0,0025	Rüzgar	
121	HASANBEYLİ RES	2014	0,01	Rüzgar	
122	HASANBEYLİ RES	2014	0,0075	Rüzgar	
123	HASANBEYLİ RES	2014	0,01	Rüzgar	
124	HASANBEYLİ RES	2014	0,0075	Rüzgar	
125	HASANBEYLİ RES	2014	0,0075	Rüzgar	
126	HASANBEYLİ RES	2014	0,0075	Rüzgar	
127	İNCESU RES	2014	0,01	Rüzgar	
128	KANGAL RES	2014	0,042	Rüzgar	
129	KANGAL RES	2014	0,002	Rüzgar	
130	KARADERE RES	2014	0,0112	Rüzgar	
131	KARADERE RES	2014	0,0048	Rüzgar	
132	KAVAKLI RES	2014	0,0363	Rüzgar	
133	KAVAKLI RES	2014	0,0165	Rüzgar	
134	KIYIKÖY RES	2014	0,024	Rüzgar	
135	KORES KOCADAĞ RES	2014	0,0025	Rüzgar	
136	KORKMAZ RES	2014	0,01	Rüzgar	
137	KORKMAZ RES	2014	0,014	Rüzgar	
138	SALMAN RES	2014	0,012	Rüzgar	
139	SALMAN RES	2014	0,006	Rüzgar	
140	SALMAN RES	2014	0,002	Rüzgar	
141	SAMURLU RES	2014	0,0045	Rüzgar	

SIRA	SANTRAL İSMİ	KURUL UŞ YILI	KAPASİTE [GW]	YAKIT TÜRÜ	TOPLAM KAPASİTE [GW]
142	SARES RES	2014	0,0023	Rüzgar	
143	SEBENOBA RES	2014	0,013	Rüzgar	
144	SİLİVRİ RES	2014	0,025	Rüzgar	
145	SİLİVRİ RES	2014	0,0125	Rüzgar	
146	SİLİVRİ RES	2014	0,0075	Rüzgar	
147	SİNCİK RES	2014	0,025	Rüzgar	
148	SİNCİK RES	2014	0,0025	Rüzgar	
149	SOMA RES	2014	0,032	Rüzgar	
150	SOMA RES	2014	0,024	Rüzgar	
151	SUSURLUK RES	2014	0,015	Rüzgar	
152	ŞADILLI RES	2014	0,0083	Rüzgar	
153	ŞADILLI RES	2014	0,0138	Rüzgar	
154	ŞADILLI RES	2014	0,011	Rüzgar	
155	ŞENBÜK RES	2014	0,0139	Rüzgar	
156	ŞENKÖY RES	2014	0,009	Rüzgar	
157	UMURLAR RES	2014	0,01	Rüzgar	
158	UŞAK RES	2014	0,0255	Rüzgar	
159	UŞAK RES-correction	2014	0,008	Rüzgar	
160	YUNTDAĞ RES	2014	0,0025	Rüzgar	
161	ZİYARET RES	2014	0,0075	Rüzgar	
162	RÜZGAR SANTRALLERİ-2015 KURULU	2015	0,8779	Rüzgar	
163	RÜZGAR SANTRALLERİ-2016 KURULU	2016	1,2483	Rüzgar	
164	DOĞAL ENERJİ-BURGAZ	2012	0,01	Rüzgar	

EK-2

ELEKTRİK ÜRETİM SANTRALLERİNİN YAKIT BAZLI HARİCİ MALİYETLERİ

Elektrik üretim santrallerinin Türkiye’de kWh üretim için harici maliyetleri Çizelge EK-2 1’de sunulmuştur. Programda kullanılan harici maliyetler her santral için yakıt bazında ele alınmıştır. CASES projesinde detaylandırılmadığından jeotermal ve biyogaz enerji santrallerinin harici maliyeti doğalgaz kombine çevrim santralleri ile aynı kabul edilmiştir.

Çizelge EK-2 1. Elektrik üretim santralleri harici maliyetleri, € cent/kWh

Elektrik Üretim Harici Maliyeti	Hidrolik, Nehir tipi-10MW	Hidrolik, Nehir tipi <100MW	Hidrolik, baraj tipi-rezervuarlı	Rüzgar	Güneş Enerjisi-FV	CSP	Nükleer Enerji	Taş Kömürü	Linyit	Doğalgaz Kombine Çevrim Santrali	Doğalgaz -Gaz Türbünü	Biyokütle
İnsan	0,06	0,04	0,09	0,06	0,72	0,10	0,13	1,97	1,48	0,68	1,08	1,88
Çevre	0,0037	0,0027	0,0047	0,0049	0,0543	0,0086	0,0106	0,25	0,184	0,095	0,153	0,448
Radyoaktivite	1,3E-05	9,3E-06	1,81E-05	4,44E-05	0,00029	2,15E-05	0,00204	0,000143	6,11E-05	2,19E-05	2,7E-05	0,000348
Sera Gazı	0,013	0,009	0,015	0,013	0,138	0,016	0,020	1,582	1,723	0,832	1,308	0,146
Toplam Harici Maliyet	0,079	0,056	0,098	0,080	0,921	0,129	0,160	3,801	3,383	1,609	2,544	2,478

EK-3

SENARYO SONUÇLARININ VERİLERİ

Bu kısımda senaryo sonuçlarının detaylı verileri sunulmuştur. Olağan Senaryo (OS), Harici Maliyet Eklenmiş Olağan Senaryo (HME_OS), İdeal Senaryo (İS), Harici Maliyet Eklenmiş İdeal Senaryo (HME_İS), Düşük Talep Senaryosu (DTS) ve Yerli Kaynakların Kullanımı Senaryosu (YKK) ile elde edilen sonuçlar aşağıda verilen çizelgelerde gösterilmiştir.

OS Elektrik Üretim Sonuçları

OS ile optimize edilen elektrik üretim sonuçları Çizelge EK-3 1 ve Çizelge EK-3 2’de sunulmuş, dağılım yüzdeleri Çizelge EK-3 3 ve Çizelge EK-3 4 ile gösterilmiştir.

Çizelge EK-3 1. OS elektrik üretim sonuçları, GWh (2015-2025)

Elektrik Üretimi	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Asfaltit	1.042	2.850	2.850	2.850	2.853	2.853	2.853	3.006	2.853	2.853	3.006
Biyogaz/Biyokütle	1.459	2.222	2.222	2.222	2.222	2.222	2.222	2.222	2.222	2.222	2.222
Fuel Oil	3.179	1.439	1.439	1.439	1.439	1.439	1.439	1.439	1.439	1.439	1.439
Jeotermal	3.414	5.214	5.214	5.214	5.214	5.214	5.214	5.214	5.214	5.214	5.214
Taş Kömürü	42.010	47.313	47.313	47.313	47.313	47.313	52.112	48.642	50.386	52.253	53.876
Hidroelektrik	67.419	87.877	108.815	123.385	138.282	153.722	160.000	160.000	160.000	160.000	160.000
Linyit	31.403	33.438	33.438	33.438	33.438	33.438	37.250	55.818	51.676	48.228	54.302
Doğalgaz	98.978	76.362	76.362	76.362	76.362	76.362	76.362	76.362	76.362	76.362	76.362
Nükleer	0	0	0	0	0	0	0	0	18.291	36.582	46.043
Güneş	0	1.894	1.894	1.894	1.894	1.894	1.894	1.894	1.894	1.894	1.894
Rüzgar	11.701	13.604	13.604	13.604	13.604	13.604	13.604	13.604	13.604	13.604	13.604
Toplam Üretim	260.605	272.213	293.151	307.721	322.621	338.061	352.950	368.200	383.941	400.650	417.961

Çizelge EK-3 2. OS elektrik üretim sonuçları, GWh (2026-2035)

Elektrik Üretimi	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
Asfaltit	3.006	3.006	3.006	3.006	3.006	3.006	3.006	3.006	3.006	3.006
Biyogaz/Biyokütle	2.222	2.222	5.952	24.689	25.725	26.749	27.795	28.873	29.985	31.134
Fuel Oil	1.439	1.439	1.439	1.439	1.439	1.439	1.439	1.439	1.439	1.439
Jeotermal	5.214	5.982	12.702	12.702	12.702	12.702	12.702	12.702	12.702	12.702
Taş Kömürü	54.923	58.251	58.251	59.504	79.188	98.644	118.518	138.990	160.128	181.959
Hidroelektrik	160.000	160.000	160.000	160.000	160.000	160.000	160.000	160.000	160.000	160.000
Linyit	61.743	67.417	67.417	67.417	67.417	67.417	67.417	67.417	67.417	67.417
Doğalgaz	76.362	76.362	76.362	76.362	76.362	76.362	76.362	76.362	76.362	76.362
Nükleer	55.503	64.333	73.164	73.164	73.164	73.164	73.164	73.164	73.164	73.164
Güneş	1.894	1.894	1.894	1.894	1.894	1.894	1.894	1.894	1.894	1.894
Rüzgar	13.604	13.604	13.604	13.604	13.604	13.604	13.604	13.604	13.604	13.604
Toplam Üretim	435.911	454.510	473.790	493.780	514.500	534.980	555.900	577.450	599.700	622.680

Çizelge EK-3 3. OS elektrik üretimi kaynak dağılımı, % (2015-2025)

Elektrik Üretimi	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Asfaltit	0,40%	1,0%	1,0%	0,9%	0,9%	0,8%	0,8%	0,8%	0,7%	0,7%	0,7%
Biyogaz/Biyokütle	0,60%	0,8%	0,8%	0,7%	0,7%	0,7%	0,6%	0,6%	0,6%	0,6%	0,5%
Fuel Oil	1,20%	0,5%	0,5%	0,5%	0,4%	0,4%	0,4%	0,4%	0,4%	0,4%	0,3%
Jeotermal	1,30%	1,9%	1,8%	1,7%	1,6%	1,5%	1,5%	1,4%	1,4%	1,3%	1,2%
Taş Kömürü	16,10%	17,4%	16,1%	15,4%	14,7%	14,0%	14,8%	13,2%	13,1%	13,0%	12,9%
Hidroelektrik	25,90%	32,3%	37,1%	40,1%	42,9%	45,5%	45,3%	43,5%	41,7%	39,9%	38,3%
Linyit	12,00%	12,3%	11,4%	10,9%	10,4%	9,9%	10,6%	15,2%	13,5%	12,0%	13,0%
Doğalgaz	38,00%	28,1%	26,0%	24,8%	23,7%	22,6%	21,6%	20,7%	19,9%	19,1%	18,3%
Nükleer	0,00%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	4,8%	9,1%	11,0%
Güneş	0,00%	0,7%	0,6%	0,6%	0,6%	0,6%	0,5%	0,5%	0,5%	0,5%	0,5%
Rüzgar	4,50%	5,0%	4,6%	4,4%	4,2%	4,0%	3,9%	3,7%	3,5%	3,4%	3,3%
Toplam	100,00%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%

Çizelge EK-3 4. OS elektrik üretimi kaynak dağılımı, % (2026-2035)

Elektrik Üretimi	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
Asfaltit	0,7%	0,7%	0,6%	0,6%	0,6%	0,6%	0,5%	0,5%	0,5%	0,5%
Biyogaz/Biyokütle	0,5%	0,5%	1,3%	5,0%	5,0%	5,0%	5,0%	5,0%	5,0%	5,0%
Fuel Oil	0,3%	0,3%	0,3%	0,3%	0,3%	0,3%	0,3%	0,2%	0,2%	0,2%
Jeotermal	1,2%	1,3%	2,7%	2,6%	2,5%	2,4%	2,3%	2,2%	2,1%	2,0%
Taş Kömürü	12,6%	12,8%	12,3%	12,1%	15,4%	18,4%	21,3%	24,1%	26,7%	29,2%
Hidroelektrik	36,7%	35,2%	33,8%	32,4%	31,1%	29,9%	28,8%	27,7%	26,7%	25,7%
Linyit	14,2%	14,8%	14,2%	13,7%	13,1%	12,6%	12,1%	11,7%	11,2%	10,8%
Doğalgaz	17,5%	16,8%	16,1%	15,5%	14,8%	14,3%	13,7%	13,2%	12,7%	12,3%
Nükleer	12,7%	14,2%	15,4%	14,8%	14,2%	13,7%	13,2%	12,7%	12,2%	11,7%
Güneş	0,4%	0,4%	0,4%	0,4%	0,4%	0,4%	0,3%	0,3%	0,3%	0,3%
Rüzgar	3,1%	3,0%	2,9%	2,8%	2,6%	2,5%	2,4%	2,4%	2,3%	2,2%
Toplam Üretim	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%

OS CO₂ Salım Sonuçları

CO₂ salım yoğunluğunun kWh başına yıllar bazında değişimi Çizelge EK-3 5 ve Çizelge EK-3 6'da sunulmuştur.

Çizelge EK-3 5. OS salım yoğunluğu, kg CO₂/kWh (2015-2025)

Yıl	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
kg CO ₂ /kWh	0,454	0,436	0,405	0,385	0,368	0,351	0,362	0,392	0,368	0,348	0,354

Çizelge EK-3 6. OS salım yoğunluğu, kg CO₂/kWh (2026-2035)

Yıl	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
kg CO ₂ /kWh	0,360	0,367	0,358	0,360	0,385	0,408	0,430	0,450	0,470	0,489

OS'nun modellenmesi ile salınacak CO₂ miktarı yıllara göre Çizelge EK-3 7 ve Çizelge EK-3 8'de sunulduğu şekildedir. Periyotta salınan toplam CO₂ miktarı 3.585.430 bin tondur.

Çizelge EK-3 7. OS CO₂ salım miktarları, bin ton (2015-2025)

Kaynak	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Asfaltit	1.061	2.902	2.902	2.902	2.904	2.904	2.904	3.060	2.904	2.904	3.060
Biyokütle/gaz	544	829	829	829	829	829	829	829	829	829	829
Fuel Oil	2.400	1.086	1.086	1.086	1.086	1.086	1.086	1.086	1.086	1.086	1.086
Jeotermal	632	965	965	965	965	965	965	965	965	965	965
Taş Kömürü	42.766	48.165	48.165	48.165	48.165	48.165	53.051	49.517	51.293	53.194	54.845
Linyit	33.915	36.113	36.113	36.113	36.113	36.113	40.230	60.284	55.810	52.086	58.646
Doğalgaz	37.018	28.560	28.560	28.560	28.560	28.560	28.560	28.560	28.560	28.560	28.560
Toplam Üretim	118.337	118.619	118.619	118.619	118.622	118.622	127.625	144.300	141.447	139.624	147.991

Çizelge EK-3 8. OS CO₂ salım miktarları, bin ton (2026-2035)

Kaynak	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
Asfaltit	3.060	3.060	3.060	3.060	3.060	3.060	3.060	3.060	3.060	3.060
Biyokütle/gaz	829	829	2.220	9.209	9.595	9.977	10.367	10.769	11.184	11.613
Fuel Oil	1.086	1.086	1.086	1.086	1.086	1.086	1.086	1.086	1.086	1.086
Jeotermal	965	1.107	2.350	2.350	2.350	2.350	2.350	2.350	2.350	2.350
Taş Kömürü	55.912	59.299	59.299	60.575	80.613	100.419	120.651	141.492	163.010	185.234
Linyit	66.683	72.811	72.811	72.811	72.811	72.811	72.811	72.811	72.811	72.811
Doğalgaz	28.560	28.560	28.560	28.560	28.560	28.560	28.560	28.560	28.560	28.560
Toplam Üretim	157.094	166.752	169.386	177.650	198.075	218.263	238.885	260.128	282.061	304.714

OS Kurulu Güç Bilgileri

OS'da elektrik talebinin ve üretiminin optimizasyonunda en maliyet etkin planlama ile kurulması gereken yeni elektrik üretim santralleri Çizelge EK-3 9 ve Çizelge EK-3 10'da sunulduğu şekildedir

Çizelge EK-3 9. OS kurulu güç artışı, GW (2016-2025)

Kurulu Güç Artışı	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Asfaltit	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Biyogaz/Biyokütle	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Fuel Oil	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Jeotermal	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Taş Kömürü	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Hidroelektrik	2,0214	2,3901	1,6633	1,7005	1,7626	0,7167	0	0	0	0
Linyit	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Doğalgaz	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Nükleer	0	0	0	0	0	0	0	2,32	2,32	1,2
Güneş	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Rüzgar	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Toplam	2,0214	2,3901	1,6633	1,7005	1,7626	0,7167	0	2,32	2,32	1,2

Çizelge EK-3 10. OS kurulu güç artışı, GW (2026-2035)

Kurulu Güç Artışı	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
Asfaltit	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Biyogaz/Biyokütle	0	0	0,6082	3,0556	0,1689	0,167	0,1706	0,1757	0,1815	0,1873
Fuel Oil										
Jeotermal	0	0,121	1,0581	0	0	0	0	0	0	0
Taş Kömürü	0	0	0	0,1683	2,6435	2,613	2,6691	2,7494	2,8388	2,9319
Hidroelektrik	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Linyit	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Doğalgaz	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Nükleer	1,2	1,12	1,12	0	0	0	0	0	0	0
Güneş	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Rüzgar	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Toplam	1,2	1,241	2,7863	3,2239	2,8124	2,78	2,8397	2,9251	3,0203	3,1192

HME_OS Elektrik Üretim Sonuçları

HME_OS ile optimize edilen elektrik üretim sonuçları Çizelge EK-3 11 ve Çizelge EK-3 12’de, üretimin kaynak bazında dağılımı Çizelge EK-3 13 ve Çizelge EK-3 14 ile sunulmuştur.

Çizelge EK-3 11. HME_OS elektrik üretim sonuçları-GWh (2015-2025)

Elektrik Üretimi	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Asfaltit	1.042	2.850	2.850	2.850	2.853	2.853	2.853	3.006	2.853	2.853	2.904
Biyogaz/Biyokütle	1.459	2.222	2.222	2.222	2.222	2.222	3.345	14.464	14.464	14.464	20.898
Fuel Oil	3.179	1.439	1.439	1.439	1.439	1.439	1.439	1.439	1.439	1.439	1.439
Jeotermal	3.414	5.214	5.214	5.214	5.214	5.214	12.702	12.702	12.702	12.702	12.702
Taş Kömürü	42.010	47.313	47.313	47.313	47.313	47.313	47.313	47.313	47.313	47.313	47.313
Hidroelektrik	67.419	87.821	108.815	123.385	138.282	153.722	160.000	160.000	160.000	160.000	160.000
Linyit	31.403	33.438	33.438	33.438	33.438	33.438	33.438	37.417	35.019	33.438	34.802
Doğalgaz	98.978	76.362	76.362	76.362	76.362	76.362	76.362	76.362	76.362	76.362	76.362
Nükleer	0	0	0	0	0	0	0	0	18.291	36.582	46.043
Güneş	0	1.894	1.894	1.894	1.894	1.894	1.894	1.894	1.894	1.894	1.894
Rüzgar	11.701	13.604	13.604	13.604	13.604	13.604	13.604	13.604	13.604	13.604	13.604
Toplam Üretim	260.605	272.157	293.151	307.721	322.621	338.061	352.951	368.201	383.941	400.651	417.961

Çizelge EK-3 12. HME_OS elektrik üretim sonuçları-GWh (2026-2035)

Elektrik Üretimi	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
Asfaltit	2.853	2.904	3.006	3.006	3.006	4.442	7.292	7.292	7.292	7.292
Biyogaz/Biyokütle	21.796	22.726	23.690	24.689	25.725	26.749	27.795	28.873	29.985	31.134
Fuel Oil	1.439	1.439	1.439	1.439	1.439	1.439	1.439	1.439	1.439	1.439
Jeotermal	12.702	12.702	12.702	12.702	12.702	12.702	12.702	12.702	12.702	12.702
Taş Kömürü	47.313	47.313	47.313	58.251	58.251	58.251	58.251	58.251	58.251	58.251
Hidroelektrik	160.000	160.000	160.000	160.000	160.000	160.000	160.000	160.000	160.000	160.000
Linyit	42.444	51.233	60.617	67.417	67.417	67.417	84.442	104.914	126.052	147.883
Doğalgaz	76.362	76.362	76.362	76.362	76.362	76.362	76.362	76.362	76.362	76.362
Nükleer	55.503	64.333	73.164	73.164	73.164	73.164	73.164	73.164	73.164	73.164
Güneş	1.894	1.894	1.894	1.894	1.894	1.894	1.894	1.894	1.894	1.894
Rüzgar	13.604	13.604	13.604	14.856	34.540	52.560	52.560	52.560	52.560	52.560
Toplam Üretim	435.910	454.510	473.790	493.780	514.500	534.980	555.900	577.450	599.700	622.680

Çizelge EK-3 13. HME_OS elektrik üretimi kaynak dağılımı -% (2015-2025)

Elektrik Üretimi	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Asfaltit	0,40%	1,0%	1,0%	0,9%	0,9%	0,8%	0,8%	0,8%	0,7%	0,7%	0,7%
Biyogaz/Biyokütle	0,60%	0,8%	0,8%	0,7%	0,7%	0,7%	0,9%	3,9%	3,8%	3,6%	5,0%
Fuel Oil	1,20%	0,5%	0,5%	0,5%	0,4%	0,4%	0,4%	0,4%	0,4%	0,4%	0,3%
Jeotermal	1,30%	1,9%	1,8%	1,7%	1,6%	1,5%	3,6%	3,4%	3,3%	3,2%	3,0%
Taş Kömürü	16,10%	17,4%	16,1%	15,4%	14,7%	14,0%	13,4%	12,8%	12,3%	11,8%	11,3%
Hidroelektrik	25,90%	32,3%	37,1%	40,1%	42,9%	45,5%	45,3%	43,5%	41,7%	39,9%	38,3%
Linyit	12,00%	12,3%	11,4%	10,9%	10,4%	9,9%	9,5%	10,2%	9,1%	8,3%	8,3%
Doğalgaz	38,00%	28,1%	26,0%	24,8%	23,7%	22,6%	21,6%	20,7%	19,9%	19,1%	18,3%
Nükleer	0,00%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	4,8%	9,1%	11,0%
Güneş	0,00%	0,7%	0,6%	0,6%	0,6%	0,6%	0,5%	0,5%	0,5%	0,5%	0,5%
Rüzgar	4,50%	5,0%	4,6%	4,4%	4,2%	4,0%	3,9%	3,7%	3,5%	3,4%	3,3%
Toplam	100,00%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%

Çizelge EK-3 14. HME_OS elektrik üretimi kaynak dağılımı-% (2026-2035)

Elektrik Üretimi	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
Asfaltit	0,7%	0,6%	0,6%	0,6%	0,6%	0,8%	1,3%	1,3%	1,2%	1,2%
Biyogaz/Biyokütle	5,0%	5,0%	5,0%	5,0%	5,0%	5,0%	5,0%	5,0%	5,0%	5,0%
Fuel Oil	0,3%	0,3%	0,3%	0,3%	0,3%	0,3%	0,3%	0,2%	0,2%	0,2%
Jeotermal	2,9%	2,8%	2,7%	2,6%	2,5%	2,4%	2,3%	2,2%	2,1%	2,0%
Taş Kömürü	10,9%	10,4%	10,0%	11,8%	11,3%	10,9%	10,5%	10,1%	9,7%	9,4%
Hidroelektrik	36,7%	35,2%	33,8%	32,4%	31,1%	29,9%	28,8%	27,7%	26,7%	25,7%
Linyit	9,7%	11,3%	12,8%	13,7%	13,1%	12,6%	15,2%	18,2%	21,0%	23,7%
Doğalgaz	17,5%	16,8%	16,1%	15,5%	14,8%	14,3%	13,7%	13,2%	12,7%	12,3%
Nükleer	12,7%	14,2%	15,4%	14,8%	14,2%	13,7%	13,2%	12,7%	12,2%	11,7%
Güneş	0,4%	0,4%	0,4%	0,4%	0,4%	0,4%	0,3%	0,3%	0,3%	0,3%
Rüzgar	3,1%	3,0%	2,9%	3,0%	6,7%	9,8%	9,5%	9,1%	8,8%	8,4%
Toplam Üretim	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%

HME_OS CO₂ Salım Sonuçları

Salım yoğunluğunun kWh başına yıllar bazında değişimi Çizelge EK-3 15 ve Çizelge EK-3 16'da sunulmuştur.

Çizelge EK-3 15. Salım yoğunluğu, kg CO₂/kWh (2015-2025)

Yıl	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
kg CO ₂ /kWh	0,454	0,436	0,405	0,385	0,368	0,351	0,341	0,350	0,329	0,311	0,307

Çizelge EK-3 16. Salım yoğunluğu, kg CO₂/kWh (2026-2035)

Yıl	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
kg CO ₂ /kWh	0,314	0,323	0,332	0,357	0,344	0,334	0,360	0,386	0,410	0,434

HME_OS'nun modellenmesi ile salınacak CO₂ miktarı yıllara göre Çizelge EK-3 17 ve Çizelge EK-3 18'de sunulduğu şekildedir. Toplam CO₂ miktarı 3.252.635 bin tondur.

Çizelge EK-3 17. HME_OS CO₂ salım sonuçları-Bin Ton (2015-2025)

Yakıt	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Asfaltit	1.061	2.902	2.902	2.902	2.904	2.904	2.904	3.060	2.904	2.904	2.956
Biyokütle/gaz	544	829	829	829	829	829	1.248	5.395	5.395	5.395	7.796
Fuel Oil	2.400	1.086	1.086	1.086	1.086	1.086	1.086	1.086	1.086	1.086	1.086
Jeotermal	632	965	965	965	965	965	2.350	2.350	2.350	2.350	2.350
Taş Kömürü	42.766	48.165	48.165	48.165	48.165	48.165	48.165	48.165	48.165	48.165	48.165
Linyit	33.915	36.113	36.113	36.113	36.113	36.113	36.113	40.410	37.820	36.113	37.586
Doğalgaz	37.018	28.560	28.560	28.560	28.560	28.560	28.560	28.560	28.560	28.560	28.560
Toplam Üretim	118.337	118.619	118.619	118.619	118.622	118.622	120.426	129.026	126.281	124.573	128.498

Çizelge EK-3 18. HME_OS CO₂ salım sonuçları-Bin Ton (2026-2035)

Yakıt	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
Asfaltit	2.904	2.956	3.060	3.060	3.060	4.522	7.423	7.423	7.423	7.423
Biyokütle/gaz	8.130	8.477	8.837	9.210	9.596	9.978	10.368	10.770	11.185	11.614
Fuel Oil	1.086	1.086	1.086	1.086	1.086	1.086	1.086	1.086	1.086	1.086
Jeotermal	2.350	2.350	2.350	2.350	2.350	2.350	2.350	2.350	2.350	2.350
Taş Kömürü	48.165	48.165	48.165	59.299	59.299	59.299	59.299	59.299	59.299	59.299
Linyit	45.840	55.332	65.467	72.811	72.811	72.811	91.197	113.308	136.136	159.714
Doğalgaz	28.560	28.560	28.560	28.560	28.560	28.560	28.560	28.560	28.560	28.560
Toplam Üretim	137.035	146.926	157.524	176.376	176.762	178.606	200.284	222.796	246.039	270.046

HME_OS Kurulu Güç Bilgileri

HME_OS'da elektrik talebi ve üretiminin optimizasyonunda en maliyet etkin yöntemin modellenmesi için kurulması gereken yeni elektrik üretim santralleri Çizelge EK-3 19 ve Çizelge EK-3 20'de sunulduğu şekildedir

Çizelge EK-3 19. HME_OS kurulu güç artışı-GW (2016-2025)

Kurulu Güç Artışı	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Asfaltit	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Biyogaz/Biyokütle	0	0	0	0	0	0,1832	1,8131	0	0	1,0493
Fuel Oil	0									
Jeotermal	0	0	0	0	0	1,1791	0	0	0	0
Taş Kömürü	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Hidroelektrik	2,0151	2,3965	1,6633	1,7005	1,7626	0,7167	0	0	0	0
Linyit	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Doğalgaz	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Nükleer	0	0	0	0	0	0	0	2,32	2,32	1,2
Güneş	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Rüzgar	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Toplam	2,0151	2,3965	1,6633	1,7005	1,7626	2,079	1,8131	2,32	2,32	2,2493

Çizelge EK-3 20. HME_OS kurulu güç artışı-GW (2026-2035)

Kurulu Güç Artışı	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
Asfaltit	0	0	0	0	0	0,1929	0,3827	0	0	0
Biyogaz/Biyokütle	0,1464	0,1516	0,1572	0,163	0,169	0,167	0,1706	0,1757	0,1814	0,1874
Fuel Oil	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Jeotermal	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Taş Kömürü	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Hidroelektrik	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Linyit	0	0	0	0	0	0	2,2864	2,7495	2,8388	2,9319
Doğalgaz	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Nükleer	1,2	1,12	1,12	0	0	0	0	0	0	0
Güneş	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Rüzgar	0	0	0	0,5297	8,3224	7,6186	0	0	0	0
Toplam	1,3464	1,2716	1,2772	0,6927	8,4914	7,9785	2,8397	2,9252	3,0202	3,1193

İS Elektrik Üretim Sonuçları

İS ile optimize edilen elektrik üretim sonuçları Çizelge EK-3 21 ve Çizelge EK-3 22'de gösterilmiş, Çizelge EK-3 23 ve Çizelge EK-3 24 ile kaynak dağılımının yüzdesi sunulmuştur.

Çizelge EK-3 21. İS elektrik üretim sonuçları-GWh (2015-2025)

Elektrik Üretimi	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Asfaltit	1.042	3.006	3.006	3.006	3.006	3.006	3.006	3.006	3.006	3.006	3.006
Biyogaz/Biyokütle	1.459	13.611	14.658	15.386	16.131	16.903	17.648	18.410	19.197	20.033	20.898
Fuel Oil	3.179	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Jeotermal	3.414	12.702	12.702	12.702	12.702	12.702	12.702	12.702	12.702	12.702	12.702
Taş Kömürü	42.010	58.251	58.251	58.251	58.251	58.251	58.251	58.251	58.251	58.251	58.251
Hidroelektrik	67.419	70.083	79.799	79.799	94.553	109.832	116.498	116.498	116.498	116.498	116.498
Linyit	31.403	33.977	32.808	24.563	23.965	23.354	30.833	44.964	41.891	39.720	46.321
Doğalgaz	98.978	25.765	27.104	49.189	49.189	49.189	49.189	49.545	49.281	49.035	49.418
Nükleer	0	0	0	0	0	0	0	0	18.291	36.582	46.043
Güneş	0	12.770	22.776	22.776	22.776	22.776	22.776	22.776	22.776	22.776	22.776
Rüzgar	11.701	42.048	42.048	42.048	42.048	42.048	42.048	42.048	42.048	42.048	42.048
Toplam Üretim	260.605	272.213	293.150	307.720	322.620	338.060	352.950	368.200	383.941	400.650	417.961

Çizelge EK-3 22. İS elektrik üretim sonuçları-GWh (2026-2035)

Elektrik Üretimi	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
Asfaltit	3.006	3.006	3.006	3.006	3.006	3.006	3.006	3.006	3.006	3.006
Biyogaz/Biyokütle	21.796	22.726	23.690	24.689	25.725	26.749	27.795	28.873	29.985	31.134
Fuel Oil	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Jeotermal	12.702	12.702	12.702	12.702	12.702	12.702	12.702	12.702	12.702	12.702
Taş Kömürü	58.251	58.251	58.251	58.251	70.651	93.061	110.778	128.911	147.515	166.611
Hidroelektrik	116.498	116.498	126.274	132.299	132.299	132.299	132.299	132.299	134.773	137.508
Linyit	58.038	65.055	62.691	65.532	69.475	69.475	69.475	69.475	69.475	69.475
Doğalgaz	36.462	38.286	49.189	59.314	62.655	49.189	49.189	49.189	49.189	49.189
Nükleer	64.333	73.164	73.164	73.164	73.164	73.164	73.164	73.164	73.164	73.164
Güneş	22.776	22.776	22.776	22.776	22.776	22.776	24.933	27.273	27.331	27.331
Rüzgar	42.048	42.048	42.048	42.048	42.048	52.560	52.560	52.560	52.560	52.560
Toplam Üretim	435.910	454.511	473.791	493.780	514.500	534.980	555.900	577.450	599.700	622.680

Çizelge EK-3 23. İS elektrik üretimi kaynak dağılımı -% (2015-2025)

Elektrik Üretimi	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Asfaltit	0,4%	1,1%	1,0%	1,0%	0,9%	0,9%	0,9%	0,8%	0,8%	0,8%	0,7%
Biyogaz/Biyokütle	0,6%	5,0%	5,0%	5,0%	5,0%	5,0%	5,0%	5,0%	5,0%	5,0%	5,0%
Fuel Oil	1,2%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Jeotermal	1,3%	4,7%	4,3%	4,1%	3,9%	3,8%	3,6%	3,4%	3,3%	3,2%	3,0%
Taş Kömürü	16,1%	21,4%	19,9%	18,9%	18,1%	17,2%	16,5%	15,8%	15,2%	14,5%	13,9%
Hidroelektrik	25,9%	25,7%	27,2%	25,9%	29,3%	32,5%	33,0%	31,6%	30,3%	29,1%	27,9%
Linyit	12,0%	12,5%	11,2%	8,0%	7,4%	6,9%	8,7%	12,2%	10,9%	9,9%	11,1%
Doğalgaz	38,0%	9,5%	9,2%	16,0%	15,2%	14,6%	13,9%	13,5%	12,8%	12,2%	11,8%
Nükleer	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	4,8%	9,1%	11,0%
Güneş	0,0%	4,7%	7,8%	7,4%	7,1%	6,7%	6,5%	6,2%	5,9%	5,7%	5,4%
Rüzgar	4,5%	15,4%	14,3%	13,7%	13,0%	12,4%	11,9%	11,4%	11,0%	10,5%	10,1%
Toplam	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%

Çizelge EK-3 24. İS elektrik üretimi kaynak dağılımı -% (2026-2035)

Elektrik Üretimi-GWh	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
Asfaltit	0,7%	0,7%	0,6%	0,6%	0,6%	0,6%	0,5%	0,5%	0,5%	0,5%
Biyogaz/Biyokütle	5,0%	5,0%	5,0%	5,0%	5,0%	5,0%	5,0%	5,0%	5,0%	5,0%
Fuel Oil	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Jeotermal	2,9%	2,8%	2,7%	2,6%	2,5%	2,4%	2,3%	2,2%	2,1%	2,0%
Taş Kömürü	13,4%	12,8%	12,3%	11,8%	13,7%	17,4%	19,9%	22,3%	24,6%	26,8%
Hidroelektrik	26,7%	25,6%	26,7%	26,8%	25,7%	24,7%	23,8%	22,9%	22,5%	22,1%
Linyit	13,3%	14,3%	13,2%	13,3%	13,5%	13,0%	12,5%	12,0%	11,6%	11,2%
Doğalgaz	8,4%	8,4%	10,4%	12,0%	12,2%	9,2%	8,8%	8,5%	8,2%	7,9%
Nükleer	14,8%	16,1%	15,4%	14,8%	14,2%	13,7%	13,2%	12,7%	12,2%	11,7%
Güneş	5,2%	5,0%	4,8%	4,6%	4,4%	4,3%	4,5%	4,7%	4,6%	4,4%
Rüzgar	9,6%	9,3%	8,9%	8,5%	8,2%	9,8%	9,5%	9,1%	8,8%	8,4%
Toplam Üretim	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%

İS CO₂ Salım Sonuçları

Salım yoğunluğunun kWh başına yıllar bazında değişimi Çizelge EK-3 25 ve Çizelge EK-3 26'da sunulmuştur.

Çizelge EK-3 25. İS salım yoğunluğu, kg CO₂/kWh (2015-2025)

Yıl	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
kg CO ₂ /kWh	0,454	0,427	0,395	0,375	0,356	0,339	0,348	0,377	0,353	0,333	0,337

Çizelge EK-3 26. İS salım yoğunluğu, kg CO₂/kWh (2026-2035)

Yıl	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
kg CO ₂ /kWh	0,342	0,347	0,337	0,338	0,360	0,380	0,399	0,417	0,434	0,450

İS'nun modellenmesi ile salınacak CO₂ miktarı yıllara göre Çizelge EK-3 27 ve Çizelge EK-3 28'de sunulduğu şekildedir Periyotta salınan toplam CO₂ miktarı 3.392.312 bin tondur.

Çizelge EK-3 27. İS CO₂ salım sonuçları-Bin Ton (2015-2025)

Yakıt	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Asfaltit	1.061	3.060	3.060	3.060	3.060	3.060	3.060	3.060	3.060	3.060	3.060
Biyokütle/gaz	544	5.077	5.467	5.739	6.017	6.305	6.583	6.867	7.160	7.472	7.795
Fuel Oil	2.400	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Jeotermal	632	2.350	2.350	2.350	2.350	2.350	2.350	2.350	2.350	2.350	2.350
Taş Kömürü	42.766	59.299	59.299	59.299	59.299	59.299	59.299	59.299	59.299	59.299	59.299
Linyit	33.915	36.695	35.432	26.529	25.882	25.222	33.299	48.562	45.242	42.898	50.027
Doğalgaz	37.018	9.636	10.137	18.397	18.397	18.397	18.397	18.530	18.431	18.339	18.483
Toplam Üretim	118.337	116.118	115.746	115.374	115.005	114.633	122.988	138.668	135.543	133.418	141.013

Çizelge EK-3 28. İS CO₂ salım sonuçları-Bin Ton (2026-2035)

Yakıt	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
Asfaltit	3.060	3.060	3.060	3.060	3.060	3.060	3.060	3.060	3.060	3.060
Biyokütle/gaz	8.130	8.477	8.836	9.209	9.595	9.977	10.367	10.769	11.184	11.613
Fuel Oil	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Jeotermal	2.350	2.350	2.350	2.350	2.350	2.350	2.350	2.350	2.350	2.350
Taş Kömürü	59.299	59.299	59.299	59.299	71.923	94.736	112.772	131.231	150.171	169.610
Linyit	62.681	70.259	67.707	70.774	75.033	75.033	75.033	75.033	75.033	75.033
Doğalgaz	13.637	14.319	18.397	22.184	23.433	18.397	18.397	18.397	18.397	18.397
Toplam Üretim	149.157	157.764	159.649	166.876	185.394	203.553	221.979	240.840	260.195	280.063

İS Kurulu Güç Bilgileri

İS'da elektrik talebi ve üretiminin optimizasyonunda en maliyet etkin yöntem planlamasında kurulması gereken yeni elektrik üretim santralleri Çizelge EK-3 29 ve Çizelge EK-3 30'da sunulduğu şekildedir

Çizelge EK-3 29. İS kurulu güç artışı-GW (2016-2025)

Kurulu Güç Artışı	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Asfaltit	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Biyogaz/Biyokütle	1,8572	0,1707	0,1188	0,1215	0,1259	0,1214	0,1244	0,1283	0,1363	0,1411
Fuel Oil	0									
Jeotermal	1,1791	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Taş Kömürü	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Hidroelektrik	0	3,6969	0	5,6142	5,8139	2,5367	0	0	0	0
Linyit	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Doğalgaz	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Nükleer	0	0	0	0	0	0	0	2,32	2,32	1,2
Güneş	4,7749	4,3934	0	0	0	0	0	0	0	0
Rüzgar	10,6093	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Toplam	20,2777	8,261	0,1188	5,7357	5,9398	2,6581	0,1244	2,4483	2,4563	1,3411

Çizelge EK-3 30. İS kurulu güç artışı-GW (2026-2035)

Kurulu Güç Artışı	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
Asfaltit	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Biyogaz/Biyokütle	0,1464	0,1516	0,1572	0,163	0,169	0,167	0,1706	0,1757	0,1814	0,1874
Fuel Oil										
Jeotermal	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Taş Kömürü	0	0	0	0	1,6653	3,0097	2,3794	2,4353	2,4986	2,5646
Hidroelektrik	0	0	3,7199	2,2926	0	0	0	0	0,9415	1,0408
Linyit	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Doğalgaz	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Nükleer	2,32	1,12	0	0	0	0	0	0	0	0
Güneş	0	0	0	0	0	0	0,9472	1,0271	0,0257	0
Rüzgar	0	0	0	0	0	4	0	0	0	0
Toplam	2,4664	1,2716	3,8771	2,4556	1,8343	7,1767	3,4972	3,6381	3,6472	3,7928

HME_İS Elektrik Üretim Sonuçları

HME_İS ile optimize edilen elektrik üretim sonuçları Çizelge EK-3 31 ve Çizelge EK-3 32 sunulmuş, üretimin kaynak dağılımına göre yüzdeleri Çizelge EK-3 33 ve Çizelge EK-3 34 ile gösterilmiştir.

Çizelge EK-3 31. HME_İS elektrik üretim sonuçları-GWh (2015-2025)

Elektrik Üretimi	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Asfaltit	1.042	3.006	3.006	3.006	3.006	3.006	3.006	3.006	3.006	3.006	3.006
Biyogaz/Biyokütle	1.459	13.611	14.658	15.386	16.131	16.903	17.648	18.410	19.197	20.033	20.898
Fuel Oil	3.179	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Jeotermal	3.414	12.702	12.702	12.702	12.702	12.702	12.702	12.702	12.702	12.702	12.702
Taş Kömürü	42.010	20.591	19.842	10.804	9.969	9.320	16.886	32.378	29.008	26.629	33.865
Hidroelektrik	67.419	83.121	103.760	103.760	118.207	133.523	139.098	139.098	139.098	139.098	139.098
Linyit	31.403	69.475	69.475	69.475	69.475	69.475	69.475	69.475	69.475	69.475	69.475
Doğalgaz	98.978	25.765	25.765	48.645	49.189	49.189	50.194	49.189	49.221	49.184	48.932
Nükleer	0	0	0	0	0	0	0	0	18.291	36.582	46.043
Güneş	0	1.894	1.894	1.894	1.894	1.894	1.894	1.894	1.894	1.894	1.894
Rüzgar	11.701	42.048	42.048	42.048	42.048	42.048	42.048	42.048	42.048	42.048	42.048
Toplam Üretim	260.605	272.213	293.150	307.720	322.620	338.060	352.950	368.200	383.940	400.650	417.960

Çizelge EK-3 32. HME_İS elektrik üretim sonuçları-GWh (2026-2035)

Elektrik Üretimi	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
Asfaltit	3.006	3.006	3.006	3.006	3.006	3.006	3.006	7.292	7.292	7.292
Biyogaz/Biyokütle	21.796	22.726	23.690	24.689	25.725	26.749	27.795	28.873	29.985	31.134
Fuel Oil	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Jeotermal	12.702	12.702	12.702	12.702	12.702	12.702	12.702	12.702	12.702	12.702
Taş Kömürü	46.710	54.403	51.089	57.787	58.251	58.251	58.251	58.251	58.251	58.251
Hidroelektrik	139.098	139.098	147.534	159.827	159.827	159.827	159.827	160.000	160.000	160.000
Linyit	69.475	69.475	69.475	69.475	84.305	102.285	118.985	132.038	149.574	167.574
Doğalgaz	34.848	35.996	49.189	49.189	53.579	49.189	49.189	49.189	49.189	49.189
Nükleer	64.333	73.164	73.164	73.164	73.164	73.164	73.164	73.164	73.164	73.164
Güneş	1.894	1.894	1.894	1.894	1.894	1.894	1.894	3.383	6.983	10.815
Rüzgar	42.048	42.048	42.048	42.048	42.048	47.913	51.088	52.560	52.560	52.560
Toplam Üretim	435.910	454.510	473.790	493.780	514.501	534.980	555.900	577.450	599.700	622.680

Çizelge EK-3 33. HME_İS elektrik üretimi kaynak dağılımı-% (2015-2025)

Elektrik Üretimi	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Asfaltit	0,40%	1,1%	1,0%	1,0%	0,9%	0,9%	0,9%	0,8%	0,8%	0,8%	0,7%
Biyogaz/Biyokütle	0,60%	5,0%	5,0%	5,0%	5,0%	5,0%	5,0%	5,0%	5,0%	5,0%	5,0%
Fuel Oil	1,20%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Jeotermal	1,30%	4,7%	4,3%	4,1%	3,9%	3,8%	3,6%	3,4%	3,3%	3,2%	3,0%
Taş Kömürü	16,10%	7,6%	6,8%	3,5%	3,1%	2,8%	4,8%	8,8%	7,6%	6,6%	8,1%
Hidroelektrik	25,90%	30,5%	35,4%	33,7%	36,6%	39,5%	39,4%	37,8%	36,2%	34,7%	33,3%
Linyit	12,00%	25,5%	23,7%	22,6%	21,5%	20,6%	19,7%	18,9%	18,1%	17,3%	16,6%
Doğalgaz	38,00%	9,5%	8,8%	15,8%	15,2%	14,6%	14,2%	13,4%	12,8%	12,3%	11,7%
Nükleer	0,00%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	4,8%	9,1%	11,0%
Güneş	0,00%	0,7%	0,6%	0,6%	0,6%	0,6%	0,5%	0,5%	0,5%	0,5%	0,5%
Rüzgar	4,50%	15,4%	14,3%	13,7%	13,0%	12,4%	11,9%	11,4%	11,0%	10,5%	10,1%
Toplam	100,00%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%

Çizelge EK-3 34. HME_İS elektrik üretimi kaynak dağılımı -% (2026-2035)

Elektrik Üretimi	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
Asfaltit	0,7%	0,7%	0,6%	0,6%	0,6%	0,6%	0,5%	1,3%	1,2%	1,2%
Biyogaz/Biyokütle	5,0%	5,0%	5,0%	5,0%	5,0%	5,0%	5,0%	5,0%	5,0%	5,0%
Fuel Oil	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Jeotermal	2,9%	2,8%	2,7%	2,6%	2,5%	2,4%	2,3%	2,2%	2,1%	2,0%
Taş Kömürü	10,7%	12,0%	10,8%	11,7%	11,3%	10,9%	10,5%	10,1%	9,7%	9,4%
Hidroelektrik	31,9%	30,6%	31,1%	32,4%	31,1%	29,9%	28,8%	27,7%	26,7%	25,7%
Linyit	15,9%	15,3%	14,7%	14,1%	16,4%	19,1%	21,4%	22,9%	24,9%	26,9%
Doğalgaz	8,0%	7,9%	10,4%	10,0%	10,4%	9,2%	8,8%	8,5%	8,2%	7,9%
Nükleer	14,8%	16,1%	15,4%	14,8%	14,2%	13,7%	13,2%	12,7%	12,2%	11,7%
Güneş	0,4%	0,4%	0,4%	0,4%	0,4%	0,4%	0,3%	0,6%	1,2%	1,7%
Rüzgar	9,6%	9,3%	8,9%	8,5%	8,2%	9,0%	9,2%	9,1%	8,8%	8,4%
Toplam Üretim	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%

HME_İS CO₂ Salım Sonuçları

Salım yoğunluğunun kWh başına yıllar bazında değişimi Çizelge EK-3 35 ve Çizelge EK-3 36'da sunulmuştur.

Çizelge EK-3 35. HME_İS salım yoğunluğu, kg CO₂/kWh (2015-2025)

Yıl	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
kg CO ₂ /kWh	0,454	0,427	0,395	0,375	0,356	0,339	0,348	0,377	0,353	0,333	0,337

Çizelge EK-3 36. HME_İS Salım yoğunluğu, kg CO₂/kWh (2026-2035)

Yıl	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
kg CO ₂ /kWh	0,342	0,347	0,337	0,338	0,360	0,380	0,399	0,417	0,434	0,450

HME_İS'nun modellenmesi ile yayılacak CO₂ miktarı yıllara göre Çizelge EK-3 37 ve Çizelge EK-3 38'de sunulduğu şekilde olup, toplam CO₂ miktarı 3.392.312 bin tondur.

Çizelge EK-3 37. HME_İS CO₂ salım sonuçları-Bin Ton (2015-2025)

Yakıt	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Asfaltit	1.061	3.060	3.060	3.060	3.060	3.060	3.060	3.060	3.060	3.060	3.060
Biyokütle/gaz	544	5.077	5.468	5.739	6.017	6.305	6.583	6.868	7.161	7.473	7.796
Fuel Oil	2.400	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Jeotermal	632	2.350	2.350	2.350	2.350	2.350	2.350	2.350	2.350	2.350	2.350
Taş Kömürü	42.766	20.962	20.199	10.999	10.148	9.488	17.190	32.961	29.531	27.108	34.475
Linyit	33.915	75.033	75.033	75.033	75.033	75.033	75.033	75.033	75.033	75.033	75.033
Doğalgaz	37.018	9.636	9.636	18.193	18.397	18.397	18.773	18.397	18.409	18.395	18.301
Toplam Üretim	118.337	116.118	115.746	115.374	115.005	114.633	122.988	138.668	135.543	133.418	141.013

Çizelge EK-3 38. HME_İS CO₂ salım sonuçları-Bin Ton (2026-2035)

Yakıt	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
Asfaltit	3.060	3.060	3.060	3.060	3.060	3.060	3.060	7.423	7.423	7.423
Biyokütle/gaz	8.130	8.477	8.837	9.210	9.596	9.978	10.368	10.770	11.185	11.614
Fuel Oil	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Jeotermal	2.350	2.350	2.350	2.350	2.350	2.350	2.350	2.350	2.350	2.350
Taş Kömürü	47.551	55.382	52.009	58.827	59.299	59.299	59.299	59.299	59.299	59.299
Linyit	75.033	75.033	75.033	75.033	91.050	110.468	128.504	142.601	161.540	180.980
Doğalgaz	13.033	13.463	18.397	18.397	20.039	18.397	18.397	18.397	18.397	18.397
Toplam Üretim	149.157	157.764	159.685	166.876	185.394	203.553	221.979	240.840	260.195	280.063

HME_İS İdeal Senaryo Kurulu Güç Bilgileri

HME_İS'da elektrik talebi ve üretiminin optimizasyonunda en maliyet etkin yöntemin modellenmesi için kurulması gereken yeni elektrik üretim santralleri Çizelge EK-3 39 ve Çizelge EK-3 40'ta sunulduğu şekildedir

Çizelge EK-3 39. HME_İS kurulu güç artışı-GW (2016-2025)

Kurulu Güç Artışı	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Asfaltit	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Biyogaz/Biyokütle	1,8572	0,1707	0,1189	0,1214	0,1259	0,1215	0,1243	0,1283	0,1363	0,1411
Fuel Oil	0									
Jeotermal	1,1791	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Taş Kömürü	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Hidroelektrik	4,961	7,8538	0	5,497	5,8281	2,1215	0	0	0	0
Linyit	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Doğalgaz	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Nükleer	0	0	0	0	0	0	0	2,32	2,32	1,2
Güneş	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Rüzgar	10,6093	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Toplam	18,6066	8,0245	0,1189	5,6184	5,954	2,243	0,1243	2,4483	2,4563	1,3411

Çizelge EK-3 40. HME_İS kurulu güç artışı-GW (2026-2035)

Kurulu Güç Artışı	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
Asfaltit	0	0	0	0	0	0	0	0,5756	0	0
Biyogaz/Biyokütle	0,1464	0,1517	0,1572	0,163	0,1689	0,167	0,1706	0,1757	0,1814	0,1874
Fuel Oil										
Jeotermal	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Taş Kömürü	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Hidroelektrik	0	0	3,2101	4,6775	0	0	0	0,066	0	0
Linyit	0	0	0	0	1,9918	2,4147	2,2428	1,753	2,3552	2,4173
Doğalgaz	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Nükleer	2,32	1,12	0	0	0	0	0	0	0	0
Güneş	0	0	0	0	0	0	0	0,6534	1,581	1,6823
Rüzgar	0	0	0	0	0	2,2318	1,2079	0,5603	0	0
Toplam	2,4664	1,2717	3,3673	4,8405	2,1607	4,8135	3,6213	3,784	4,1176	4,287

DTS Elektrik Üretim Sonuçları

DTS ile optimize edilen elektrik üretim sonuçları Çizelge EK-3 41 ve Çizelge EK-3 42 ile sunulmuş, elektrik üretiminin kaynak dağılımı Çizelge EK-3 43 ve Çizelge EK-3 44 ile gösterilmiştir.

Çizelge EK-3 41. DTS elektrik üretim sonuçları-GWh (2015-2025)

Elektrik Üretimi	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Asfaltit	1.042	2.954	2.850	2.850	2.853	2.853	2.853	2.904	2.853	2.853	2.853
Biyogaz/Biyokütle	1.459	2.222	2.137	2.222	2.222	2.222	2.222	2.222	2.222	2.222	2.222
Fuel Oil	3.179	1.439	1.439	1.439	1.439	1.439	1.439	1.439	1.439	1.439	1.439
Jeotermal	3.414	5.214	5.134	5.214	5.214	5.214	5.214	5.214	5.214	5.214	5.214
Taş Kömürü	42.010	50.224	47.313	47.313	47.313	47.313	47.313	48.103	48.357	47.313	47.313
Hidroelektrik	67.419	70.169	65.014	77.227	89.889	103.013	115.669	121.665	121.665	121.665	127.443
Linyit	31.403	48.132	33.438	33.438	33.438	33.438	33.438	39.564	34.449	33.438	33.438
Doğalgaz	98.978	76.362	76.362	76.362	76.362	76.362	76.362	76.362	76.362	76.362	76.362
Nükleer	0	0	0	0	0	0	0	0	18.291	34.549	43.485
Güneş	0	1.894	1.894	1.894	1.894	1.894	1.894	1.894	1.894	1.894	1.894
Rüzgar	11.701	13.604	13.597	13.604	13.604	13.604	13.604	13.604	13.604	13.604	13.604
Toplam Üretim	260.605	272.213	249.178	261.563	274.228	287.352	300.008	312.971	326.350	340.553	355.267

Çizelge EK-3 42. DTS elektrik üretim sonuçları-GWh (2026-2035)

Elektrik Üretimi	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
Asfaltit	2.853	2.853	2.853	2.853	2.955	3.006	3.006	3.006	3.006	3.006
Biyogaz/Biyokütle	2.222	2.222	2.222	2.222	2.222	2.222	4.677	22.994	41.907	61.440
Fuel Oil	1.439	1.439	1.439	1.439	1.439	1.439	1.439	1.439	1.439	1.439
Jeotermal	5.214	5.214	5.214	5.214	5.214	5.214	12.702	12.702	12.702	12.702
Taş Kömürü	47.313	47.313	47.313	47.313	52.043	57.244	58.251	58.251	58.251	58.251
Hidroelektrik	133.766	141.236	149.284	160.000	160.000	160.000	160.000	160.000	160.000	160.000
Linyit	33.438	33.438	33.438	35.649	48.430	60.585	67.417	67.417	67.417	67.417
Doğalgaz	76.362	76.362	76.362	76.362	76.362	76.362	76.362	76.362	76.362	76.362
Nükleer	52.420	60.759	69.099	73.164	73.164	73.164	73.164	73.164	73.164	73.164
Güneş	1.894	1.894	1.894	1.894	1.894	1.894	1.894	1.894	1.894	1.894
Rüzgar	13.604	13.604	13.604	13.604	13.604	13.604	13.604	13.604	13.604	13.604
Toplam Üretim	370.524	386.334	402.722	419.714	437.326	454.734	472.515	490.833	509.745	529.278

Çizelge EK-3 43. DTS elektrik üretimi kaynak dağılımı - % (2015-2025)

Elektrik Üretimi	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Asfaltit	0,40%	1,1%	1,1%	1,1%	1,0%	1,0%	1,0%	0,9%	0,9%	0,8%	0,8%
Biyogaz/Biyokütle	0,60%	0,8%	0,9%	0,8%	0,8%	0,8%	0,7%	0,7%	0,7%	0,7%	0,6%
Fuel Oil	1,20%	0,5%	0,6%	0,6%	0,5%	0,5%	0,5%	0,5%	0,4%	0,4%	0,4%
Jeotermal	1,30%	1,9%	2,1%	2,0%	1,9%	1,8%	1,7%	1,7%	1,6%	1,5%	1,5%
Taş Kömürü	16,10%	18,5%	19,0%	18,1%	17,3%	16,5%	15,8%	15,4%	14,8%	13,9%	13,3%
Hidroelektrik	25,90%	25,8%	26,1%	29,5%	32,8%	35,8%	38,6%	38,9%	37,3%	35,7%	35,9%
Linyit	12,00%	17,7%	13,4%	12,8%	12,2%	11,6%	11,1%	12,6%	10,6%	9,8%	9,4%
Doğalgaz	38,00%	28,1%	30,6%	29,2%	27,8%	26,6%	25,5%	24,4%	23,4%	22,4%	21,5%
Nükleer	0,00%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	5,6%	10,1%	12,2%
Güneş	0,00%	0,7%	0,8%	0,7%	0,7%	0,7%	0,6%	0,6%	0,6%	0,6%	0,5%
Rüzgar	4,50%	5,0%	5,5%	5,2%	5,0%	4,7%	4,5%	4,3%	4,2%	4,0%	3,8%
Toplam	100,00%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%

Çizelge EK-3 44. DTS elektrik üretimi kaynak dağılımı - % (2026-2035)

Elektrik Üretimi	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
Asfaltit	0,8%	0,7%	0,7%	0,7%	0,7%	0,7%	0,6%	0,6%	0,6%	0,6%
Biyogaz/Biyokütle	0,6%	0,6%	0,6%	0,5%	0,5%	0,5%	1,0%	4,7%	8,2%	11,6%
Fuel Oil	0,4%	0,4%	0,4%	0,3%	0,3%	0,3%	0,3%	0,3%	0,3%	0,3%
Jeotermal	1,4%	1,3%	1,3%	1,2%	1,2%	1,1%	2,7%	2,6%	2,5%	2,4%
Taş Kömürü	12,8%	12,2%	11,7%	11,3%	11,9%	12,6%	12,3%	11,9%	11,4%	11,0%
Hidroelektrik	36,1%	36,6%	37,1%	38,1%	36,6%	35,2%	33,9%	32,6%	31,4%	30,2%
Linyit	9,0%	8,7%	8,3%	8,5%	11,1%	13,3%	14,3%	13,7%	13,2%	12,7%
Doğalgaz	20,6%	19,8%	19,0%	18,2%	17,5%	16,8%	16,2%	15,6%	15,0%	14,4%
Nükleer	14,1%	15,7%	17,2%	17,4%	16,7%	16,1%	15,5%	14,9%	14,4%	13,8%
Güneş	0,5%	0,5%	0,5%	0,5%	0,4%	0,4%	0,4%	0,4%	0,4%	0,4%
Rüzgar	3,7%	3,5%	3,4%	3,2%	3,1%	3,0%	2,9%	2,8%	2,7%	2,6%
Toplam Üretim	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%

DTS CO₂ Salım Sonuçları

DTS için CO₂ salım yoğunluğunun kWh başına yıllar bazında değişimi Çizelge EK-3 45 ve Çizelge EK-3 46'da sunulmuştur.

Çizelge EK-3 45. DTS salım yoğunluğu, kg CO₂/kWh (2015-2025)

Yıl	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
kg CO ₂ /kWh	0,454	0,505	0,404	0,385	0,368	0,351	0,336	0,342	0,315	0,296	0,284

Çizelge EK-3 46. DTS salım yoğunluğu, kg CO₂/kWh (2026-2035)

Yıl	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
kg CO ₂ /kWh	0,272	0,261	0,250	0,245	0,272	0,296	0,304	0,304	0,305	0,305

DTS modellenmesi ile salınacak CO₂ miktarı yıllara göre Çizelge EK-3 47 ve Çizelge EK-3 48'de sunulduğu şekildedir. Toplam CO₂ miktarı 2,825,406 bin tondur.

Çizelge EK-3 47. DTS CO₂ salım sonuçları-Bin Ton (2015-2025)

Yakıt	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Asfaltit	1.061	3.007	2.902	2.902	2.904	2.904	2.904	2.956	2.904	2.904	2.904
Biyokütle/gaz	544	829	797	829	829	829	829	829	829	829	829
Fuel Oil	2.400	1.086	1.086	1.086	1.086	1.086	1.086	1.086	1.086	1.086	1.086
Jeotermal	632	965	950	965	965	965	965	965	965	965	965
Taş Kömürü	42.766	51.128	48.165	48.165	48.165	48.165	48.165	48.969	49.228	48.165	48.165
Linyit	33.915	51.982	36.113	36.113	36.113	36.113	36.113	42.729	37.205	36.113	36.113
Doğalgaz	37.018	28.560	28.560	28.560	28.560	28.560	28.560	28.560	28.560	28.560	28.560
Toplam Üretim	118.337	137.556	118.572	118.619	118.622	118.622	118.622	126.094	120.776	118.622	118.622

Çizelge EK-3 48. DTS CO₂ salım sonuçları-Bin Ton (2026-2035)

Yakıt	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
Asfaltit	2.904	2.904	2.904	2.904	3.008	3.060	3.060	3.060	3.060	3.060
Biyokütle/gaz	829	829	829	829	829	829	1.745	8.577	15.631	22.917
Fuel Oil	1.086	1.086	1.086	1.086	1.086	1.086	1.086	1.086	1.086	1.086
Jeotermal	965	965	965	965	965	965	2.350	2.350	2.350	2.350
Taş Kömürü	48.165	48.165	48.165	48.165	52.980	58.275	59.299	59.299	59.299	59.299
Linyit	36.113	36.113	36.113	38.501	52.304	65.432	72.811	72.811	72.811	72.811
Doğalgaz	28.560	28.560	28.560	28.560	28.560	28.560	28.560	28.560	28.560	28.560
Toplam Üretim	118.622	118.622	118.622	121.010	139.731	158.206	168.910	175.743	182.797	190.083

DTS Kurulu Güç Bilgileri

DTS elektrik talebi ve üretiminin optimizasyonunda en maliyet etkin planlamada kurulması gereken yeni elektrik üretim santralleri Çizelge EK-3 49 ve Çizelge EK-3 50'de sunulduğu şekildedir

Çizelge EK-3 49. DTS kurulu güç artışı-GW (2016-2025)

Kurulu Güç Artışı	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Asfaltit	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Biyogaz/Biyokütle	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Fuel Oil	0									
Jeotermal	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Taş Kömürü	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Hidroelektrik	0	0	0,8057	1,4454	1,4982	1,4448	0,6844	0	0	0,6597
Linyit	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Doğalgaz	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Nükleer	0	0	0	0	0	0	0	2,32	2,32	1,2
Güneş	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Rüzgar	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Toplam	0	0	0,8057	1,4454	1,4982	1,4448	0,6844	2,32	2,32	1,8597

Çizelge EK-3 50. DTS kurulu güç artışı-GW (2026-2035)

Kurulu Güç Artışı	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
Asfaltit	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Biyogaz/Biyokütle	0	0	0	0	0	0	0,4003	2,9872	3,0842	3,1855
Fuel Oil										
Jeotermal	0	0	0	0	0	0	1,1791	0	0	0
Taş Kömürü	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Hidroelektrik	0,7217	0,8528	0,9187	1,2233	0	0	0	0	0	0
Linyit	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Doğalgaz	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Nükleer	1,2	1,12	1,12	0	0	0	0	0	0	0
Güneş	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Rüzgar	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Toplam	1,9217	1,9728	2,0387	1,2233	0	0	1,5794	2,9872	3,0842	3,1855

YKKS Elektrik Üretim Sonuçları

YKKS ile optimize edilen elektrik üretim sonuçları Çizelge EK-3 51 ve Çizelge EK-3 52 ile gösterilmiş, kaynak dağılımı Çizelge EK-3 53 ve Çizelge EK-3 54 ile sunulmuştur.

Çizelge EK-3 51. YKKS elektrik üretim sonuçları - GWh (2015-2025)

Elektrik Üretimi	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Asfaltit	1.042	2.850	2.850	2.850	2.853	2.853	2.904	3.006	3.006	2.904	2.853
Biyogaz/Biyokütle	1.459	2.222	2.222	2.222	2.222	2.222	2.222	2.222	2.222	2.222	2.222
Fuel Oil	3.179	1.439	1.439	1.439	1.439	1.439	1.439	1.439	1.439	1.439	1.439
Jeotermal	3.414	5.214	5.214	5.214	5.214	5.214	5.214	5.214	5.214	5.214	5.214
Taş Kömürü	42.010	47.313	47.313	47.313	47.313	47.313	50.462	58.251	56.552	51.564	47.313
Hidroelektrik	67.419	87.865	106.916	116.777	128.984	131.665	140.228	140.228	140.228	140.228	134.583
Linyit	31.403	33.438	35.325	37.080	38.876	47.328	49.413	55.705	53.752	56.091	71.053
Doğalgaz	98.978	76.362	76.362	76.362	76.362	76.362	76.362	76.362	76.362	76.362	76.362
Nükleer	0	0	0	0	0	0	0	0	18.291	36.582	43.485
Güneş	0	1.894	1.894	3.077	3.226	6.761	7.059	7.364	7.679	8.013	12.539
Rüzgar	11.701	13.615	13.615	15.386	16.131	16.903	17.648	18.410	19.197	20.033	20.898
Toplam Üretim	260.605	272.213	293.150	307.721	322.621	338.060	352.951	368.201	383.941	400.651	417.960

Çizelge EK-3 52. YKKS elektrik üretim sonuçları - GWh (2026-2035)

Elektrik Üretimi	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
Asfaltit	2.853	2.853	2.853	2.853	2.853	2.853	2.853	2.904	3.006	3.006
Biyogaz/Biyokütle	2.123	1.901	1.839	2.222	2.206	1.992	2.222	2.222	2.222	18.267
Fuel Oil	1.439	1.439	1.439	1.439	1.439	1.439	1.439	1.439	1.439	1.439
Jeotermal	4.932	4.812	4.825	5.214	5.167	5.141	5.214	5.214	12.431	12.702
Taş Kömürü	47.313	47.313	47.313	47.313	47.313	47.313	47.313	49.772	58.251	58.251
Hidroelektrik	139.491	145.443	142.137	141.144	140.276	138.188	151.274	160.000	160.000	160.000
Linyit	74.105	77.267	80.544	98.756	113.190	133.745	138.975	144.362	149.925	155.670
Doğalgaz	76.362	76.362	76.362	76.362	76.362	76.362	76.362	76.362	76.362	76.362
Nükleer	52.420	60.759	69.099	69.099	69.099	69.099	69.099	73.164	73.164	73.164
Güneş	13.077	13.635	14.214	14.813	20.580	21.399	22.236	23.098	23.988	24.907
Rüzgar	21.796	22.726	33.165	34.565	36.015	37.449	38.913	38.913	38.913	38.913
Toplam Üretim	435.910	454.510	473.790	493.780	514.500	534.981	555.900	577.450	599.700	622.680

Çizelge EK-3 53. YKKS elektrik üretim kaynak dağılımı - % (2015-2025)

Elektrik Üretimi	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Asfaltit	0,40%	1,0%	1,0%	0,9%	0,9%	0,8%	0,8%	0,8%	0,8%	0,7%	0,7%
Biyogaz/Biyokütle	0,60%	0,8%	0,8%	0,7%	0,7%	0,7%	0,6%	0,6%	0,6%	0,6%	0,5%
Fuel Oil	1,20%	0,5%	0,5%	0,5%	0,4%	0,4%	0,4%	0,4%	0,4%	0,4%	0,3%
Jeotermal	1,30%	1,9%	1,8%	1,7%	1,6%	1,5%	1,5%	1,4%	1,4%	1,3%	1,2%
Taş Kömürü	16,10%	17,4%	16,1%	15,4%	14,7%	14,0%	14,3%	15,8%	14,7%	12,9%	11,3%
Hidroelektrik	25,90%	32,3%	36,5%	37,9%	40,0%	38,9%	39,7%	38,1%	36,5%	35,0%	32,2%
Linyit	12,00%	12,3%	12,1%	12,1%	12,1%	14,0%	14,0%	15,1%	14,0%	14,0%	17,0%
Doğalgaz	38,00%	28,1%	26,0%	24,8%	23,7%	22,6%	21,6%	20,7%	19,9%	19,1%	18,3%
Nükleer	0,00%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	4,8%	9,1%	10,4%
Güneş	0,00%	0,7%	0,6%	1,0%	1,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	3,0%
Rüzgar	4,50%	5,0%	4,6%	5,0%	5,0%	5,0%	5,0%	5,0%	5,0%	5,0%	5,0%
Toplam	100,00%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%

Çizelge EK-3 54. YKKS elektrik üretim kaynak dağılımı - % (2026-2035)

Elektrik Üretimi	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
Asfaltit	0,7%	0,6%	0,6%	0,6%	0,6%	0,5%	0,5%	0,5%	0,5%	0,5%
Biyogaz/Biyokütle	0,5%	0,4%	0,4%	0,5%	0,4%	0,4%	0,4%	0,4%	0,4%	2,9%
Fuel Oil	0,3%	0,3%	0,3%	0,3%	0,3%	0,3%	0,3%	0,2%	0,2%	0,2%
Jeotermal	1,1%	1,1%	1,0%	1,1%	1,0%	1,0%	0,9%	0,9%	2,1%	2,0%
Taş Kömürü	10,9%	10,4%	10,0%	9,6%	9,2%	8,8%	8,5%	8,6%	9,7%	9,4%
Hidroelektrik	32,0%	32,0%	30,0%	28,6%	27,3%	25,8%	27,2%	27,7%	26,7%	25,7%
Linyit	17,0%	17,0%	17,0%	20,0%	22,0%	25,0%	25,0%	25,0%	25,0%	25,0%
Doğalgaz	17,5%	16,8%	16,1%	15,5%	14,8%	14,3%	13,7%	13,2%	12,7%	12,3%
Nükleer	12,0%	13,4%	14,6%	14,0%	13,4%	12,9%	12,4%	12,7%	12,2%	11,7%
Güneş	3,0%	3,0%	3,0%	3,0%	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%
Rüzgar	5,0%	5,0%	7,0%	7,0%	7,0%	7,0%	7,0%	6,7%	6,5%	6,2%
Toplam Üretim	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%

YKKS CO₂ Salım Sonuçları

Salım yoğunluğunun kWh başına yıllar bazında değişimi Çizelge EK-3 55 ve Çizelge EK-3 56'da sunulmuştur.

Çizelge EK-3 55. YKKS salım yoğunluğu, kg CO₂/kWh (2015-2026)

Yıl	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
kg CO ₂ /kWh	0,454	0,436	0,412	0,398	0,386	0,395	0,394	0,418	0,391	0,368	0,381

Çizelge EK-3 56. YKKS salım yoğunluğu, kg CO₂/kWh (2026-2035)

Yıl	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
kg CO ₂ /kWh	0,373	0,365	0,357	0,383	0,398	0,424	0,418	0,417	0,429	0,432

YKKS'nun modellenmesi ile yayılacak CO₂ miktarı yıllara göre Çizelge EK-3 57 ve Çizelge EK-3 58'de sunulduğu şekildedir. Toplam CO₂ miktarı 3.606.387 bin tondur.

Çizelge EK-3 57. YKKS CO₂ salım sonuçları-Bin Ton (2015-2025)

Yakıt	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Asfaltit	1.061	2.902	2.902	2.902	2.904	2.904	2.956	3.060	3.060	2.956	2.904
Biyokütle/gaz	544	829	829	829	829	829	829	829	829	829	829
Fuel Oil	2.400	1.086	1.086	1.086	1.086	1.086	1.086	1.086	1.086	1.086	1.086
Jeotermal	632	965	965	965	965	965	965	965	965	965	965
Taş Kömürü	42.766	48.165	48.165	48.165	48.165	48.165	51.371	59.299	57.570	52.492	48.165
Linyit	33.915	36.113	38.151	40.047	41.986	51.115	53.366	60.162	58.052	60.578	76.737
Doğalgaz	37.018	28.560	28.560	28.560	28.560	28.560	28.560	28.560	28.560	28.560	28.560
Toplam Üretim	118.337	118.619	120.656	122.553	124.495	133.623	139.133	153.960	150.121	147.466	159.246

Çizelge EK-3 58. YKKS CO₂ salım sonuçları-Bin Ton (2026-2035)

Yakıt	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
Asfaltit	2.904	2.904	2.904	2.904	2.904	2.904	2.904	2.956	3.060	3.060
Biyokütle/gaz	792	709	686	829	823	743	829	829	829	6.814
Fuel Oil	1.086	1.086	1.086	1.086	1.086	1.086	1.086	1.086	1.086	1.086
Jeotermal	912	890	893	965	956	951	965	965	2.300	2.350
Taş Kömürü	48.165	48.165	48.165	48.165	48.165	48.165	48.165	50.668	59.299	59.299
Linyit	80.033	83.448	86.988	106.656	122.245	144.445	150.093	155.911	161.919	168.124
Doğalgaz	28.560	28.560	28.560	28.560	28.560	28.560	28.560	28.560	28.560	28.560
Toplam Üretim	162.453	165.763	169.282	189.165	204.739	226.854	232.602	240.976	257.053	269.292

YKKS Kurulu Güç Bilgileri

YKKS'da elektrik talebi ve üretiminin optimizasyonunda en maliyet etkin planlama için kurulması gereken yeni elektrik üretim santralleri Çizelge EK-3 59 ve Çizelge EK-3 60'ta sunulduğu şekildedir

Çizelge EK-3 59. YKKS kurulu güç artışı - GW (2016-2025)

Kurulu Güç Artışı	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Asfaltit	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Biyogaz/Biyokütle	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Fuel Oil	0									
Jeotermal	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Taş Kömürü	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Hidroelektrik	2,0201	2,1748	1,1256	1,3936	0,306	0,9775	0	0	0	0
Linyit	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,4883
Doğalgaz	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Nükleer	0	0	0	0	0	0	0	2,32	2,32	1,2
Güneş	0	0	0,5194	0,0654	1,5521	0,1307	0,1339	0,1382	0,1468	1,9871
Rüzgar	0	0	0,7487	0,3149	0,3264	0,3148	0,3224	0,3327	0,3532	0,3659
Toplam	2,0201	2,1748	2,3937	1,7739	2,1845	1,423	0,4563	2,7909	2,82	4,0413

Çizelge EK-3 60. YKKS kurulu güç artışı-GW (2026-2035)

Kurulu Güç Artışı	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
Asfaltit	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Biyogaz/Biyokütle	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2,6165
Fuel Oil										
Jeotermal	0	0	0	0	0	0	0	0	1,1364	0,0427
Taş Kömürü	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Hidroelektrik	0	0,5954	0	0	0	0	0,6656	0,9961	0	0
Linyit	0,4098	0,4247	0,4401	2,4458	1,9385	2,7605	0,7024	0,7236	0,7471	0,7715
Doğalgaz	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Nükleer	1,2	1,12	1,12	0	0	0	0	0	0	0
Güneş	0,2364	0,245	0,2539	0,2634	2,5318	0,3597	0,3674	0,3785	0,3907	0,4036
Rüzgar	0,3795	0,3932	4,4139	0,5916	0,6132	0,6061	0,6192	0	0	0
Toplam	2,2257	2,7783	6,2279	3,3008	5,0835	3,7263	2,3546	2,0982	2,2742	3,8343

ÖZGEÇMİŞ

Kimlik Bilgileri:

Adı Soyadı : Eda DAL
Uyruk : Türk
E-mail : edadal@hacettepe.edu.tr.
Adresi : Ankara

Eğitim:

Lise : İbrahim Bodur Anadolu Lisesi
Lisans : Hava Harp Okulu-Elektronik Mühendisliği (2003-2007)
Yüksek Lisans : Yeditepe Üniversitesi- İngilizce İşletme (2012-2014)
Yüksek Lisans : Hacettepe Üniversitesi- Temiz Tükenmez Enerjiler (2015-2017)

Yabancı Dil ve Düzeyi:

İngilizce : İleri
Rusça : Başlangıç

İş Deneyimi:

Ağustos 2007-Mart 2016 : Türk Hava Kuvvetleri, Yönetici
Nisan 2017-Halen : TANAP Doğalgaz İletim A.Ş., Uzman

Deneyim Alanları:

Yönetim, denetim, araştırma ve geliştirme, proje yönetimi

Tezden Üretilmiş Projeler ve Bütçesi:

Proje Başlığı: Türkiyede Elektrik Üretiminde Yerli ve Yenilenebilir Enerji Kaynaklarının Kullanımının Teknolojik Ekonomik Politik ve Çevresel Kısıtlamalar ile Analizi

Proje No: FDS-2016-8790

Proje Türü: Destek

Süresi: 12 Ay

Başlama Tarihi: 22.07.2016

Onaylanan Bütçesi: 12572,90 TL

Tezden Üretilmiş Yayınlar:

-

Tezden Üretilmiş Tebliğ ve/veya Poster Sunumu ile Katıldığı Toplantılar

1. Dal, E., and Aydinalp Koksall M., "Comparing the Environmental Externalities Included Total Cost and CO₂ Emissions of Electricity Generation in Turkey Based on Different Shares of Solar Energy", SOLAR TR2016, Solar Conference and exhibition, Aralık 6-8, 2016, İstanbul, Türkiye
2. Dal, E., Aydinalp Koksall M., "Modeling the use of renewable energy sources based on technological, political and environmental constraint.", ICAE2017, International Conference of Applied Energy, Ağustos 21-24, 2017, Cardiff, İngiltere



HACETTEPE ÜNİVERSİTESİ
FEN BİLİMLERİ ENSTİTÜSÜ
YÜKSEK LİSANS/DOKTORA TEZ ÇALIŞMASI ORJİNALLİK RAPORU

HACETTEPE ÜNİVERSİTESİ
FEN BİLİMLER ENSTİTÜSÜ
TEMİZ TÜKENMEZ ENERJİLER ANABİLİM DALI BAŞKANLIĞI'NA

Tarih:20/11/2017

Tez Başlığı / Konusu: Türkiye'de Elektrik Üretiminde Yenilenebilir Enerji Kaynaklarının Kullanımının Teknolojik, Politik ve Çevresel Kısıtlamalar İle Analizi

Yukarıda başlığı/konusu gösterilen tez çalışmamın a) Kapak sayfası, b) Giriş, c) Ana bölümler d) Sonuç kısımlarından oluşan toplam 86 sayfalık kısmına ilişkin, 20/11/2017 tarihinde şahsım/tez danışmanım tarafından Turnitin adlı intihal tespit programından aşağıda belirtilen filtrelemeler uygulanarak alınmış olan orijinallik raporuna göre, tezimin benzerlik oranı %5 'tir.

Uygulanan filtrelemeler:

- 1- Kaynakça hariç
- 2- Alıntılar hariç

Hacettepe Üniversitesi Fen Bilimleri Enstitüsü Tez Çalışması Orjinallik Raporu Alınması ve Kullanılması Uygulama Esasları'nı inceledim ve bu Uygulama Esasları'nda belirtilen azami benzerlik oranlarına göre tez çalışmamın herhangi bir intihal içermediğini; aksinin tespit edileceği muhtemel durumda doğabilecek her türlü hukuki sorumluluğu kabul ettiğimi ve yukarıda vermiş olduğum bilgilerin doğru olduğunu beyan ederim.

Gereğini saygılarımla arz ederim.

22/11/2017

Adı Soyadı: Eda DAL
Öğrenci No: N14224230
Anabilim Dalı: Temiz Tükenmez Enerjiler
Programı: Yüksek Lisans
Statüsü: Y.Lisans Doktora Bütünleşik Dr.

Eda DAL

DANIŞMAN ONAYI

UYGUNDUR.

Doç. Dr. Merih AYDINALP KÖKSAL