

**TÜRKİYE İÇİN %100 YENİLENEBİLİR ENERJİ
SİSTEMİNİN TEKNO-EKONOMİK ANALİZİ**

**TECHNO-ECONOMIC ANALYSIS OF 100%
RENEWABLE ENERGY SYSTEM FOR TURKEY**

ATAKAN AKGÜN

PROF. DR AYNUR ERAY

Tez Danışmanı

Hacettepe Üniversitesi

Lisansüstü Eğitim-Öğretim ve Sınav Yönetmeliğinin

TEMİZ TÜKENMEZ ENERJİLER Anabilim Dalı için Öngördüğü

YÜKSEK LİSANS TEZİ olarak hazırlanmıştır.

ÖZET

TÜRKİYE İÇİN %100 YENİLENEBİLİR ENERJİ SİSTEMİNİN TEKNO- EKONOMİK ANALİZİ

Atakan AKGÜN

Yüksek Lisans, Temiz Tükenmez Enerjiler Bölümü

Tez Danışmanı: Prof. Dr. Aynur ERAY

Şubat 2021, 145 sayfa

Küresel iklim değişikliğinin durdurulabilmesi için 2050 yılına kadar sera gazı salımları sıfıra indirilmelidir. Büyük oranda fosil yakıt kullanan ve sera gazı salımlarının en büyük kaynağı olan enerji sisteminin, hızlıca sıfır salımlı enerji sistemine dönüşmesi gerekmektedir. Buna rağmen, Türkiye'nin enerji dönüşümünü planlayabilmesi ve uygulayabilmesi için uzun vadeli enerji ve iklim politikaları bulunmamaktadır. Enerji dönüşümünde temiz enerji kaynaklarının kullanımının yanında, akıllı enerji sistemleri ve sektör birleşimi gibi yaklaşımların en uygun maliyetli çözümü sunduğu düşünülmektedir. Bu çalışmada, EnergyPLAN yazılımı kullanılarak ve akıllı enerji sistemleri yaklaşımıyla; elektrik, ulaşım, ısıtma/soğutma, endüstri sektörleri dahil olmak üzere Türkiye'nin enerji sisteminin tamamına ait salımların 2050 yılında sıfıra indiği iki senaryo oluşturulmuştur. Senaryolardan ilkinde yenilenebilir enerji kaynaklarının yanında nükleer enerji santrallerinden de faydalanılmış, ikinci senaryoda ise %100 yenilenebilir enerji kullanılan bir enerji sistemine ulaşılmıştır. 2050 yılı referans enerji sistemine alt seçenekler adım adım eklenerek değişikliklerin etkileri incelenmiştir. Analizler saatlik çözünürlükte gerçekleştirilmiş ve yıl boyunca her saatte enerji dengesi sağlanmıştır. İki senaryoda da sıfır salımlı enerji sistemleri büyük oranda yenilenebilir elektriğe dayanmaktadır. Elektrik şebekesinde esneklik, güneş ve rüzgâr santrallerinin kurulu güçleri arttıkça, üretim

santrallerinden değil, ısı pompası ve elektrolizörler gibi yüklerden sağlanmıştır. İki senaryoda da sıfır salımlı enerji sistemlerine, referans enerji sistemlerine göre yaklaşık %4,5 maliyet artışıyla ulaşılabilmektedir. Sıfır salımlı enerji sistemlerine geçişte, *Nükleer + Yenilenebilir* senaryosu karbon salımlarında daha düşük değerlerde kalmış, ancak yıllık enerji sistem maliyetlerinde *%100 yenilenebilir* senaryosu daha avantajlı olmuştur.

Anahtar Kelimeler: %100 Yenilenebilir Enerji, EnergyPLAN, Akıllı Enerji Sistemleri, Sektör Birleşimi, Nükleer Enerji, Güçten Isıya, Güçten Gaza, Taşıttan Şebekeye (V2G)

ABSTRACT

TECHNO-ECONOMIC ANALYSIS OF 100% RENEWABLE ENERGY SYSTEM FOR TURKEY

Atakan AKGÜN

Master of Science, Department of Clean and Renewable Energies

Supervisor: Prof. Dr. Aynur ERAY

February 2021, 145 pages

Greenhouse gas emissions have to be reduced to zero by 2050 in order to stop global climate change. Energy system has to transform into a net zero emission one since currently it consumes large amount of fossil fuels and is the main source of greenhouse gas emissions. However, Turkey does not have any long-term climate or energy policy for planning and execution of its energy transition. In addition to the use of clean energy resources, concepts such as smart energy systems and sector coupling offer the most cost-effective solution for energy transition. In this study, by the use of EnergyPLAN software and smart energy systems approach; two scenarios were applied to Turkey's energy system including electricity, transportation, heating&cooling and industry sectors so that all energy related emissions will be eliminated. In the first scenario, nuclear power is utilized along with renewable energy sources, while in the second scenario, an energy system was planned using 100% renewable energy. Technology options were added step by step to 2050 reference energy system and the effects of each option was analysed. Simulations were performed at hourly resolution and energy demand and production were balanced at every hour throughout the year. In both scenarios, zero-emission energy

systems rely heavily on renewable electricity. As the installed power of solar and wind power plants increases, flexibility in the electricity grid is provided by loads such as heat pumps and electrolysers, instead of generation plants. In both scenarios, the cost of zero emission energy systems is only 4.5% higher than reference energy system. In the transition to net zero emission energy systems, *Nuclear + Renewable* scenario causes lower level of carbon emissions, but the *100% renewable* scenario was more advantageous in annual energy system costs.

Keywords: 100% Renewable Energy, EnergyPLAN, Smart Energy Systems, Sector Coupling, Nuclear Energy, Power-to-heat, Power-to-gas, Vehicle-to-grid (V2G)

TEŞEKKÜR

Yüksek lisans eğitimim boyunca, benim için yeni olan konularda ufkumu genişleten ve cesaretle bu alanlarda beni araştırma yapmaya yönlendiren; tez çalışmam süresince de değerli vaktini her zaman bana ayırarak, tüm akademik birikim ve tecrübesiyle doğru yolda ilerlememi sağlayan tez danışmanım Prof. Dr. Aynur ERAY'a,

Çalışmamı tüm detaylarıyla değerlendirip, yorum ve önerileriyle önemli katkılarda bulunan değerli jüri üyeleri, Prof. Dr. İlker TARI, Doç. Dr. Akın BACIOĞLU, Doç. Dr. Merih AYDINALP KÖKSAL ve Doç. Dr. Şule ERGÜN'e,

Yüksek lisans yapmam ve yenilenebilir enerji alanında kendimi geliştirmem konusunda imkan sağlayan ve beni teşvik eden yöneticilerime, çalışmam süresince fikirlerini paylaşarak öğrenme sürecimi hızlandıran iş arkadaşlarıma,

Kendimi bildim bileli bana inanan ve tüm imkanlarıyla beni destekleyen annem Filiz AKGÜN ve babam Bülent AKGÜN'e,

Tez çalışmam süresince, her zaman yanımda olarak bu çalışmayı bitirebilmemi ve kendime olan inancımı her zaman ayakta tutabilmemi sağlayan eşim Özge AKGÜN'e, en içten duygularıyla teşekkür ederim.

İÇİNDEKİLER

ÖZET	i
ABSTRACT	iii
TEŞEKKÜR	v
İÇİNDEKİLER	vi
ŞEKİLLER DİZİNİ	viii
ÇİZELGELER DİZİNİ	x
SİMGELER, KISALTMALAR ve TANIMLAR.....	xii
1. GİRİŞ	1
2. SIFIR SALIMLI ENERJİ SİSTEMLERİNE GEÇİŞ İÇİN OLASI ÇÖZÜMLER 14	
2.1. Akıllı Elektrik Şebekeleri.....	15
2.2. Akıllı Enerji Sistemleri	18
2.3. Sektör Birleşimi	21
3. LİTERATÜR ÖZETİ.....	30
4. YÖNTEM VE VERİ KAYNAKLARI	42
4.1. EnergyPLAN Modeli.....	44
4.2. Yöntem.....	50
4.3. Sıfır Salımlı Enerji Sistemine Geçiş Senaryoları	54
4.3.1. 2017 Türkiye Referans Enerji Sistemi	54
4.3.2 2050 Türkiye Referans Enerji Sistemi	77
• 1a-Referans.....	78
• 1b- Nükleeri Kaldır	84
4.3.3 2050 Türkiye Senaryosu Alt Seçenekleri.....	85
• 2a, 2b Bölgesel Isıtma	85
• 3a, 3b Isı Pompaları	88

•	4a, 4b Şebeke Düzenlemeleri	89
•	5a, 5b Elektrikli Araçlar ve Talep Tarafı Katılımı	89
•	6a, 6b Ulaşım Yakıtları	91
•	7a, 7b Kömürü ve Petrolü Kaldır	92
•	8a, 8b Sentetik Gaz	93
5.	SIFIR SALIMLI ENERJİ SİSTEMİNE GEÇİŞ SENARYOLARININ SONUÇLARI	95
	5.1-Türkiye 2017 Referans Enerji Sistemi	95
	5.2-2050 Senaryoları ile İlgili Sonuçlar	98
	5.3 Sonuçların Değerlendirilmesi	131
6.	SONUÇLAR VE TARTIŞMA	134
7.	KAYNAKLAR	136
	EKLER	146
	EK 1 – Türkiye’de İklim Değişikliği, Enerji ve Hava Kirliliği	146
	EK 2 – Teknik ve Mali Kabuller	154
	EK 3 – Optimizasyon Çalışmaları	161
	EK 4 – EnergyPLAN Senaryo Sonuçları	164
	EK 5 – EnergyPLAN Enerji Şebekelerinde Üretim ve Tüketim Grafik Örnekleri 172	
	EK 6 - Tez Çalışması Orjinallik Raporu	220
	ÖZGEÇMİŞ	221

ŞEKİLLER DİZİNİ

Şekil 1. Sektörlere Ait Dünya Sera Gazı Salım Miktarlarının Yıllara Göre Değişimi (veriler [10]).....	4
Şekil 2. 2017 Yılı Sektörlere Göre Dünya Sera Gazı Salım Oranlar (veriler [10]).....	4
Şekil 3. Dünyada 2018 Yılı Enerji Kaynaklı CO ₂ Salımlarının Sektörlere Göre Dağılımı (veriler [11])	5
Şekil 4. Dünya Birincil Enerji Kaynakları Kullanımı 1990-2018 (veriler [12]).....	6
Şekil 5. 2018 Yılı Dünya Nihai Enerji Tüketiminin Sektörlere Göre Oranları (veriler [13]).....	7
Şekil 6. EnergyPLAN için ihtiyaç duyulan girdiler, simülasyon yöntemleri ve beklenen çıktılar [76].....	46
Şekil 7. EnergyPLAN simülasyon hesaplama adımları	47
Şekil 8. Sıfır Salımlı Enerji Sistemine Geçiş Senaryoları	53
Şekil 9. 2017 Yılı Türkiye Normalize Edilmiş Elektrik Talebi Dağılımı	56
Şekil 10. 2017 Yılı Türkiye Normalize Edilmiş Elektrik İthalat ve İhracat Farkı Dağılımı	57
Şekil 11 2017 Yılı Yedi Bölgede Isıtma Derece Saatleri Dağılımı.....	63
Şekil 12. 2017 Yılı Türkiye Isıtma Derece Saatleri Dağılımı	65
Şekil 13. 2017 Türkiye Ortam Isıtması ve Sıcak Su Isı Talebi Dağılımı	66
Şekil 14. 2017 Yılı Jeotermal Isıtma Dağılımı.....	67
Şekil 15. 2017 Yılı Türkiye Soğutma Derece Saatleri Dağılımı.....	68
Şekil 16. 2017 Yılı Türkiye Jeotermal Elektrik Saatlik Üretimi.....	72
Şekil 17 2017 Yılı Türkiye Hidroelektrik Üretimi Dağılımı (Barajlı + Akarsu).....	74
Şekil 18. 2017 Yılı Türkiye Rüzgâr Elektrik Üretimi Dağılımı.....	74
Şekil 19. 2017 Yılı Türkiye Güneş Elektrik Üretimi Dağılımı	75
Şekil 20. 2050 Referans Enerji Sistemi Elektrik Üretim Oranları	81
Şekil 21. 2050 Referans Enerji Sistemi Elektrik Üretim Santralleri Kurulu Güçleri	82
Şekil 22. 1b-Nükleer Kaldır Enerji Sistemi Optimizasyon Çalışması.....	85
Şekil 23 2050 Senaryolarında Birincil Enerji Kaynağı Kullanımı	101
Şekil 24 2050 Senaryolarında Toplam ve Kişi Başına Düşen Salım Miktarları.....	102
Şekil 25 2050 Senaryolarında Isı Üretimi.....	106
Şekil 26 2050 Senaryolarında Elektrik Üretim Santralleri Kurulu Güçleri.....	110
Şekil 27 2050 Senaryolarında Yenilenebilir Elektrik Santrallerinin Kurulu Güç Oranları	111
Şekil 28 2050 Senaryolarında Yenilenebilir Enerji Kullanım Oranları.....	117
Şekil 29 2050 Senaryolarında Elektrik Üretimi.....	121
Şekil 30 2050 Senaryolarında Elektrik Tüketimi	122
Şekil 31 2050 Senaryolarında Biyokütle Tüketimi ve Seçilen Kullanım Sınırı	124
Şekil 32 2050 Senaryoları Maliyet Türüne Göre Yıllık Enerji Sistem Maliyetleri	127
Şekil 33 2050 Senaryolarında Sistem Bileşenlerine Göre Yıllık Enerji Sistem Maliyetleri	128
Şekil 34 2050 Senaryolarında Taşıtlı Maliyetleri Hariç Yıllık Enerji Sistem Maliyetleri.....	129
Şekil 35 Karbonsuz Enerji Sistemi Seçeneklerinde Enerji Depolama Maliyet ve Enerji Kapasitesi Oranları	132

Şekil 36 Türkiye yıllık ortalama sıcaklık sapmaları [144]	146
Şekil 37 1971-2019 yılları arası ekstrem olayların sayıları [144].....	147
Şekil 38 2017 Yılı Sektörlere Göre Türkiye Sera Gazı Salım Oranları (veriler [10])	148
Şekil 39 Sektörlere Ait Sera Gazı Salım Miktarlarının Yıllara Göre Değişimi (veriler [10])	149
Şekil 40 Türkiye'de Enerji Kaynaklı CO ₂ Salımlarının Sektörlere Göre Dağılımı (veriler [11]).....	150
Şekil 41 Türkiye Birincil Enerji Kaynakları Kullanımı 1990-2017 (veriler [12])	151
Şekil 42 2018 Yılı Türkiye Nihai Enerji Tüketiminin Sektörlere Göre Oranları (veriler [13])	152
Şekil 43 Türkiye Nihai Enerji Tüketiminin Sektörlere Göre 1990-2017 Arasındaki Değişimi (veriler [13])	153

ÇİZELGELER DİZİNİ

Çizelge 1. Türkiye’de Kaynaklara Göre Yenilenebilir Enerji Potansiyeli	54
Çizelge 2. Binalarda kullanılan kazanların yakıt tüketimleri ve verimlilikleri.....	58
Çizelge 3. 2017 Yılı Türkiye Elektrikli Isıtma Talebi.....	58
Çizelge 4. Güneş-Isı sistemlerinin Kurulu Alanı ve Binalardaki Kullanım Oranı	59
Çizelge 5. Isıtma Bölgelerini Oluşturan İller	63
Çizelge 6. Bölgelerde Bulunan Hane Sayıları ve Türkiye'deki Toplam Hane Sayısına Oranları.....	64
Çizelge 7. Yakıt Türlerine Göre Endüstri Sektörü Enerji Tüketimleri.....	69
Çizelge 8. Ulaşım Sektörü Yakıt Türlerine Göre Enerji Tüketimleri.....	70
Çizelge 9. 2016 ve 2017 Yılı Elektrik Üretim Santralleri Kurulu Güçleri.....	71
Çizelge 10. Jeotermal ve PPI Santralleri Verimlilik Değerleri.....	71
Çizelge 11. 2017 Değişken Yenilenebilir Enerji Kaynakları Kurulu Güçleri ve Kullanılan Düzeltme Faktörleri.....	73
Çizelge 12. Enerji Üretimi Bölümü Yakıt Dağılımı	75
Çizelge 13. Kömür türleri için hesaplanan CO ₂ Salım Faktörü	76
Çizelge 14. Petrol Ürünleri için hesaplanan CO ₂ Salım Faktörü.....	77
Çizelge 15. 2050 Referans Enerji Sistemi Talep ve Arz Verileri.....	78
Çizelge 16 2050 Referans Enerji Sisteminde Kurulu Güçler.....	81
Çizelge 17. 2050 Senaryolarında değişmeyen veriler	82
Çizelge 18. Alt Senaryo Seçenekleri Boyunca Isıtma Sektöründeki Değişiklikler.....	86
Çizelge 19. Alt Senaryo Seçeneklerinde Ulaşım Yakıtlarındaki Değişim	90
Çizelge 20. Alt Senaryo Seçenekleri Boyunca Endüstri ve Diğer Sektörlerdeki Yakıt Tüketimleri	93
Çizelge 21 2017 Yılı Türkiye Elektrik Talebi Aylık Ortalamaları.....	95
Çizelge 22 2017 Yılı Türkiye Elektrik Üretimi Değerleri.....	96
Çizelge 23 2017 Yılı Türkiye Yakıt Tüketimleri	97
Çizelge 24 2041-2050 Enerji Taleplerindeki Artış Kabulleri	154
Çizelge 25 Binalarda Kullanılan Kişisel Isıtma Birimlerinin Alt Senaryo Seçeneklere Göre Değişimi..	154
Çizelge 26 1a,1b-4a,4b Alt Senaryo Seçeneklerinde Türlerine Göre Taşıt Sayıları	154
Çizelge 27 5a,5b Alt Senaryo Seçeneklerinde Türlerine Göre Taşıt Sayıları	154
Çizelge 28 6a,6b-8a,8b Alt Senaryo Seçeneklerinde Türlerine Göre Taşıt Sayıları	155
Çizelge 29 1a,1b-4a,4b Alt Senaryo Seçeneklerinde Taşıtlara Göre Yakıt Tüketimi	155
Çizelge 30 5a,5b Alt Senaryo Seçeneklerinde Taşıtlara Göre Yakıt Tüketimi.....	155
Çizelge 31 6a,6b-8a,8b Alt Senaryo Seçeneklerinde Taşıtlara Göre Yakıt Tüketimleri	156
Çizelge 32 Nüfus Artışı ve Bina Sayısı Kabulleri	156
Çizelge 33 Genel Maliyetler.....	157
Çizelge 34 Isı ve Elektrik Santralleri Maliyet Kabulleri.....	157
Çizelge 35 Yenilenebilir Enerji Maliyet Kabulleri.....	157
Çizelge 36 Sıvı ve Gaz Yakıtlar Maliyet Kabulleri.....	158

Çizelge 37 Kişisel Isıtma Birimleri Maliyet Kabulleri.....	158
Çizelge 38 Taşıtlar için Maliyet Kabulleri [37]	158
Çizelge 39 Yakıt Maliyetleri	159
Çizelge 40 Yakıt Ulaştırma Maliyetleri (dağıtım ve rafineri) (€/GJ) [128]	159
Çizelge 41 Literatürdeki çalışmalarda alt seçenekler için yapılan kabuller	160
Çizelge 42 1b Alt Senaryo Seçeneği Optimizasyon Çalışması	161
Çizelge 43 2a Alt Senaryo Seçeneği Optimizasyon Çalışması.....	161
Çizelge 44 2b Alt Senaryo Seçeneği Optimizasyon Çalışması	161
Çizelge 45 3a Alt Senaryo Seçeneği Optimizasyon Çalışması.....	162
Çizelge 46 3b Alt Senaryo Seçeneği Optimizasyon Çalışması	162
Çizelge 47 4a Alt Senaryo Seçeneği Optimizasyon Çalışması.....	162
Çizelge 48 4b Alt Senaryo Seçeneği Optimizasyon Çalışması	163
Çizelge 49 5a Alt Senaryo Seçeneği Optimizasyon Çalışması.....	163
Çizelge 50 5b Alt Senaryo Seçeneği Optimizasyon Çalışması	163
Çizelge 51 2050 Yılı Senaryoları Enerji Sistem Maliyetleri	164
Çizelge 52 EnergyPLAN 2050 Yılı Enerji Sistem Maliyetleri.....	165
Çizelge 53 2050 Senaryolarında Elektrik Tüketimi	165
Çizelge 54 2050 Senaryolarında Elektrik Üretimi	166
Çizelge 55 2050 Senaryolarında Birincil Enerji Kullanımı	167
Çizelge 56 2050 Senaryolarında Yenilenebilir Enerji Kullanım Oranı	167
Çizelge 57 2050 Senaryolarında Biyokütle Tüketimi.....	168
Çizelge 58 2050 Senaryolarında CO ₂ Salımları.....	168
Çizelge 59 2050 Senaryolarında Isı Üretimi.....	168
Çizelge 60 2050 Senaryolarında Elektrik Santralleri Kurulu Güçleri.....	169
Çizelge 61 2050 Senaryolarında Tam Yükte Çalışma Saatleri.....	170
Çizelge 62 2050 Senaryolarında Enerji Depolama Kapasiteleri ve Yıllık Enerji Sistem Maliyetleri	171

SİMGELER, KISALTMALAR VE TANIMLAR

Kısaltmalar

AB	Avrupa Birliği
ABD	Amerika Birleşik Devletleri
CCR	Karbon Yakalama ve Geri Dönüşürme (Carbon Capture and Recycle)
CCS	Karbon Yakalama ve Depolama (Carbon Capture and Storage)
CDH	Soğutma Derece Saatleri (Cooling Degree Hours)
CEEP	Kritik fazla elektrik üretimi (Critical Excess Electricity Production)
CHP	Kojenerasyon Santrali(Combined Heat and Power)
COP	Taraflar Konferansı (Conference of the Parties)
DAC	Doğrudan Havadan Karbon Yakalama (Direct Air Caption)
DEA	Danimarka Enerji Ajansı
EPDK	Enerji Piyasası Düzenleme Kurumu
ENTSO-E	Avrupa Elektrik İletim Sistemi İşleticileri Birliği
HDH	Isıtma Derece Saatleri (Heating Degree Hours)
IDA	Danimarka Mühendisler Birliği
IEA	Uluslararası Enerji Ajansı
IICEC	Sabancı Üniversitesi İstanbul Uluslararası İklim ve Enerji Merkezi
INDC	Niyet Edilen Ulusal Katkı
IPCC	Hükümetler arası İklim Değişikliği Paneli
IRENA	Uluslararası Yenilenebilir Enerji Ajansı
LCOE	Seviyelendirilmiş Enerji Maliyeti (Levelized Cost of Energy)
LNG	Sıvılaştırılmış Doğalgaz (Liquefied Natural Gas)

PHES	Pompajlı Hidroelektrik Depolama (Pumped Hydroelectric Energy Storage)
PM	Partikül Madde
PP	Fosil ve biyokütle yakıtları kullanan güç santralleri (Power Plants)
PV	Fotovoltaik (Photovoltaic)
SR	İkincil rezerv (Secondary Reserve)
TEİAŞ	Türkiye Elektrik İletim A.Ş.
TEO	Türkiye Enerji Görünümü 2020 (Turkey Energy Outlook 2020)
TOU	Kullanım Zamanı Tarifesi (Time-of-use tariff)
TTK	Talep Tarafı Katılımı
UNFCCC	Birleşmiş Milletler İklim Değişikliği Çerçeve Sözleşmesi
V1G	Taşıtların tek yönlü akıllı şarj yöntemi
V2G	Taşıttan şebekeye enerji akışını içeren akıllı şarj yöntemi (Vehicle-to-grid)

Tanımlar

Isı ve Elektrik: EnergyPLAN’da; ısı üretiminde, işletmesi elektrik üretimine de bağlantılı olan kojenerasyon birimleri ve kazanların yer aldığı sekme.

PP (Power Plant): EnergyPLAN’da kömür, petrol, doğal gaz ve biyokütle kullanan termik santrallere verilen genel ad. Farklı verimliliklere sahip santralleri temsil edebilmek adına PP1 ve PP2 olarak ikiye ayrılmıştır.

Merkezi Güç Santralleri: PP’lerin yanında ısı üretimine katılmayan; Nükleer, Jeotermal, barajlı hidroelektrik santrallerinin yer aldığı sekme.

Değişken Yenilenebilir Elektrik: Kaynaklarının değişkenliğinden dolayı elektrik üretimi de değişken yapıda olan, EnergyPLAN’da dengeleme faaliyetlerine katılmayan güneş, rüzgâr, akarsu tipi hidroelektrik gibi santrallerin tanımlandığı sekme.

Kişisel Isıtma: Herhangi bir bölgesel ısıtma şebekesine bağlı olmayan, her binanın kendi ısı talebini kazanlar, ısı pompaları gibi teknolojilerle karşıladığı ısıtma biçimi.

Isı Şebekesi: Isının merkezi birimlerde üretilip son kullanıcılara su ya da buhar gibi taşıyıcılarla dağıtıldığı bölgesel ısıtma şebekeleri.

Bölgesel Isıtma Grup 2&3: Bölgesel ısıtma talebi ve üretimi tanımlanırken farklı simülasyon seçenekleri ve maliyet kabulleri yapabilmek amacıyla büyük ölçekli bölgesel ısıtma sistemleri 3. Grup, küçük ölçekli sistemler ise 2. Grup olarak tanımlanmaktadır. Kojenerasyon birimlerinin olmadığı 1. Grup bölgesel ısıtma sistemleri bu çalışmada kullanılmamıştır.

Yalnız Isı: Bölgesel ısıtma şebekesine katkı veren jeotermal ya da güneş ısı kaynaklarının tanımlandığı EnergyPLAN sayfasıdır.

CEEP: EnergyPLAN’da modellenen bölgenin elektrik ithalat/ihracat kapasitesini aşan “kritik fazla elektrik üretimi”dir. Elektrik şebekesinin kararlılığının sağlanabilmesi için EnergyPLAN’da, CEEP’i azaltabilmek amacıyla kullanıcıların tanımlayabileceği çeşitli seçenekler sunulmuştur.

Dağılım Dosyası: Enerji üretim ya da taleplerinin anlık değişimlerini temsil edebilmek amacıyla, yıllık toplam değerlerin yıl içerisinde her saate farklı oranlarda dağıtılmasını sağlarlar. Dağılım dosyalarında tüm yılı kapsayacak şekilde 8784 adet değer olmalıdır,

aksi halde EnergyPLAN bu dosyaları kullanamaz. Dağılım dosyaları oluşturulurken referans alınan yılda gerçekleşen gerçek veriler doğrudan kullanılabilir. EnergyPLAN dağılım dosyası içerisindeki en yüksek değeri bulur ve verileri normalize edip kullanır. Bu sayede alternatif senaryolarda yıllık toplam değerler ya da kurulu güçler değiştirildiğinde de aynı dağılım dosyaları kullanılabilir.

Yakıt Dağılımı: Isı ve elektrik santrallerinin kullandığı yakıtların hangi oranda kullanıldığının belirlendiği sekmedir. Saatlik dağılım dosyalarıyla herhangi bir ilişkisi yoktur. Örneğin, PP'lerin ya da kazanların doğal gaz, kömür, petrol ya da biyokütle gibi yakıtları ne kadar kullandığı bu sekmede belirlenir. Toplam yakıt tüketimlerin belirlenmesi aşamasında, girilen değerlerin büyüklükleri değil birbirlerine oranları önemli olur.

Yıllık Enerji Sistem Maliyeti: Elektrik, ısıtma, ulaşım ve endüstri gibi enerji sisteminin tamamını kapsayan; yatırım, işletme&bakım, yakıt ve CO₂ maliyetlerinin toplamıdır.

1. GİRİŞ

Endüstri devriminden sonra, yüksek enerji ihtiyacının karşılanabilmesi için, başlıca enerji kaynağı olarak fosil yakıtlar kullanılmıştır. Fosil yakıt kaynaklı olarak atmosfere salınan gazlar, sera etkisi yaratarak iklim değişikliğine sebep olmaktadır. Endüstri devriminden önce, atmosferdeki CO₂ oranı yaklaşık 280 ppm civarındadır [1]. Hansen ve diğerlerinin 2008 yılında yaptığı çalışmada, geçmişte yaşanan iklim değişiklikleri ile bugün yaşadığımız durum karşılaştırılarak, fosil yakıtların kullanımı ve yoğun enerji tüketiminin devam etmesi halinde, insanlık tarihinin içerisinde geliştiği Holosen evrenin ikliminden çıkabileceği ve endüstri öncesi sera gazı oranının ikiye katlanmasıyla üzerinde hiç buz olmayan bir dünyaya sebep olunabileceği belirtilerek, mevcut iklim koşullarının korunması için en fazla 350 ppm'lik bir değerin kabul edilebilir olduğu sonucuna varılmıştır [2]. 1950'lerin sonlarında 315 ppm seviyesinde olan atmosferdeki CO₂ yoğunluğu, 2020 yılı mayıs ayında 417 ppm'in üzerine çıkmıştır [3] ve 350 ppm hedefinin çok üzerindedir. Bugüne kadar insanların aktivitelerinden (enerji ve enerji dışı) kaynaklı olan küresel ısınma, endüstri öncesi döneme göre ortalama 1°C civarına ulaşmış olup sera gazı salım oranları aynı şekilde devam ederse 2030 ile 2052 arasında 1,5°C'ye ulaşacağı öngörülmektedir [4].

Küresel ısınmaya çözümler geliştirmek ve uzun vadeli hedefler belirlemek adına, Birleşmiş Milletler çatısı altında çeşitli çalışmalar yürütülmektedir. Birleşmiş Milletler İklim Değişikliği Çerçeve Sözleşmesi (UNFCCC)'nin gerçekleştirdiği bilimsel derlemeler sonucu, 2010'da gerçekleşen 16. "Taraflar Toplantısı" (COP16) organizasyonunda, küresel ısınmanın en fazla 2 °C'de sınırlandırılması ve mümkünse 1,5 °C'de tutulması üzerinde anlaşma sağlanmıştır [5]. 2015 yılında gerçekleştirilen COP21 organizasyonunda ise, Paris Anlaşması 197 ülke tarafından imzalanmıştır [6]. Anlaşmaya imza atan ülkeler, daha önce COP16'da varılan anlaşmaya paralel olarak küresel ısınmayı "2 °C'nin altında ve mümkünse 1,5 °C'de tutmak için çabalayacaklarını" taahhüt etmişlerdir. Tüm ülkeler 2030 yılına kadar salım oranlarını bu amaç için nasıl düşüreceklerine dair, "Niyet Edilen Ulusal Katkı" (INDC)'lerini açıklamışlardır. Ülkelerin her beş yılda bir, bu hedeflerini güçlendirerek güncellemeleri beklenmektedir. Belirlenen ilk hedeflere göre, tüm ülkeler kendi belirledikleri hedeflere ulaşsalar bile

küresel ısınmanın 2100'e kadar, 2,6 °C - 3,1 °C aralığında bir değere ulaşması beklenmektedir [7]. Dolayısıyla mevcut INDC'ler Paris Anlaşması hedeflerine ulaşabilmek için yetersiz kalmaktadır.

Dünyada ortalama sıcaklıkların bugünkü değerlere göre 0,5 °C ya da 1 °C artacak olması, küçük bir değişim gibi görünse de iklim sisteminde kalıcı etkilere yol açabilecek büyüklüktedir. Küresel iklim sisteminin barındırdığı bazı sınır noktaları “devrilme noktaları (tipping points)” olarak adlandırılmaktadır [8] ve bu sınır noktaları aşıldığında iklim, değişikliğin nedenlerinin yol açacağından daha hızlı şekilde değişir. Lenton ve diğerleri başlıca devrilme noktalarını, *Arktik deniz buzunun erimesi, Grönland buzullarının erimesi, Batı Antarktika Buzullarının Erimesi, Atlantik termohalin dolaşımının çökmesi, El Nino güney salınımının artması, Hindistan yaz musonunun çökmesi, Sahara/Sahel alanının yeşillenmesi, Batı Afrika musonunun bozulması ve Amazon ormanlarının yok olması* olarak dokuz maddede sıralamışlardır [8]. Bu devrilme noktalarından Arktik deniz buzunun belirli bir bölümünün erimesiyle dünya yüzeyinde buzla kaplı geniş bir alan yok olarak, güneş ışınlarını yansıtma özelliğini (albedo etkisi) kaybedecektir. Güneş ışınlarını yansıtan beyaz renkli buzulların kapladığı alanın azalması, aynı zamanda güneş ışınlarını büyük oranda soğuran okyanus yüzeyinin artması anlamına gelmektedir. Dolayısıyla bu değişim iklim sisteminde pozitif geri beslemeye sebep olacak ve geri kalan buzlar daha hızlı erimeye başlayacaktır. Öte yandan devrilme noktalarının bir başkası olan Grönland buzulları karaların üzerinde olduğu için, bu buzulların erimesiyle deniz seviyesinin 2-7 m arasında artması beklenmektedir.

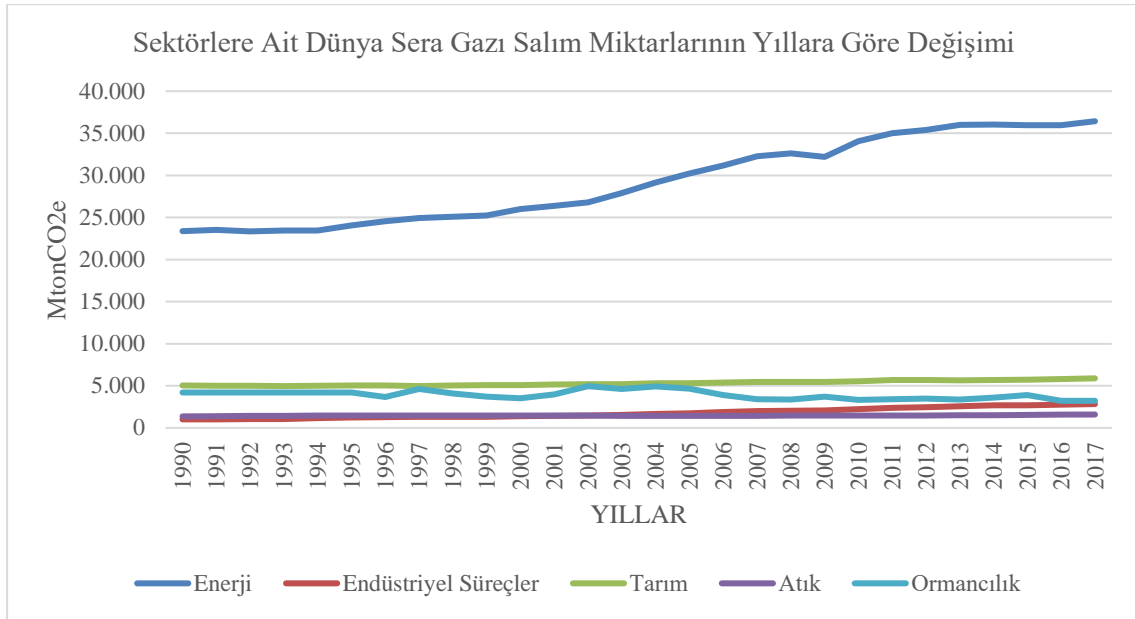
Paris Anlaşması ile hedeflenen 1,5 °C ile 2 °C sıcaklık değişimleri arasında, ortaya çıkan etkiler açısından önemli farklar bulunmaktadır. Schlessner ve diğerlerinin yaptığı çalışmaya göre [9];

- Halen yok olmakta olan mercan kayalıklarının yüzyıl sonunda 1,5 °C'lik bir ısınmada %30'unun yaşama şansı bulunuyorken, 2 °C'de bu ihtimalin neredeyse 0'a inmesi,
- Akdeniz etrafındaki coğrafyada su kaynakları 1,5 °C için %9 azalırken, 2 °C için neredeyse iki katı oranında (%17) azalması,

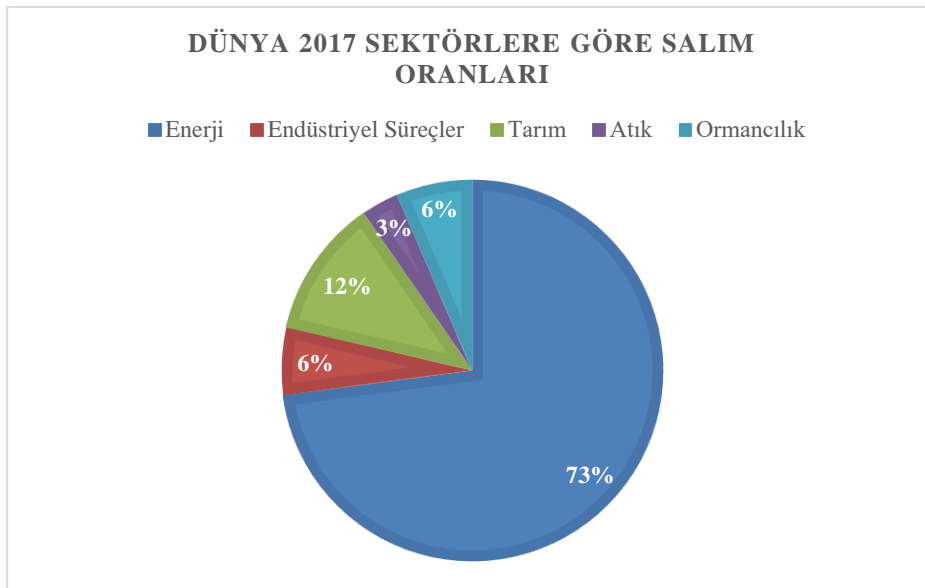
- 1,5 °C'lik bir ısınmada ısı dalgalarının dünya genelinde 1 ay sürmesi beklenirken 2 °C'lik bir ısınmada bu süre 1,5 aya çıkması, Tropikal bölgelerde ise bu sürelerin 1,5 °C ve 2 °C'ler için sırasıyla 2 ay ve 3 ay sürmesi,
- 2100 yılına gelindiğinde, dünya çapındaki deniz seviyesindeki yükselmenin 1,5 °C ve 2 °C için sırasıyla ortalama 40 cm ve 50 cm olması,

beklenmektedir. Dolayısıyla sıcaklık artışının 1,5 °C'de ya da 1,5 °C'ye yakın bir noktada durdurulması önem taşımaktadır.

Küresel sıcaklık artışının durdurabilmesi için sera gazı salımlarının hızlı şekilde azaltılması ve nihayetinde net sıfır salıma ulaşılması gerekmektedir. Dünyadaki tüm sektörler için sera gazı salımları incelendiğinde, Şekil 1'deki gibi, 1990 yılında dünya çapında toplam 34.964,58 MtonCO₂ eşdeğeri sera gazı salımı gerçekleştirildiği ve bu sayının 2017 yılının sonunda 49.947,42 MtonCO₂'e ulaştığı görülmektedir [10]. Enerji dış sektörler için sera gazı salımları, yıllar içerisinde, neredeyse aynı kalırken, enerji sektörü kaynaklı salımlarda hızlı bir artış söz konusudur. Şekil 2'de, dünyada enerji kaynaklı CO₂ salımlarının, sektörler için dağılımı verilmiştir ve görüldüğü gibi 2017 yılında dünyada gerçekleştirilen sera gazı salımlarının %73'ü enerji sektörü kaynaklıdır. Diğer önemli salımlar da %12'lik oranla tarım sektörü ve %6'lık oranla endüstriyel süreçler kaynaklı olmaktadır. Dolayısıyla Paris Anlaşması'na uygun olarak sera gazı salımlarının azaltılması yolunda, enerji sektörü kaynaklı salımlar büyük önem taşımaktadır.



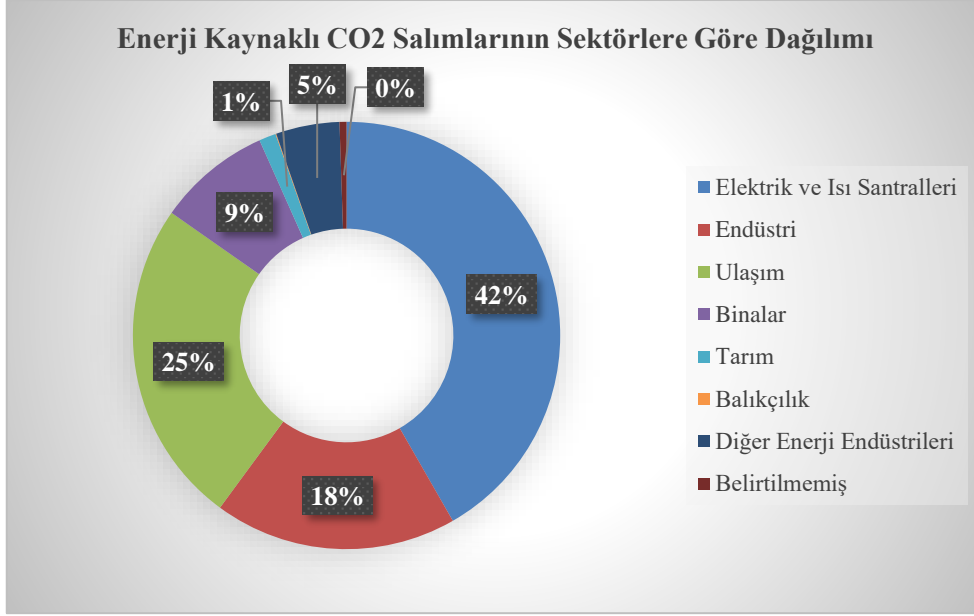
Şekil 1. Sektörlere Ait Dünya Sera Gazı Salım Miktarlarının Yıllara Göre Değişimi (veriler [10])



Şekil 2. 2017 Yılı Sektörlere Göre Dünya Sera Gazı Salım Oranlar (veriler [10])

Enerji ile ilişkili alt sektörler incelendiğinde (Şekil 3), en yüksek sera gazı salımının elektrik ve ısı üretim santrallerine ait olduğu görülmektedir. Elektrik ve ısı üretim santralleri sebebiyle, 2018 yılında, enerji sektörü CO₂ salımlarının %42'sini oluşturan, toplam 13.978 Mton CO₂ salımı gerçekleşmiştir [11]. Ulaşım sektörü neredeyse tamamen petrol ürünlerine dayandığından 2018 yılında 8258 Mton CO₂ salımı ile, enerji sektörü

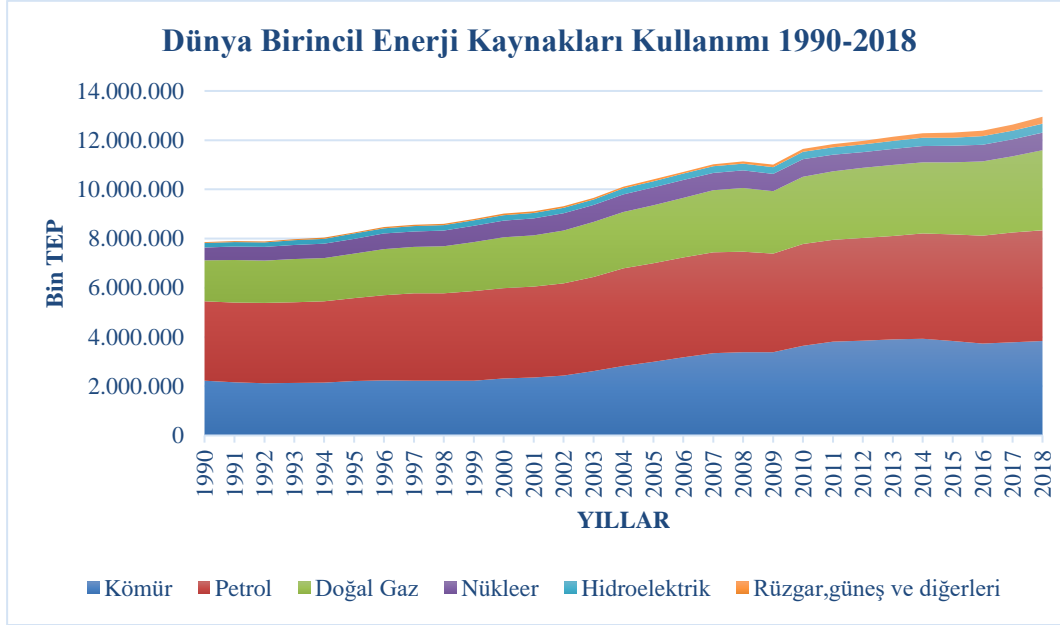
içerisinde %25 oranla en çok salıma neden olan ikinci sektör konumunda yer almıştır. Ulaşım sektörünü, %18'lik oranla endüstri sektörü ve %9'luk oranla binalar izlemektedir. Kamu binaları, ticari binalar ve konutlar binalar başlığı altında toplanmıştır.



Şekil 3. Dünyada 2018 Yılı Enerji Kaynaklı CO₂ Salımlarının Sektörlere Göre Dağılımı (veriler [11])

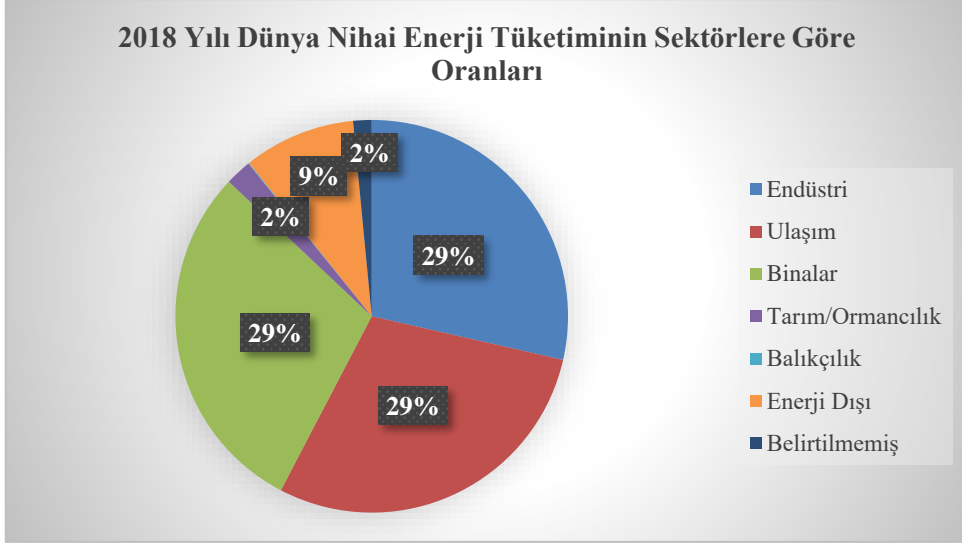
Enerji sektöründeki salımların kaynaklarının anlaşılabilmesi için, kullanılan birincil enerji kaynakları göz önüne alındığında, halen dünyada ulaşım, elektrik üretimi, ısıtma/soğutma gibi ihtiyaçların karşılanmasında, temel enerji kaynağı olarak fosil yakıtlar kullanıldığı görülmektedir. Şekil 4'te Uluslararası Enerji Ajansı (IEA) verilerine dayanan [12], 1990 ve 2018 yılları arasındaki birincil enerji kaynağı kullanımları verilmiştir. Buna göre dünyada en çok kullanılan enerji kaynakları kömür, petrol ve doğal gaz olmuştur. 2018 yılında 14.279.570 Bin TEP birincil enerji kaynağı kullanımının %81,21'i (11.596.920 Bin TEP) kömür, petrol ve doğal gaz'dan oluşmaktadır. Son yıllarda artan yenilenebilir enerji yatırımlarına rağmen fosil yakıtların toplam birincil enerji kaynağı içerisindeki oranının yıllar içerisinde neredeyse sabit kaldığı sonucuna varılabilir. Dolayısıyla toplam birincil enerji kaynağı kullanımı arttıkça, fosil yakıt tüketimi de yıllar içerisinde artmış ve 2018 yılında, 1990 yılına göre, kömür %72,85, petrol %39,09 ve doğal gaz %96,22 oranında daha çok kullanılmıştır. Nükleer enerjinin

bu yıllar arasında birincil enerji kaynağı olarak kullanım oranı %4,83 ve %6,80 arası değişmiş, 2018 yılında ise %4,95 olmuştur.



Şekil 4. Dünya Birincil Enerji Kaynakları Kullanımı 1990-2018 (veriler [12])

2018 yılı nihai enerji tüketimlerinde ise Şekil 5'teki gibi yaklaşık %29'luk oranlarla endüstri, ulaşım ve binalar sırasıyla 2.839.313 Bin TEP, 2.890.900 Bin TEP, 2.917.824 Bin TEP enerji tüketmişlerdir [13].



Şekil 5. 2018 Yılı Dünya Nihai Enerji Tüketiminin Sektörlere Göre Oranları (veriler [13])

Fosil yakıtların ve biyokütlenin yakılarak enerji üretiminde kullanılmasıyla oluşan iklim değişikliğinin dışındaki bir diğer çevre problemi ise hava kirliliğidir. Dünya Sağlık Örgütü'ne göre dünya üzerinde her yıl 4,2 milyon kişi açık hava kirliliği ve 3,8 milyon kişi de kapalı alanlarda maruz kaldıkları duman nedeniyle hayatını kaybetmektedir [14]. Fosil yakıtlar, biyoyakıtlar, biyokütlenin enerji üretimi için yanması ve orman yangınları sonucu SO₂, NO₂, O₃ gibi moleküllerle birlikte partikül maddeler (PM) açığa çıkmaktadır. Havayı kirleten bu molekül ve maddeler; kalp hastalıkları, kalp krizi, akciğer kanseri ve astım başta olmak üzere birçok kronik solunum sistemi hastalıklarına neden olmaktadır [15]. Enerji ihtiyaçlarımızın fosil yakıt ya da biyokütle yakmadan karşılanması halinde, hava kirliliğine yol açan bu maddelerin yaklaşık %90 oranında azalacağı öngörülmektedir [16].

İklim değişikliğinin durdurulabilmesi için Ocak 2021 itibariyle dünyada 36 ülke 2030 ve 2060 arasında tüm sera gazı salımlarını sıfıra indireceklerini bildirmişlerdir [17]. Bu ülkelerin içerisinde İsveç, Birleşik Krallık, Fransa, Danimarka, Yeni Zelanda, Macaristan, Çin, Japonya ve Güney Kore bu taahhütlerini kendi yasalarına koymuşlar ve hukuki anlamda bağlayıcı hale getirmişlerdir [18].

Ülkelerin sera gazı salımlarını sıfıra indirebilmeleri için en büyük salım kaynağı olan enerji sistemlerinde kullanılan enerjinin kaynaklarıyla; bu kaynakların dönüşme, taşınma

ve tüketilme biçimlerinde değişiklik yapmaları gerekmektedir. Bu değişiklikler genellikle “*enerji dönüşümü*” başlığı altında toplanmaktadır. Mulvaney’e göre “Enerji kaynaklarının ve/veya teknolojilerinin kullanımının doğasını ya da örüntüsünü yeniden şekillendiren toplumsal ve teknik süreçlere enerji dönüşümleri adı verilmektedir” [19]. Enerji dönüşümünün nasıl olabileceği hakkında ekonomik, teknolojik ve toplumsal birçok çözüm önerilmektedir, ancak amaç karbon salımının ortadan kalkacağı bir enerji sistemine ulaşmaktır. Bu amaca ulaşırken enerji üretim santrallerinin merkezi mi yoksa dağıtık şekilde mi kurulacağı, temiz enerji mi yoksa tamamen yenilenebilir enerji mi kullanılabileceği gibi tartışmalar da devam etmektedir.

Almanya 2010 yılından başlayarak “Energiewende” başlığında enerji dönüşümünü ilk başlatan ülkelerden olmuştur [20]. Almanya “2050 İklim Eylem Planı” ile salımlarını, 1990 yılına kıyasla, 2020 yılında %40, 2030 yılında %55, 2040 yılında %70 ve 2050 yılında %80-95 oranında azaltmayı hedeflemektedir. Bunu; enerji kazanımları, enerji verimliliğindeki artış ve yenilenebilir enerji kullanımının yaygınlaştırmasıyla gerçekleştirmeyi planlamaktadırlar. 2018 yılı sonuna kadar kısa vadeli hedeflere ulaşılmasa da 1990 yılına göre sera gazı salımları %31 oranında azaltılmıştır. 2020 yılı için elektrik üretiminde yenilenebilir enerji için hedeflenen %35’lik yenilenebilir enerji payı, 2019 yılında aşılılarak %44’e ulaşmıştır. Bununla birlikte 2030 yılına kadar elektrik üretimindeki yenilenebilir enerji payı hedefi, artırılarak %65’e çıkarılmıştır. Ayrıca 2022 yılına kadar nükleer santrallerin, 2038 yılına kadar kömür santrallerinin kapatılması planlanmaktadır. Isıtma ve ulaşım sektörlerinde net hedefler yoktur ve bu sektörlerdeki dönüşüm, elektrik sektörüne göre yavaş kalmaktadır.

Dünyadaki büyük ekonomiler içerisinde, net sıfır salım hedefi için öncülük eden ve eylem planları yürüten diğer ülke de Birleşik Krallık ’tır. 2008 yılında uygulamaya konulan “İklim Değişikliği Yasası” ile 2050 yılında sera gazı salımlarının 1990 yılına göre en az %80 azaltılması hedeflenmiştir [21]. Bu yasayla birlikte bilim insanları ve enerji sektöründen paydaşların yer aldığı; bağımsız çalışarak, gerçekleştirilen eylemleri izleyen ve öneriler getiren “İklim Değişikliği Komitesi” kurulmuştur [22]. Birleşik Krallık sera gazı salımlarını, 2018 yılı sonunda 1990 yılı seviyesinin %44 aşağısına çekmeyi başarması üzerine,

2050 yılı hedefini yükselterek net sıfır olarak yenilemiştir. Net sıfır salıma ulaşmak için hazırlanan planda, son kullanıcılara ulaşan enerji taşıyıcılarının karbon taşımaması (hidrojen, elektrik ya da sıcak su gibi) ve bu taşıyıcıların yenilenebilir ve nükleer elektrik santrallerinden, biyoenerjiden, karbon yakalama ve depolama (CCS) ile birleşik herhangi bir fosil yakıttan üretilmesi hedeflenmektedir. Talep arttıkça ihtiyaç duyulan enerji üretim kaynakları da artacağından, enerji talebinin tüm sektörlerde azaltılması planlanmaktadır. Özellikle ısıtma ve ulaşımda büyük oranda elektrifikasyon ile karbon salımının önüne geçilecektir. Endüstrideki bazı süreçler, uzun yol kat edecek kara taşıtları, gemiler, ısı ve elektrik santrallerinin tepe üretim noktaları gibi alanlarda hidrojenle yararlanılacaktır. CCS'den ise endüstri ve elektrik üretim sektörlerinde faydalanılacaktır [23].

Sıfır salımlı enerji sistemi hedeflerinin yanında birçok ülke de enerji dönüşümü planlarını **%100 yenilenebilir enerjiye geçiş** olarak açıklamaktadır. Uluslararası Yenilenebilir Enerji Ajansı (IRENA) raporuna [24] göre, 2018'e kadar 53 ülke %100 yenilenebilir enerji hedefi açıklamıştır. Bu ülkelerden 44'ü yenilenebilir enerjiye geçişin hangi sektörleri kapsayacağını detaylandırmamış, 8'i ise yalnızca elektrik üretim sektörünü kapsayacak bir hedef belirlemiştir. Yalnızca Danimarka, enerji sisteminin tamamında %100 yenilenebilir enerji hedefi belirlemiştir. Ülkeler içerisinde 7'si %100 yenilenebilir enerji hedefine 2030 yılında ulaşmayı beklerken, 2 ülke 2040, geri kalan 44 ülke de 2050 yılında enerji dönüşümünü tamamlamayı planlamaktadır.

Avrupa Komisyonu, 2019 yılı sonunda, "Avrupa Yeşil Mutabakatı" başlığı altında 2050 yılında enerji sektörü kaynaklı salımlar dahil tüm sera gazı salımlarının net sıfıra indirme hedefini açıklamıştır [25]. Geliştirilen stratejiler, enerji sistemindeki dönüşümlerle eş zamanlı olarak ekonomik büyümeyi de şekillendirmektedir. Örneğin Avrupa'ya ithal edilen ürünler üretilirken kullanılan enerji sera gazı salımına sebep oluyorsa bu ürünlerden "sınır vergisi" alınacaktır [26]. Bu da Türkiye gibi ihracatının neredeyse yarısını AB ülkelerine gerçekleştiren [27] bir ülke için, ek tedbirler almayı gerektirebilir.

Literatürde, enerji dönüşümü, diğer bir deyişle sıfır salımlı enerji sistemlerine geçiş üzerine pek çok çalışma bulunmaktadır [28-49]. Ülkelerin enerji dönüşümlerini planlayabilmek için çeşitli enerji sistem modelleri geliştirilmiştir:

- **EnergyPLAN** modeli kullanılarak, Danimarka [28-30], Finlandiya [31], İrlanda [32, 33], Macaristan [34], Makedonya [35], İskoçya [36], Almanya [37], Hırvatistan [38] enerji sistemleri modellenmiş ve %100 yenilenebilir enerji sistemine geçiş planlaması gerçekleştirilmiştir. EnergyPLAN, bir simülasyon modeli olduğu için gerçekleştirilen çalışmalarda 2030 ya da 2050 yılı için senaryolar oluşturulmuş, birincil enerji kaynağı kullanımı ya da toplam enerji sistem maliyetlerinin en düşük seviyede tutulması hedeflenmiştir.
- **LOADMATCH** modeli ile dünya üzerindeki birçok ülkenin enerji modelleri oluşturulmuş [39] ve yalnızca “rüzgâr, su ve güneş”ten yararlanarak sıfır salıma ulaşılan en düşük maliyetli enerji sistemleri incelenmiştir. Bunun yanında ABD’nin bütünü [40] ya da bazı eyaletlerini [41] kapsayan çalışmalar da gerçekleştirilmiştir. Bu çalışmalarda referans enerji sistemi ve %100 yenilenebilir enerji sistemi 2050 yılı için oluşturulmuştur.
- **LUT Enerji sistemi modeli** ile aralarında Türkiye’nin de bulunduğu [42] birçok ülke için %100 yenilenebilir elektrik sistemine geçiş çalışmaları gerçekleştirilmiştir. Elektrik sektörünün yanında ulaşım, ısı ve endüstri sektörlerinin de yer aldığı çalışmalar, bugüne kadar dünya genelinde [43], Finlandiya [44], Kazakistan [45], Türkmenistan [46] ve Şili [47] için gerçekleştirilmiştir. Bu çalışmalarda 2050 yılına kadar beş yıllık aralıklarla en uygun maliyetli enerji sistemleri hesaplanmıştır.
- **GENeSYS-MOD** modeli, OSeMOSYS modeli üzerine sektör birleşimi ile ısı ve ulaşım sektörlerinin de eklenmesiyle oluşturulmuş ve Meksika [48] ile Hindistan [49] için %100 yenilenebilir enerji sistemine geçiş planlaması yapılmıştır.

Sıfır salımlı enerji sistemlerine geçişte, yenilenebilir enerji kaynaklarının yanında nükleer enerji [50], karbon yakalama ve depolama teknolojileri [51], negatif salım [52] ve karbon geri dönüşümü [53] gibi çözümlerle birlikte enerji taşıyıcısı olarak temiz ya da yenilenebilir olarak üretilmiş hidrojen kullanılarak üretilen sentetik gaz [54] veya elektroyakıtların [55] kullanılması beklenmektedir. Elektrik şebekesine esneklik

kazandırabilmek için *talep tarafı yönetimi* (demand side management) [56] ve *elektrik depolama* [57] birimlerinin yanında; elektrik sistemi ile ulaşım, ısı ve gaz sektörleri arasında etkileşimlerden faydalanmayı amaçlayan *sektör birleşimi* (sector coupling) yöntemleri de önerilmektedir. Sektör birleşimi yöntemleri, bir araya getirilen sektörlerle göre *güçten gaza* (power-to-gas) [58], *güçten ısıya* (power-to-heat) [59] ya da **araçtan şebekeye** (vehicle-to-grid) [60] olarak sınıflandırılmaktadır.

2017 yılı içerisinde Türkiye sınırları içerisinde, ormancılık sektörü hariç 502,75 MtonCO₂e karbon salımı meydana gelmiştir ve bu seviye 1990 yılındaki salımların %143,73 üzerindedir [10]. Toplam salımın %78'i enerji sektöründen, %10'u tarım ve %9'u endüstri sektöründen kaynaklanmıştır. Uluslararası Enerji Ajansı (IEA) verilerine göre 2018 yılı Türkiye enerji ile ilişkili CO₂ salım miktarı 373 Mton olarak gerçekleşmiştir [11]. Enerji kaynaklı CO₂ salımlarında elektrik ve ısı santralleri %39 ile en yüksek paya sahip sektör olmuş ve bunu %22'lik payla ulaşım sektörü, %19 oranla endüstri izlemiştir. Türkiye'de iklim değişikliği, enerji kullanımı ve hava kirliliği ile ayrıntılı bilgiler *EKI*'de verilmiştir.

Türkiye'de, özellikle 2000'li yıllardan itibaren, petrol, doğal gaz ve kömürün toplam birincil enerji kaynağı kullanımındaki payı artmış ve 2018 yılına gelindiğinde, kullanılan birincil enerji kaynağının %85,82'si fosil yakıtlardan sağlanmıştır [12]. Fosil yakıtların kullanımı enerji güvenliği ile ilgili de sorunlar oluşturmaktadır. Türkiye'de kullanılan fosil yakıtlar, özellikle doğal gaz ve petrol büyük oranda ithal olarak kullanılmaktadır. Enerji Piyasaları Düzenleme Kurumu (EPDK)'na göre, 2019 yılında toplam doğal gaz arzının %98,96'sı boru gazı ve LNG formunda, Rusya, Azerbaycan, İran, Cezayir gibi ülkelerden ithal edilmiştir [61]. Kullanılan doğal gazın %31,79'u konutlarda, %27,43'ü endüstride, %24,86'sı elektrik üretiminde %10,7'si ise hizmet sektöründe kullanılmıştır. Yerli olarak üretilen petrol ise 2018 yılında kullanımın %8'ini karşılayabilmiştir [62].

Türkiye'de iklim ve enerji dönüşümü ile ilgili hedeflerin önemli bir bölümü 2023 yılına kadar uzanmaktadır. İklim ve enerjiyle ilgili Türkiye'nin en uzun vadeli hedefi, Paris Anlaşması sebebiyle hazırlanan ve Türkiye'nin 2021-2030 yılları arasındaki eylem

hedeflerini içeren, Niyet Edilen Ulusal Katkı (INDC) dokümanında bulunmaktadır. Türkiye, sera gazı salımları için 2030 yılı itibariyle gerçekleşmesi öngörülen INDC beyanını, “mevcut politikalara göre gerçekleşmesi beklenen artıştan %21 (246 milyon ton) azaltım” olarak açıklamıştır [63]. Bu, Türkiye’nin 2030 yılına kadar sera gazı salımlarının artmaya devam edeceği anlamına gelmektedir. INDC’de 2030’a kadar hayata geçirilmesi planlanan politikalarla, enerji sektörü için;

- 10 GW güneş enerjisi santrali ve 16 GW rüzgâr enerjisi santrali kurulması,
- Hidroelektrik potansiyelin en üst seviyeye kadar kullanılması,
- Bir nükleer santralin devreye alınması,
- Elektrik iletim ve dağıtım kayıplarının %15’e düşürülmesi,
- Dağıtık üretim santrallerinin yaygınlaştırılması
- Kojenerasyon uygulamaların yaygınlaşması

hedeflenmiştir. Endüstri sektörü için ise genel olarak verimlilik artışı ve atıkların uygun olan yerlerde kullanılmasıyla sera gazı salımlarının azaltılması hedeflenmiştir. Ulaşım sektöründe toplu taşımaya yönlendirme ve yakıt tüketimini azaltma yöntemleri benimsenmiştir. Bu hedeflere karşın Ocak 2021 itibariyle Türkiye halen anlaşmayı parlamentosunda onaylamayan son 7 ülkeden biridir [64]. Ayrıca Türkiye’nin 2040 ya da 2050 gibi uzun vadeli iklim planları da bulunmamaktadır. Türkiye’nin yenilenebilir enerji ile ilgili gelecek hedefleri 2023’e kadar belirlenmiş durumdadır. T.C. Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı tarafından hazırlanan Türkiye Ulusal Yenilenebilir Enerji Eylem Planı’na göre 2023 yılında brüt nihai enerji tüketiminde yenilenebilir kaynaklardan üretilen enerjinin payı %20,5 olarak belirlenmiştir [65]. Temmuz 2019’da açıklanan ve 2019-2023 yıllarını kapsayan On Birinci Kalkınma Planı’na [66] göre, Akkuyu Nükleer Elektrik Santrali 2023’e kadar devreye alınacak ve 2 ilave nükleer santral kurulumu için çalışmalara devam edilecektir. Elektrik üretiminde yerli kömür kullanımının oranı artırılırken doğal gazda arz güvenliği artırılacaktır. Yenilenebilir enerji kaynaklı elektrik üretiminin yaygınlaşması için YEKA benzeri modeller ve enerjinin dağıtık olarak üretildiği yerde tüketilmesini sağlamak için lisanssız elektrik üretimi uygulamaları devam edecektir. Yenilenebilir enerjinin yaygınlaşmasıyla şebeke entegrasyonunu güçlendirmek için pompajlı hidroelektrik santraller dahil enerji depolama santralleri kurulacaktır. Ayrıca ilgili dokümanda “İklim değişikliğine uyumun sağlanması ve gerekli tedbirlerin alınması amacıyla bölge ve şehir ölçeğinde ihtiyaçlar tespit edilerek çözüm önerileri

belirlenecek, başta Karadeniz Bölgesi olmak üzere 7 Bölgemiz için İklim Değişikliği Eylem Planları hazırlanacaktır.” ifadesi yer almaktadır.

Küresel ısınmayı Paris Anlaşması'na uygun şekilde 1,5 °C'de tutabilmek için görüldüğü gibi birçok ülke sıfır salıma ulaşacakları yılları belirlemiş ve bu hedefe ulaşmak için enerji dönüşümlerini planlamaya başlamışlardır. Gerekli olan enerji dönüşümü, tüm enerji sektörünün yeniden yapılandırılmasını gerektirdiği için 2040 ya da 2050 gibi uzun vadeli hedefler belirlenmiştir. Literatürde birçok ülke için farklı teknolojiler kullanılarak enerji sistemlerini karbonsuzlaştıracak planlar oluşturulmasına karşın, Türkiye için temiz enerjinin nasıl gelişeceği ya da sera gazı salımlarının nasıl net sifıra ulaşabileceği ile ilgili uzun vadeli hedefler belirlenmemiştir. Ancak küresel ısınmaya katkının azaltılabilmesi ve gerekli enerji dönüşümünün büyüklüğüne ayak uydurulabilmesi için, şimdiden uzun vadeli hedeflerin konulması, bu hedeflere ulaşılması için gerekli adımların belirlenmesi ve düzenli olarak hedeflere ne kadar ulaşıldığının denetlenmesi gerekmektedir. Politik hedeflerin eksikliğinin yanında, literatürde de CO₂ salımlarının azaltılması ile ilgili çalışmalar bulunmasına rağmen, Türkiye enerji sektörünün tamamının karbonsuzlaştırılmasıyla ilgili kapsamlı bir çalışma bulunmamaktadır. Türkiye'nin uzun vadeli iklim ve enerji hedeflerini belirlemesine katkı sağlayabilmek için; elektrik üretim sektörünün yanında ulaşım, ısıtma&soğutma ve endüstrinin enerji taleplerinin tamamen temiz enerjiyle karşılanabilir olup olmadığını, teknik ve ekonomik anlamda değerlendiren çalışmalara ihtiyaç vardır.

Bu çalışmada, Paris Anlaşması hedeflerine uygun olarak, Türkiye'nin enerji sistemi kaynaklı CO₂ salımlarını 2050 yılında sifıra indirebilmek amacıyla; ilk defa tüm enerji sektörlerini (elektrik, ulaşım, ısıtma&soğutma, endüstri) kapsayan ve akıllı enerji sistemleri yaklaşımıyla, sektör entegrasyonlarını içeren iki enerji sistemi senaryosu oluşturulmuştur. Oluşturulan sıfır salımlı enerji sistemi senaryoları EnergyPLAN modeli kullanılarak tasarlanmıştır. Yine ilk defa, sıfır salımlı enerji sistemine ulaşma yolunda yenilenebilir enerji kaynakları yanında, kurulması planlanan nükleer enerji santralleri de analizlere dahil edilerek enerji dönüşümündeki katkıları incelenmiştir ve bu kapsam, tezin özgün değeridir.

2. SIFIR SALIMLI ENERJİ SİSTEMLERİNE GEÇİŞ İÇİN OLASI ÇÖZÜMLER

Bugünkü enerji sisteminden karbon nötr enerji sistemine geçişte oldukça fazla kullanılması planlanan rüzgâr ve güneş elektrik santrallerinin üretimleri değişken yapıda olduğu ve bu santraller geleneksel üretim santrallerine benzer şekilde kontrol edilemediği için, güç sistemlerinin işletilmesinde yaşanacak çeşitli sorunların çözülmesi gerekmektedir. Geleneksel olarak alternatif akım elektrik güç sistemleri, senkron jeneratörlerin şebeke dengeleme hizmeti sağlamasıyla işlerler. Normal işletme durumunda senkron jeneratör rotorları elektromekanik olarak ortak bir şafta bağlıymış gibi, birbirlerine senkron şekilde çalışırlar [67]. Frekans kararlılığını sağlayabilmek için de anlık olarak şebekede elektrik üretim ve tüketim miktarlarının birbirine mümkün olduğunca denk olması gerekir.

Hidroelektrik ya da termik santraller gibi geleneksel üretim santrallerinin anlık olarak ürettikleri güçler, elektrik talebindeki değişimlere göre ayarlanır. Elektrik şebekesinde frekansın çok dar bir aralıkta tutulabilmesi için sürekli olarak üretilen elektrik miktarı, tüketilen elektrik miktarına göre değiştirilir. Bu işletme biçiminde değişen elektrik talebine müdahale edilmez ve esneklik, üretim santralleriyle sağlanır. Üretim santralleri esnekliğe verdikleri katkılara göre aşağıdaki gibi üç gruba ayrılabilir [68]:

- *Tepe birimleri*, sistem işletmecilerinden alınan talimatlara uygun olarak çok hızlı tepki verip, üretim miktarlarını artırıp azaltabilirler ya da devreye girip çıkabilirler. Hidroelektrik santraller ve açık çevrim gaz türbinleri bu grupta bulunurlar ve her dakikadaki talep değişimlerine ve belirsizliklere uyum sağlayabilirler.
- *Orta vadeli birimler*, maksimum kapasitelerinden en düşük üretim sınırlarına kadar üretimlerini artırıp azaltabilirler ancak bunu tepe birimleri kadar hızlı yapamazlar. Kombine çevrim gaz türbinleri ve biyokütle santralleri bu grupta bulunurlar ve elektrik talebindeki saatlik değişimlere ve belirsizliklere uyum sağlayabilirler.
- *Baz yük birimleri*, talepteki değişimlere en yavaş tepki verebilen Jeotermal, Nükleer ve kömür santralleri gibi santrallerdir. Genellikle gün boyunca ya da belirlenen periyotlarda sabit elektrik üretimi gerçekleştirirler. Talep edilen

esnekliği sağlayabilmeleri için yaklaşık 6 saatlik bir süreç gerekir. Genellikle günlük talep değişimlerine göre üretim planlamaları yapılır.

Sistem işletmecileri g sisteminde üretim ve yük arasındaki dengeyi korumaktan sorumludur. Bunu sağlayabilmek için, ihtiyaç halinde taleplere cevap verebilen yükler ve üretim birimlerinden oluşan, yedek kapasiteler kullanılır. Bu yedek kapasiteler yukarı ve aşağı doğru rezervler olarak adlandırılır. Yukarı doğru rezerv, kısa bir süre içinde üretim seviyelerini artıracak (veya tketicim seviyelerini azaltacak) retim birimlerinden (veya yüklerden) oluşur. Aşağı doğru rezerv, üretim seviyelerini azaltabilen üretim birimlerinden veya kısa sürede tketicimi artıracak yüklerden oluşur [68].

2.1. Akıllı Elektrik şebekeleri

Özellikle rüzgâr ve güneş enerjisi santrallerinin elektrik üretimleri, kullandıkları kaynakların yapısından dolayı değişkendir ve belirsizlikler içerir. Bu durum, üretim ve tketicim dengesini sağlamakta çeşitli zorluklar getirmekte ve üretim tahminlerini kullanmayı gerektirmektedir [68]. Ayrıca bu teknolojilerin kk glerde ve dağıtık olarak elektrik dağıtım şebekelerine bağlanmaları merkezi üretim santralleriyle birlikte bu birimlerin de dijital teknolojilerden yararlanarak izlenmesi gerekliliğini doğurmuştur [69].

Güneş ve rüzgâr santralleri, şebekeye eviriciler aracılığıyla bağlanırlar. Eviriciler yardımıyla bu santrallerin aktif ve reaktif güçleri kontrol edilebilir [67]. Ancak bu, yararlanılamayan enerjiye sebep olduğundan şebeke işletmesinde en son tercih edilecek yöntem olarak konumlandırılmaktadır. Dolayısıyla güneş ve rüzgâr santralleri, kendi başlarına geleneksel üretim santrallerine benzer biçimde, esnek üretim sağlayamazlar.

Enerji dengeleme probleminin yanında, rüzgâr ve güneş santralleri dağıtık olarak şebekeye birçok farklı noktadan bağlandıkları için ters yönde yk akışları, gerilim yükselmesi veya koruma ile ilgili farklı problemlere neden olmaktadır [70]. Bu problemlerin üstesinden gelebilmek için modern bilişim teknolojilerinin de kullanıldığı; talep tarafı katılımı, elektrikli araçların akıllı şarj edilmesi, mikro şebekeler gibi çözümler

geliştirilmiştir. “*Akıllı Şebeke*” ise tüm bu çözümleri kapsarken akıllı sayaçlar, otomasyon teknolojileri ve enerji yönetim sistemlerinden yararlanan bir çatı konsepttir [69].

Talep tarafı yönetimi, yeni bir kavram olmasa da özellikle değişken yenilenebilir kaynakların elektrik şebekesine entegrasyonu ve haberleşme/kontrol teknolojilerinin gelişmesiyle akıllı şebekeler kavramı altında yer edinmiştir. Talep tarafı yönetimi, son kullanıcıların elektrik tüketimlerinin örüntü ve büyüklüklerinin çeşitli yöntemlerle kontrol edilmesi anlamına gelmektedir [71]. Farklı ihtiyaçlara göre, son kullanıcıların tüketimleri kontrol edilerek elektrik talebinin büyüklüğü artırılıp azaltılabilir; yük, tepe bölgeden daha az yük olan saatlere kaydırılabilir ya da tepe yükünün olduğu saatler tıraşlanabilir. Yükün kaydırılabilmesi için depolama birimlerine ihtiyaç duyulabilir; ancak burada depolama olarak bahsedilen elektrik enerjisinin depolanması olmak zorunda değildir. Kontrol edilen yüke bağlı olarak depolanacak olan; ısı, buzdolabındaki yiyecekler, kirli çamaşır ya da bulaşıklar olabilir. Son kullanıcılar bulaşık ya da çamaşırını tepe yükün olduğu saatlerde değil de talebin düşük olduğu saatlerde yıkamayı seçerlerse talep tarafı yönetimine katılmış olurlar.

Palensky, talep tarafı yönetimi yöntemlerini, *enerji verimliliği*, *kullanım zamanı tarifeleri (TOU)*, *talep tarafı katılımı (TTK)* ve *birincil ve ikincil rezerv (SR)* olmak üzere, dört ana başlık altında toplamıştır [56]:

- ***Enerji verimliliği***, her türlü elektrikli cihazın daha verimli hale getirilmesi ya da verimli alternatifleriyle değiştirilmesi sonucu, yükün kalıcı olarak azalması anlamına gelir. Kullanıcıların tüketim davranışlarında kalıcı değişiklik yapıldığında da enerji verimliliği ile aynı sonuç alınabilir.
- ***Kullanım zamanı tarifeleri***, müşterilerin fazla elektrik kullanımını, yükün genellikle tepe noktasına ulaştığı saat aralıklarında yüksek fiyatlarla cezalandırmayı amaçlar. Bu da kısa vadeli olarak yükün kontrol edilebilmesini sağlamaz ancak enerji verimliliğiyle birlikte enerji tüketimi ve sera gazı salımlarının azalmasına katkıda bulunur.
- ***Talep tarafı katılımı***, yenilenebilir enerjideki dalgalanmalara bağlı olarak yükün anlık olarak ayarlanabilmesi gereklidir. Fiyat sinyalleri ve gerçek zamanlı

fiyatlandırmanın uygulandığı “piyasa talep katılımı” ve tamamen şebeke operatörlerince kontrol edilen “fiziksel talep katılımı” olarak iki alt başlıkta incelenebilir. Piyasa talep katılımı gün öncesi düzenlenebileceği gibi, gerçek zamanlı olarak sistem dinamiklerine uygun olarak da düzenlenebilir. Anlık olarak elektrik piyasasında oluşan fiyatlar son kullanıcılara yansıtılabilir. Dalgalı yenilenebilir enerji üretimi ile yük dengesi, piyasa talep katılımı ile belirli bir seviyeye kadar sağlanabilir ancak müşterilerin yeterince esnek olmadığı ya da şebekede yaşanan problemlerle gerçek zamanlı fiyatlara cevap veren müşterilerin eşleşmediği durumlarda fiziksel olarak bazı yüklerin devreden çıkması gerekir.

- **Birincil ve ikincil rezervler**, geleneksel olarak üretim santrallerinin gerçekleştirdiği görevlerdir. Elektrik yükleri ise üretim santrallerine göre negatif yönde bu görevleri üstlenebilirler. Bu da frekansın düştüğü durumlarda otonom olarak elektrik yüklerinin “droop control” gibi bir yöntemle otonom ya da koordineli olarak (primer ya da sekonder kontrol) kontrol edilmesiyle hayata geçirilir.

Elektrik depolama birimleri, şebeke dayanıklılığını artırırken elektrik enerjisinin depolanarak ihtiyaç duyulduğunda kullanılabilmesini sağlarlar [71]. Elektrik depolama birimleri sahip oldukları enerji ve güç kapasitelerine göre tanımlanırlar. Üretim ve tüketim dengesizliği anlık olarak çok büyükse elektrik depolama biriminin güç kapasitesi, uzun süreliyse enerji kapasitesi önemli olur. Elektrik depolama birimleri istenildiği zaman deşarj olarak üretim santrali, istenildiğinde de şarj olarak yük gibi davranabilir. Bu özellik, enerji talebinin düşük olduğu zamanlarda üretilen fazla enerjinin depolanırken üretim santrallerinin verimliliklerini düşürmeden üretimi devam ettirmelerine, enerji talebi arttığındaysa, yüksek marjinal maliyeti olan tepe santralleri kullanmanın yerine, depolanan enerjinin kullanılabilmesini sağlar. Rüzgâr ve güneş santralleri kendi başlarına baz yük santrali olarak çalışmadığı için, elektrik depolama birimleri sayesinde dalgalı elektrik üretimi şarj ve deşarjlarla dengelenebilir. Dolayısıyla frekans düzenlemesi, tepe tıraşlama ve yükün kaydırılması gibi uygulamalarla şebekenin güvenliği artırılarak sistem maliyetleri düşürülebilir [71].

Elektrik depolama teknolojileri; mekanik, elektriksel, kimyasal ve elektrokimyasal depolama olarak gruplandırılmaktadır [72]. Pompajlı hidroelektrik enerji depolama (PHES) tesisleri 2017 yılı itibariyle 176 GW'lık kurulu güçle dünyadaki enerji depolama kapasitesinin %96'sını oluşturur [73]. Diğer mekanik elektrik depolama teknolojilerinde, volan ve sıkıştırılmış hava depolama tesislerinin sırasıyla 0,9 ve 0,6 GW kurulu güçleri bulunmaktadır. Bunların yanında son yıllarda öne çıkan lityum iyon, kurşun asit, NaS, NiCd gibi birçok elektrokimyasal elektrik depolama teknolojisi bulunmaktadır. Enerji depolama verimliliklerine göre karşılaştırılırsa, pompajlı hidroelektrik depolama teknolojilerinin şarj-deşarj verimlilikleri %70-85 aralığındayken, lityum iyon bataryaların verimlilikleri görece daha yüksek olan %85-95 arasındadır [74].

Sabit elektrik depolama tesislerinin yanında, şebekeye bağlı haldeki elektrikli araçların bataryaları, elektrik şebekesinin ihtiyaçlarına cevap verebilecek şekilde dağıtık depolama üniteleri olarak kullanılabilir [60]. Şarj olan elektrikli araçlar, elektrik şebekesi açısından gücü kontrol edilebilen elektrik yükleri olarak sınıflandırılabilir. Bu durumda enerji akışı esnek olabilse de yalnızca elektrik şebekesinden araca doğru tek yönlüdür. Diğer yandan şarj vedeşarjın çift yönlü olarak kontrol edilebildiği durumlarda elektrikli araçların bataryalarında depolanmış haldeki enerji, *taşittan taşıta* (V2V-vehicle-to-vehicle), *taşittan eve* (V2H- vehicle-to-home) ya da *taşittan şebekeye* (V2G- vehicle-to-grid) gibi yöntemlerle, çeşitli amaçlarla kullanılabilir. V2V ve V2H seçenekleri şebekede oluşan yerel problemlere çözüm olabilir, ancak rüzgâr ve güneş santrallerinin dalgalı elektrik üretiminin şebeke genelinde dengelenebilmesi için V2G konsepti önerilmektedir. Ayrıca V2G sayesinde elektrikli araçlar güç kalitesi, rezerv güç, acil yük atımı gibi ihtiyaçlar için de değerlendirilebilir [71].

2.2. Akıllı Enerji Sistemleri

Literatürdeki çoğu çalışmada akıllı şebeke tanımı yalnızca elektrik sistemini kapsamakta, gaz şebekeleri ve ısı şebekeleri ise genellikle bu tanımın dışında kalmaktadır [75]. Ancak sera gazı salımlarının, enerji sektörü içerisinde elektrik üretiminin yanında ısıtma/soğutma, ulaşım, endüstri gibi alt sektörler kaynaklı da oluştuğu bilindiğinden, enerji dönüşümünün tamamlanabilmesi ve küresel sıcaklık artışlarının durdurulması için, enerji sektörüne ait tüm alt sektörleri kapsayan bir bakış açısına ihtiyaç duyulmaktadır.

Bu sebeple Lund ve diğeri, akıllı şebeke konseptini genişleterek “Akıllı Enerji Sistemi” konseptini aşağıdaki gibi tanımlamışlardır [75]:

“Akıllı Enerji Sistemi; akıllı elektrik, ısı ve gaz şebekelerinin enerji depolama teknolojileriyle birleştirildiği; her bir sektör ve genel enerji sistemi için en uygun çözümü elde etmek amacıyla bu sektörlerin aralarındaki sinerjiyi ortaya çıkaracak şekilde koordine edildiği bir yaklaşımdır.”

Akıllı enerji sistemleri, özellikle enerjinin sektörler arası dönüşümü sırasında, yeni esneklikler barındıran teknolojileri ve altyapıları kapsamaktadır. Tanımda yer aldığı gibi akıllı enerji sistemleri temel olarak üç şebeke altyapısından oluşur [75]:

- *Akıllı elektrik şebekeleri*, güneş ve rüzgâr enerjisi gibi dalgalı yenilenebilir elektrik üretimini dengeleyebilmek için ısı pompaları ve elektrikli araçlar gibi esnek elektrik yüklerinden yararlanır.
- *Akıllı ısı şebekeleri* (bölgesel ısıtma ve soğutma), elektrik ve ısıtma sektörlerinin birbirine bağlanmasını sağlar. Özellikle ısı enerjisi depolamayla elektrik sistemi için ilave bir esneklik sağlanırken, enerji sistemi içinde oluşan atık ısıların geri kazanılmasını sağlar.
- *Akıllı gaz şebekeleri*; elektrik, ısıtma ve ulaşım sektörlerinin birbirlerine bağlanmasını sağlar. Bu sayede gaz ve sıvı yakıtların depolanabilmesi, ilave bir esneklik olarak kullanılabilir.

Enerji sektörünün alt sektörlerini tek tek ele almaktansa, akıllı enerji sistemi bakış açısıyla planlama yapmak, sektörler arası yeni sinerjiler yaratarak hem tüm enerjinin hem de tek tek alt sektörlerin optimum maliyetle planlanmasını sağlar. Endüstride ve elektrik üretimi aşamasında büyük miktarda ısı oluşmakta ancak bu ısı binaların ısıtmasında kullanılmamakta ve kayıp oluşmaktadır. Akıllı enerji sistemlerinde kaybolan bu enerji ısı şebekesine aktararak geri kazanılabilir [76]. Isıtma amacıyla fosil yakıtların yerine elektrik kullanılmaya başlandığında, elektrik sistemi için batarya ya da pompajlı elektrik depolama yerine ısı depolama kullanılabilir. Isı depolama, elektrik depolama seçeneklerine göre daha verimli ve çok daha ucuz olduğundan, esneklik daha düşük maliyetle sağlanabilir. Bu sayede elektrik sistemindeki dengeleme ihtiyacı, ısı pompası

gibi elektrikli ısıtıcılardan sağlanır ve elektrik piyasası genişlemiş olur. Aynı ısı pompaları hem bölgesel ısıtma hem de bölgesel soğutma için kullanılabilir. Biyokütlelerin gaz ya da sıvı yakıtlara dönüşümü sırasında, buhara ihtiyaç duyulduğundan, bu buhar kojenerasyon santrallerinde üretilebilir ve ortaya çıkan düşük sıcaklıklı ısı da bölgesel ısıtma sistemlerine aktarılabilir [76]. Biyogaz üretiminde de ısı üretimi gerekmekte ve genelde bu ısı santralde üretilmektedir. Bunun yerine biyogaz üretimi için gerekli ısı, bölgesel ısıtma şebekesinden karşılanabilir ve daha verimli bir yöntemle geçilmiş olabilir. Elektrik, elektrolizörler aracılığıyla yenilenebilir hidrojen üretmek için kullanıldığında ve gaz depolama teknolojileri yardımıyla, yeni bir esneklik yaratılmış olur. Binalardaki ortam ısıtması için, enerji korunumu seviyesi yükseldikçe bölgesel ısıtma şebekelerinde daha düşük sıcaklıklı su kullanılabilir ve bu normalde enerji kaybına dönüşen birçok kojenerasyon santrali ve endüstriyel artık ısının geri kazanılmasını sağlar. Ulaşım sektöründe, araçların çoğu elektrikli araca dönüştürülebilir ve elektrikli araçların bataryaları enerji dengelemesinde kullanılabilir [76].

Elektrik sistemine yenilenebilir enerji sistemlerinin entegrasyonu söz konusu olduğunda elektrik depolama teknolojileri, esnek elektrik yükleri, iletim şebekesi kapasite artışları gibi yöntemler öne çıkmaktadır, ancak bu yöntemler diğer birçok enerji depolama seçeneğinden oldukça pahalıdır ve iletim sistemleri yaygınlaşıp insanların yaşadıkları bölgelere dahil olmasıyla toplumsal tepki oluşmaktadır [77]. Maliyetler belirli durumlarda küçük değişiklikler gösterebilir, ancak ısı depolama elektrik depolamaya göre 100 kat daha ucuz, sıvı yakıtların depolanması ise elektrik depolamaya göre 10.000 kat daha uygun fiyata sağlanabilmektedir [77]. Bunun yanı sıra doğal gaz ya da petrol depolamada neredeyse hiç enerji kaybı olmazken ısı depolamada şarj-deşarj döngüsünde yaklaşık %5 ve elektrik depolamada yaklaşık %20 kayıp yaşanmaktadır [77]. Yenilenebilir elektrik; ısıya, gaz ya da sıvı yakıtlara dönüştürülürken, dönüşüm kayıpları yaşanır ama bu kayıplar kaçınılmaz olarak gerçekleşecek kayıplar olarak değerlendirilmelidir. Enerji depolama fiyatlarını etkileyen diğer bir etken de depolama birimlerinin kapasiteleridir. Isı depolama ünitesini kojenerasyon sistemine kurmanın maliyeti her bir haneye dağıtık olarak uygulamaktan daha ucuzdur [77]. Ayrıca belirtmek gerekir ki bina boyutunu aşan ısı depolama üniteleri ancak bölgesel ısıtma sistemleri olması şartıyla kullanılabilir. Isı depolama teknolojileri için geçerli olan kapasite büyüklüğünün maliyete olan etkisi benzer şekilde elektrik depolama teknolojileri için de

geçerli olmasına rağmen fiyatlardaki değişim ısı depolama kadar büyük değildir. 1000 MW gücünde pompajlı hidroelektrik depolama sisteminin birim maliyeti, hanelerde kullanılmak için tasarlanmış Tesla Powerwall batarya birim maliyetinin 8’de 1’idir [77].

Farklı enerji depolama teknolojilerinin ve enerji depolama kapasitesinin birim maliyetleri incelendiğinde, %100 yenilenebilir enerji sistemleri planlanırken, elektrik depolama birimlerinin mümkün olduğunca az kullanılması; ısı, gaz ve sıvı yakıt depolama seçeneklerinin de mümkün olduğunca merkezi olarak kullanılmasının enerji sistemi maliyetlerini düşürdüğü sonucuna varılabilir.

2.3. Sektör Birleşimi

Sıfır salımlı enerji sistemleri için önerilen çözümlerin en önemlilerinden olan *sektör birleşimi*, mevcut durumda ayrı sektörler olarak işletilen ulaşım, endüstri, elektrik ve ısı sektörleri arasındaki etkileşimleri ve karşılıklı faydaları ifade etmek için kullanılır. Sektör birleşimi, akıllı enerji sistemlerinin temel bileşenlerindedir. “*Güçten Isıya* (power-to-heat)” *enerji dönüşümü*, elektrik ve ısıtma sektörlerini birbirine bağlayarak kontrol edilebilir ısıtıcılar ve ısı depolama birimleriyle rüzgâr ve güneş gibi dalgalı yapıda elektrik üreten santraller için yeni bir esneklik oluşturur [59].

Bina ısıtması için kullanılabilecek güçten ısıya seçenekleri, merkezi ve dağıtık olarak sınıflandırılabilir [59]. Merkezi yapıda ısı üretimi, ısı talebi olan noktalardan uzakta, ısı pompaları ya da elektrikli kazanlar kullanılarak gerçekleşir ve ısı, bölgesel ısıtma şebekesi aracılığıyla talep noktasına taşınır. Dağıtık yapıda ise ısı, taleple aynı noktada (binalar, müstakil evler) üretilir. Elektrik kullanarak ısı üretebilmek için elektrikli kazanlar ya da ısı pompaları tek başlarına ya da ısı depolama birimleriyle birlikte kullanılabilir. Bölgesel ısıtma şebekesi, kendi başına sıcak suyu belirli süre depolar, bunun yanında merkezi olarak ısı depolama birimleri de kullanılabilir ve ısı enerjisi günlük, haftalık ya da mevsimsel olarak depolanabilir. Dağıtık seçeneklerde de ısı depolama birimleri kullanılabilir ve bunlar ısı pompalarıyla birlikte haberleşme ve kontrol teknolojileri kullanılarak akıllı hale getirilebilir [59].

Isı pompaları, akıllı enerji sistemi kapsamında esnek bir yük olarak, elektrik şebekesinde yaşanan birçok sorunun çözümüne katkı sağlayabilir [78]. Elektrik dağıtım şebekesinde yük artışı olduğunda gerilimde düşüş yaşanırken, dağıtık Fotovoltaik (PV) sistemlerinin üretiminin arttığı anlarda gerilim yükselmesi görülebilir. Isı pompalarının aktif güçleri azaltılıp artırılarak gerilimde yaşanan dalgalanmaların önüne geçilebilir. Ayrıca kablo, iletken ya da transformatör kapasitelerin aşılması için ısı pompalarının güçleri kontrol edilebilir. Elektrik üretim ve talebinin dengelenmesinde ısı pompaları esnek çalışabilen ve kontrol edilebilir yükler olarak birincil, ikincil ve üçüncül rezerv olarak kullanılabilirler.

Bertelsen ve Mathiesen, Avrupa Birliği'ne üye olan ülkelerde, konutlardaki ısı üretimi ve tüketimini inceledikleri çalışmada [79] ısıtma için kullanılan altyapıların oranlarını çıkarmışlardır. Buna göre, farklı ülkelerde konutlarda kişisel ısıtma yöntemleri kullanılabildiği gibi elektrik, gaz ve bölgesel ısıtma şebekelerinden de farklı oranlarda yararlanıldığı görülmektedir. Kıbrıs'ta nihai ısı enerjisi tüketimi %94 oranında bireysel olarak karşılanırken, Slovakya'da bu oran yalnızca %3'tür. Danimarka, Finlandiya ve İsveç, bölgesel ısıtma sistemlerini en çok kullanılan altyapı olacak seviyede genişletmişlerdir. Bunun yanında başta Estonya, Slovakya, Litvanya olmak üzere birçok doğu Avrupa ülkesinde bölgesel ısıtma şebekeleri kullanılmaktadır.

Bölgesel ısıtma sistemleri, tüm şehirleri kapsayabilecek bir alanda borularla örülen ve su aracılığıyla ısının son kullanıcılara taşındığı altyapı anlamına gelmektedir. Geniş alana yayılı bu ısı şebekeleri için, ısı tek bir noktadan ya da birkaç noktadan sağlanabildiği gibi, endüstri ve termik santrallerde oluşan atık ısıların da geri kazanımı sağlanmış olur. Isı geri kazanımı sayesinde tüm enerji sistemi boyutunda verimlilik artışı yaşanırken, birincil kaynak kullanımı azalmış olur. Bölgesel ısıtma sistemlerinin kullanılmasıyla kojenerasyon sistemleriyle üretilen ısının yanında, jeotermal veya merkezi güneş kolektörleri ile üretilen ısı da son kullanıcılara ulaştırılabilir [80].

Avrupa Birliği (AB) genelinde bölgesel ısıtma sistemlerinde, 1995-2012 yılları arasında kullanılan, ısı kaynakları incelendiğinde [81], fosil yakıtları kullanan kojenerasyon tesisleri ve endüstri atık ısıları %60'ın üzerinde payla en çok kullanılan kaynak olmuştur.

2012'ye yaklaştıkça yenilenebilir yakıtların ısı üretiminde kullanım oranı artmıştır. Yıllar içerisinde ısı üretiminin %15-30'unu sağlayacak şekilde, fosil yakıtların kojenerasyon birimlerinde kullanılması yerine, doğrudan kazanlarda yakılarak kullanıldığı dikkat çekmektedir.

Lund ve diğerleri, bugüne kadar bölgesel ısıtma sistemlerinin geçirdiği değişimleri üç nesle ayırmışlar ve geleceğin teknolojik sistemlerini 4. nesil olarak açıklamışlardır [82];

- İlk defa ABD'de 1880'lerde kullanılmaya başlanan *birinci nesil bölgesel ısıtma sistemleri* enerji taşıyıcısı olarak buhar kullanırlar. 1930'lara kadar yalnızca ABD'de değil, Avrupa'da da bu sistemler kullanılmıştır. Birinci nesil bölgesel ısıtma sistemlerinin oluşmasındaki amaç binalarda bulunan kazanların işletmesini merkezi bir yetkiliye devrederek konforu artırmak ve yaşanan kazan patlamalarının önüne geçmektir. Bugünse bu teknoloji çok yüksek sıcaklıklarda çalışmasından ve sonuç olarak oluşan yüksek ısı kayıplarından dolayı eski bir teknoloji olarak görülmektedir. Ayrıca yüksek basınç sebebiyle oluşan patlamalar, altyapıda sık sık yaşanan korozyona rağmen hala New York ve Paris'in önemli bir bölümü bu teknolojiyi kullanmaktadır [82].
- *İkinci nesil bölgesel ısıtma sistemleri*, enerji taşıyıcı olarak buhar yerine basıncı artırılmış su kullanmaktadır. Kojenerasyon yöntemiyle yakıt tasarrufu yapılmak istenmesi, 1930'larda ortaya çıkan bu teknolojinin itici gücü olmuştur. Bu sayede şehir merkezlerinde kojenerasyon birimlerinin ürettiği ısıdan faydalanılabilmıştir [82].
- 1970'lerde *üçüncü nesil bölgesel ısıtma sistemleri* ortaya çıkmış ve özellikle 1980'lerden günümüze kadar yaygın olarak kullanılmışlardır. Bu sistemlerde enerji taşıyıcısı olarak yine basıncı artırılmış sıcak su kullanılmaktadır. Farklı olarak suyun sıcaklığı 100 °C'nin altına dūřürölmüřtür. Halen in, Kore, Kanada, Avrupa, ABD'de kullanılan bu teknoloji, 1970'lerde yaşanan petrol krizi sonrası ölkelerin enerji güvenliğine daha önem vererek petrol yerine kömür, biyokütle ve atık gibi birincil enerji kaynaklarıyla değiştirmek istediğinden ortaya çıkmıştır [82].
- *4. Nesil bölgesel ısıtma sistemlerinin*, yakın gelecekte oluşturulması ve Paris Anlaşması ile uyumlu olarak 2050'ye kadar akıllı enerji sistemleri içerisinde akıllı ısı şebekesi başlığında uygulanması öngörölmektedir. Bu konseptte en

önemli hedeflerden biri enerji taşıyıcısı olarak kullanılan suyun sıcaklığının daha da (50-60 °C) düşürülerek, enerji verimliliği yüksek yeni binalar ya da verimliliği artırılmış eski binalara, ortam ısıtması ve sıcak su sağlayabilmektir. Binaların yalıtım seviyelerinin artmasıyla, düşük sıcaklıklı su, ısıtma için yeterli olabilir ve şebekede oluşan enerji kayıplarının azalması sağlanır. Enerji kazanımları sağlanırken, kış ve yaz mevsimlerinde ihtiyaç duyulan enerjinin dengede olması dikkate alınmalıdır. Binaların bölgesel ısıtma sistemi ile ısıtılması, hava tahmini verilerini kullanarak binaların ne kadar ısı ihtiyacı olduğunu hesaplayarak sistemin bu doğrultuda çalışmasını sağlayan, akıllı kontrol sistemleri yardımıyla gerçekleştirilebilir. 4. Nesil bölgesel ısıtma sistemlerinin diğer bir özelliği düşük sıcaklıklı yenilenebilir ve atık ısı kaynaklarının kullanılabilmesini sağlamasıdır. Su sıcaklığı düştükçe geri kazanılabilecek atık ısı potansiyeli de artar, bunun yanı sıra kolayca ulaşılabilen jeotermal kaynakların bölgesel ısınmaya katılma olasılığı da artar. Merkezi güneş ısı santralleri, şehir merkezlerinin kenarında bir bölgeye kurulup bölgesel ısıtma sisteminin ana kollarından birine bağlanabilir. Böyle bir durumda ısı üretimi yaz mevsiminde yüksek olacaktır. Ancak ısı talebi kış aylarında en yüksek seviyeye ulaştığından, mevsimsel ısı depolama sistemlerinin kullanılması faydalı olacaktır. Güneş kolektörleri ayrıca bölgesel ısıtma şebekesinin uç noktalarında su sıcaklığını istenen seviyeye çıkarabilmek için de kullanılabilir. Isıtma/soğutma ihtiyaçları, uygun olan bölgelerde, bölgesel ısıtma sistemleriyle yenilenebilir enerji kullanılarak sağlanırken, aynı zamanda üretim tüketim dengesine de katkı sağlaması planlanmaktadır. Bunu sağlayabilmek için kojenerasyon tesislerinin üretimlerinin, yenilenebilir enerji üretimi arttığında azalması, yenilenebilir enerji üretimi azaldığında ise artması gereklidir. Yenilenebilir enerji oranını artırmak için kojenerasyon birimleriyle birlikte ısı pompaları ve ilave ısı depolama kapasitesi de kullanılmalıdır. Kojenerasyon üretimi azaltılmasına rağmen fazla elektrik üretimi varsa ısı pompaları devreye girerek fazla elektriği ısıya dönüştürür [82].

Güneş gibi yenilenebilir kaynaklardan sağlanan enerji, ısı talebi ve üretimi arasında dengesizliklere yol açabilir [83]. Örneğin ısıtma talebinin yüksek olduğu gece saatleri ya da kış mevsiminde ısıtma için kullanılacak güneş enerjisi miktarı düşüktür. Bu nedenle enerjinin günlük, haftalık ya da mevsimlik gibi farklı zaman ölçeklerinde

depolanması ihtiyacı doğar. Teknolojik hazırlık seviyesi açısından halen kullanılmakta olan ya da yaygınlaşma aşamasındaki ürünler duyulur (sensible) ısı enerji depolama kategorisinde yer almaktadır. Isı depolama birimlerinin bölgesel ısıtma ve soğutma sistemleriyle birlikte kullanılmasının birçok avantajı bulunmaktadır. Kojenerasyon birimleri kullandıkları bölgenin tepe ısı yükü göze alınarak boyutlandırılır ancak tepe yük senede birkaç gün yaşandığından ısı depolama birimleri sayesinde kojenerasyon birimlerinin kurulu güçleri azalır. Elektrik fiyatlarının yüksek olduğu saatlerde kojenerasyon birimleri daha fazla elektrik üretirken, üretilen fazla ısı depolanabilir. Güçten ısıya konseptinde ise, dalgalı yenilenebilir kaynakların ürettiği fazla elektriğin ısı pompaları aracılığıyla ısıya dönüştürülerek depolanması sağlanır. Genellikle yıl boyunca bölgesel ısıtma şebekesine aktarılabilen endüstriyel atık ısı, mevsimsel ısı depolamada saklanıp ihtiyaç olduğunda kullanılabilir [83].

Ulaşım ve endüstri sektörlerinin enerji ihtiyacının sera gazı salımına neden olmadan karşılanabilmesi için, yenilenebilir yakıtlara ihtiyaç duyulmaktadır. Biyokütle ya da biyoyakıtların %100 yenilenebilir enerji boyutunda yeterli olmadığı ve gıda güvenliğini tehdit edebileceği bilinmektedir [84]. Dolayısıyla **güçten gaza** (power-to-gas) olarak da adlandırılan yöntemle, yenilenebilir elektrik kullanarak elektroliz yöntemiyle sudan hidrojen üretilmesi yöntemi öne çıkmaktadır [58]. Elektrolizör olarak alkalın, PEM ya da katı oksit elektrolizörler kullanılabilir. Ayrıca yenilenebilir hidrojen ve bir karbon kaynağı kullanılarak metan üretilip, üretim yerinde kullanılabilir ya da üretilen metan gaz şebekesine verilebilir [85]. Elektrolizörlerin kullanılması talep tarafında elektrik şebekesi için kullanılabilecek yeni bir esneklik alanı oluşturur. Elektrik üretiminin talepten fazla olduğu zamanlarda; hidrojen, metan gibi yakıtlar üretilip depolanır. Bu sayede iletim şebekesinde frekans ve gerilim düzenlemesi sağlanabilir. Depolanan gazlar değişken yenilenebilir enerji santrallerinin elektrik üretiminin yetersiz kaldığı anlarda, yedek enerji santrallerinde yakılarak tekrar elektriğe dönüştürülebilir. Bunun yanında ulaşım ve endüstri sektöründe gerekli sıvı ve gaz yakıtlar da bu yolla sağlanabilir. Üretilen yakıtların uygun maliyetle yüksek kapasitelerde depolanabilmesi ve depolanan yakıtlarda enerji kaybının çok düşük olması mevsimsel enerji depolama imkânı yaratır [86].

Ulaşım sektörünü fosil yakıtlardan arındırmak için, tek bir çözümdense birçok yolun bileşkesi önerilmektedir. Connolly ve diğerleri bu yolların enerji akış diyagramlarını oluşturarak, karşılaştırmasını yapmışlardır [87]. Doğrudan elektrikli ulaşım yöntemi, yenilenebilir elektrikle taşıtların enerji ihtiyacını karşılamak üzerine tasarlanmıştır. Bugüne kadar trenlerde kullanılan bu yöntemde enerji kaybı yalnızca elektrik şebekesindeki kayıplar olduğundan, en yüksek verimli yöntemdir. Ancak altyapının oluşturulması yüksek maliyet gerektirmektedir ve taşıtlar ancak altyapının bulunduğu rotalarda yolculuk yapabilir.

Enerji kayıplarının az olduğu ve araçların farklı rotalarda yol alabilmesine imkân veren seçenek bataryalı araçların kullanılmasıdır [87]. Ancak bataryaların enerji yoğunluğu sıvı yakıtlara göre oldukça düşüktür [88]. Lityum iyon bataryalarla karşılaştırıldığında geleneksel fosil yakıtlar yaklaşık 85 kat, biyoyakıtlar ise 40-70 kat daha fazla enerji yoğunluğuna sahiptir. Bu sebeple uzun rotalar izlemek zorunda olan tırlar, gemiler ya da uçaklar gibi taşıtlar için uygun olmayabilir. Dolayısıyla sıfır salımlı bir enerji sisteminde, yüksek enerji yoğunluklu ve yenilenebilir kaynaklar kullanılarak üretilmiş hidrojen, metan, metanol gibi yakıtlara da ihtiyaç vardır [89]

Hidrojen, enerji yoğunluğu bataryalara göre daha yüksek olduğundan ağır taşıtlarda da kullanılabilir ancak merkezi olarak üretilerek son kullanıcılara dağıtılması oldukça maliyetli altyapı ve işletme maliyetlerini gerektirir [89].

Yenilenebilir yakıt üretmenin diğer bir yolu, biyoenerjinin hidrojenleştirilmesidir [87]. Bu, temel olarak biyokütlenin gazlaştırılması ve ardından hidrojenle birleştirilerek çeşitli yakıtlar üretilmesi anlamına gelmektedir. Hem enerji yoğunluğu hidrojene göre yüksek yakıtlar elde edilir, hem de gelecekte sınırlı olacak biyokütle kaynağının daha verimli kullanılması sağlanır. Bu yolla üretilebilecek yakıtlardan ilki biyokütlenin hidrojenleştirilerek metanole dönüştürülmesidir. Bunun için birçok farklı biyokütle kaynağı kullanılabilir. Örneğin, ağaç artıklarının gazlaştırılması, ticarileşmiş ve yaygın olarak kullanılan bir yöntemdir. Metanolün üretilmesi sürecinde, biyokütlenin gazlaştırılmasının ardından elde edilen sentez gazı, buhar elektrolizi yöntemiyle elde edilen hidrojen ile birleştirilir. Ardından fosil yakıt sektöründe yaygın olarak kömür ve

doğal gazı sıvı yakıtta dönüştürmek için kullanılan kimyasal sentez yöntemiyle metanol elde edilir. Benzer bir süreçle metanol yerine son aşamada metan da üretilebilir. Biyoenerjinin hidrojenleştirilmesinde diğer bir yol anaerobik çürütücüde elde edilmiş biyogaz içerisindeki CO₂'nin hidrojenle birleşmesiyle metana ulaşılmasıdır [87]. Biyogaz genellikle içerisinde %55-70 CH₄, %30-45 CO₂ ve kullanılan biyokütle tamamen glikozdan oluşmadığından, %1-2 istenmeyen bileşikler barındırır. Zaten, biyogaz büyük oranda metandan oluştuğu için geri kalan CO₂'nin de metana dönüştürülmesi en yüksek ihtimal olarak görülmektedir. Bu yolla elde edilen metan, enerji yoğun bir süreçle metanole dönüştürülebilir ancak bu aşamadan yakıtın sahip olduğu enerjinin %20-30'u kayıp olacaktır [88].

Yenilenebilir elektroyakıt üretebilmenin diğer bir yolu da doğrudan havadan yakalanan (direct air capture/DAC) ya da biyoyakıtların yanması sonucu ortaya çıkan ve atmosfere salınmadan yakalanan (carbon capture and recycle/CCR) CO₂'nin hidrojenleştirilmesidir. Bu yöntemle doğrudan biyokütle kullanılmadan metan ya da metanol elde edilebilir. Örneğin biyokütle kojenerasyon santralinde ısı ve elektrik üretmek için kullanılmasının ardından ortaya çıkan CO₂ yakalanıp tekrar kullanılabilir. Bu süreçte, yakalanan CO₂ hidrojenleştirilerek, kimyasal sentez yöntemiyle metanol elde edilmektedir. Hidrojenleştirmenin yanında, yakalanan CO₂ ve su buharı eş zamanlı olarak elektrolizör içerisinde O₂, CO ve H₂'ye dönüşür. Ardından bu moleküllerin birleşmesiyle metan ya da metanol üretilir [88].

Tüm bu yöntemler karşılaştırıldığında taşıtların mümkün olan en büyük bölümünün doğrudan elektrik kullanacak biçimde planlanması sonucuna varılmaktadır. Şehir içinde ya da şehirler arası trenler yaygınlaştırılmalı, hafif araçlar ise bataryalı elektrikli araçlara dönüştürülmelidir. Bu sayede enerji verimliliği artarken akıllı şarj yöntemleriyle elektrik ve ulaşım sektörleri arasında sinerji yaratılmış olur. Bu yaklaşımla, AB içerisinde ulaşım sektöründe kullanılan fosil yakıt talebinin %72,3'ünün elektrikle karşılanması mümkündür [89]. Biyokütle gazlaştırma yöntemi yenilenebilir sıvı yakıtların üretilmesi sürecinde önemli bir basamaktır ve kısa vadede bu teknolojinin geliştirilmesi önceliklendirilmelidir. Enerji yoğunluğu yüksek yakıtların üretilebilmesi için elektrolizörler kilit bir rol oynayacaktır. Dolayısıyla enerji verimliliği yüksek olması

nedeniyle özellikle katı oksit yakıt pillerinin ticarileşmesi önem kazanmaktadır. Uzun vadede biyokütle kaynaklarının kullanımı sınıra ulaştığında karbon yakalama teknolojisi de önem kazanacaktır [87].

Mathiesen ve diğerleri akıllı enerji sistemi yaklaşımıyla, en ekonomik ve en verimli enerji sistemine nasıl ulaşılabileceğini açıklamışlardır [90]. Sabit elektrik, ısıtma ve ulaşım talebinin farklı enerji sistemi konfigürasyonları ile karşılandığı senaryolardan yararlandıkları çalışma sonucunda;

- Elektrik üretim santralleri kojenerasyon santralleriyle yer değiştirdiğinde, geleneksel enerji sistemi ile aynı miktarda yakıt kullanılmasına rağmen oluşan atık ısı, ısıtma talebini karşıladığı için kazanlarda daha az yakıt kullanıldığından, enerji sisteminin verimliliğinde artış görüldüğü,
- Yakıt kazanlarının yerine ise büyük ısı pompaları kullanılmasıyla az miktarda da olsa birincil enerji kullanımında azalma olduğu,
- Elektrik şebekesinin kojenerasyon tesisleri ve büyük ısı pompalarıyla bölgesel ısıtma/soğutma sistemlerine entegre olduğu, bununla birlikte ısı depolama birimlerinin kullanıldığı durumda, dalgalı elektrik santrallerinin elektrik talebinin %50'sine kadar karşılayabildiği,
- Coğrafi bilgi sistemleri temelli yapılan analizlerde Danimarka'da ısı talebinin %63-73'ünün bölgesel ısıtma sistemleriyle karşılanabileceği,
- Avrupa genelinde binaların yalıtımıyla %50'ye kadar ısı kazanımı sağlanabileceği, bu sayede de 4. nesil ısıtma ve soğutma sistemlerinin daha uygulanabilir olacağı,
- Elektrikli araçların verimliliklerinin yüksek olması ve akıllı şarj yöntemleriyle dalgalı elektrik santrallerinin entegrasyonunu kolaylaştırması nedeniyle, %100 yenilenebilir enerji sistemleri planlanırken, araçların mümkün olduğunca elektrikli tercih edilmesi,
- Ulaşım sektöründe elektrikli hale getirilemeyeceği öngörülen tırlar, uçaklar, gemiler gibi taşıtlar için enerji yoğunluğu hidrojen ve yenilenebilir karbon kaynağı kullanılarak üretilen elektroyakıtların kullanılması,
- Şarj-deşarj verimlilikleri düşük ve birim maliyetlerinin yüksek olması sebebiyle elektrik depolama birimleri mümkün olduğunca az kullanılması,

- Batarya yatırımı yapmaktansa, Şebekeye bağlı haldeki elektrikli araçların bataryalarından yararlanmanın çok daha ekonomik bir yöntem olduğu,
- Anlık olarak talepten fazla üretilen elektriğin sektör birleşimi aracılığı ile ısıya, sıvı ya da gaz yakıtı dnŐtrlp depolanması,

nerilmektedir [90].

3. LİTERATÜR ÖZETİ

%100 yenilenebilir enerji sistemi çalışmaları incelendiğinde konseptin tanımı üzerinde tam olarak bir anlaşma sağlanmadığı görülebilir. Araştırmaların bir bölümü yalnızca elektrik sistemi ile sınırlıyken, bir bölümü de ısıtma/soğutma, ulaşım, endüstri gibi diğer alt sektörleri de ekleyerek tüm enerji sistemini kapsamaktadır. Bunun yanında coğrafi ölçek olarak adaları, şehirleri, eyaletleri, ülkeleri, kıtaları ve tüm dünyayı kapsayan çalışmalar bulunmaktadır [91]. Burada, tezin amacına uygun olarak; eyalet veya ülke boyutunda; en az elektrik, ısıtma/soğutma ve ulaşım sektörlerini kapsayan ve en fazla saatlik çözünürlükte üretim ve tüketim dengesini sağlayan çalışmalar ele alınmıştır. Türkiye için tüm enerji sektörünü kapsayan ve sıfır salıma ulaşan bir çalışma bulunamadığı için elektrik sisteminde CO₂ salımlarının azaltılmasıyla ilgili senaryolar içeren çalışmalar dahil edilmiştir.

Lund (2007), sürdürülebilir kalkınma hedeflerinin talep tarafında enerji kazanımlar, üretim tarafında verimlilik artışları ve fosil yakıtların yenilenebilir enerji ile yer değiştirmesini kapsadığını belirterek, Danimarka için %100 yenilenebilir enerji sistemi planlamıştır [28]. Çalışmada EnergyPLAN modeli kullanılmıştır. Öncelikle farklı kaynaklardan yararlanarak, Danimarka'nın yenilenebilir enerji potansiyeli çıkarılmış, enerji politikaları ve hedefleri göz önünde bulundurularak 2020 yılı için referans enerji sistemi oluşturulmuştur. Bu senaryo büyük oranda fosil yakıtların kullanımına dayanmakta ve sürdürülebilir enerji sistemine geçişte başlangıç olarak kullanılmaktadır. Sürdürülebilir kalkınma yaklaşımıyla elektrik ve ısı talebinde %10 kazanım gerçekleştiği, kojenerasyon birimlerinin yaygınlaştığı ve toplam (ısı+elektrik) verimliliğinin %90'a çıktığı, birincil kaynak olarak yenilenebilir kaynakların kullanıldığı varsayılmıştır. Ulaşım sektöründe araçlar batarya elektrikli ve hidrojen kullanan yakıt pilli araçlara dönüştürülmüştür. Isıtmada kojenerasyon birimlerinin ve ısı pompalarının, hidrojen üretiminde de elektrolizörlerin dalgalı elektrik üretimine uygun olarak esnek çalıştığı kabul edilmiştir. Enerji sistemindeki değişim yalnızca birincil enerji kaynak kullanımındaki azalmaya göre değerlendirilmiş, ekonomik analiz yapılmamıştır. Sonuç olarak %100 yenilenebilir enerji sistemine ulaşabilmek için kojenerasyon birimleri, ısı pompaları ve elektrolizörlerin sağladığı esnekliğin önemine vurgu yapılmıştır.

Lund ve Mathiesen (2009) tarafından, Danimarka için 2030 ve 2050 yıllarına yönelik enerji sistemleri incelenmiş ve %100 yenilenebilir enerjiye geçiş için bir yol haritası oluşturulmuştur [29]. Danimarka parlamentosu 2006 yılında uzun vadeli enerji dönüşümü hedeflerinin fosil yakıtlardan ve nükleer güçten tamamen vazgeçmek olduğunu açıklamıştır. Danimarka Mühendisler Birliği (IDA) öncülüğünde 1600'den fazla kişinin katılımıyla 40'tan fazla seminerde Danimarka'da enerji sisteminin geleceği tartışılmış ve bir plan oluşturulmuştur. 2030 yılı için belirlenen hedefler enerji tedarikinin güvenliğinin sağlanması, karbon salımlarının 1990 yılına göre %50 azaltılması, yeni iş yaratılması ve enerji sektöründe ihracatının 4 katına çıkarılmasıdır. Enerji sistemlerinin planlanmasında, EnergyPLAN programı kullanılmış ve çalışmalar sürerken modelin yeni versiyonu geliştirilmiştir. Yöntem olarak öncelikle şimdiki enerji politikalarının ve enerji planlama yönteminin değişmediği varsayılarak 2030 yılı için referans bir enerji sistemi tasarlanmıştır. Ardından IDA olarak bu planın geliştirilmesi için IDA 2030 senaryosu oluşturulmuştur. Son olarak IDA 2030'dan 2050'de %100 yenilenebilir enerji sistemine geçiş için biyokütleyle dayanan, rüzgâr enerjisine dayanan ve birleşim olarak üç adet senaryo incelenmiştir. Biyokütle senaryosunda çok yüksek oranda biyokütle kullanıldığı için bu seviyeye ulaşılmayabileceği düşünülerek öncelikle rüzgâr kurulu gücü artırılmıştır. Ancak rüzgâr senaryosunda ise hidrojen üretiminin yüksek oranda artmasını gerektirdiğinden bileşke senaryosu oluşturulmuştur. Senaryolarda yalnızca birincil enerji kullanımı ve CO₂ salımlarındaki değişim incelenmiş, enerji sistemi maliyetleri hesaplanmamıştır. Sonuç olarak Danimarka için 2050 yılında %100 yenilenebilir enerji sisteminin teknik olarak uygulanabilir olduğu ancak %100 yenilenebilir enerji sistemini tasarlamamanın çok karmaşık bir süreç olduğu ve birçok senaryonun geliştirilerek öneriler geliştirilmesi gerektiği belirtilmiştir.

Conolly ve diğerleri (2011), İrlanda'nın %100 yenilenebilir enerji sistemi için teknik analizler gerçekleştirmişlerdir [32]. Analizler elektrik, ısıtma, ulaşım gibi tüm enerji sektörlerini içermektedir. Enerji sisteminin planlanması için birçok yazılım incelenmiş ve EnergyPLAN'ın en uygun yazılım olduğu sonucuna ulaşılmıştır. Buradaki en önemli sebep sektör entegrasyonlarının modele dahil olması ve tüm enerji sektörlerini kapsayan bir model olmasıdır. Çalışmada 2007 referans enerji sisteminden yola çıkarak hepsi %100 yenilenebilir enerjiye ulaşan 4 farklı senaryo tanımlanmıştır. Bu senaryolar, Biyokütle Enerji Sistemi, Hidrojen Enerji Sistemi, Elektrik Enerji Sistemi ve bu üç enerji

sisteminden yola çıkarak oluşturulan birleşim senaryosudur. Birleşim senaryosunda en fazla rüzgâr santralinin entegre olabildiği ve en yüksek verimli enerji sistemine ulaşılacak hedeflenmiştir. Bunun için fazla elektrik üretimi ile birincil enerji kaynağı kullanımındaki değişimler incelenmiş, ekonomik bir analiz gerçekleştirilmemiştir. Rüzgâr enerjisini entegre etmede en zayıf senaryo, elektrikli araçlar ve elektrolizörler içermediği için Biyokütle Enerji Sistemi olmuştur. Sonuç olarak İrlanda için %100 yenilenebilir enerjinin uygulanabilir olduğu ve bu hedefe birden fazla yolla da ulaşabileceği gösterilmiştir.

Mathiesen ve diğerleri (2011), Danimarka'nın %100 yenilenebilir enerjiye geçişini 2015, 2030 ve 2050 yılı için oluşturdukları senaryolar aracılığıyla planlamışlardır [30]. Analizler EnergyPLAN yazılımı üzerinde gerçekleştirilmiştir. Öncelikle Danimarka Enerji Ajansı (DEA)'nın 2015 ve 2030 için hazırladığı, mevcut politikaları yansıtan senaryolar benzer bir şekilde 2050'ye kadar uzatılmış ve bu senaryolar referans kabul edilmiştir. Danimarka'nın sahip olduğu biyokütle potansiyeli çeşitli kaynaklardan derlenip senaryolar bu sınırlara göre oluşturulmuştur. Referans sistemlerden IDA senaryolarına geçişte teknolojiler ve düzenlemeler sırayla eklenmiş, bu değişikliklerin birincil enerji kaynağı kullanımına olan etkisi incelenmiştir. Geçişte öncelikle üretim ve tüketim arasında dengesizlik oluşmasına izin verilmiş ve fazla üretilen elektriğin ihraç edilebildiği varsayılmıştır. İkinci aşamada kojenerasyon birimlerine ısı depolama eklenmiş ve kojenerasyon birimleri dengelemeye katılarak esnek çalışacak şekilde modellenmiştir. Ardından bölgesel ısıtmada kullanmak ve sistemin esnekliğini artırmak amacıyla büyük ısı pompaları dahil edilmiştir. 2015 senaryosunda değişiklikler bununla sınırlıyken 2030 senaryosunda geleneksel elektrik yükünün %15'inin talep tarafı yönetimine katıldığı kabul edilmiştir. Ardından elektrikli araçlar akıllı şarj yöntemiyle enerji sistemine eklenmiş ve kojenerasyonun yakıt pilleri ile sağlanacağı varsayılmıştır. 2050 senaryosunda ise ulaşımda yakıt olarak kullanılacak olan hidrojenin üretilmesi için elektrolizörler eklenmiştir. Referans ve IDA senaryolarının enerji sistem maliyetleri farklı yakıt ve CO₂ fiyatlarına göre karşılaştırılmıştır. Referans senaryolardan IDA senaryolarına geçişte hava kirliliğinin ne kadar önlenebileceği ve bunun sağlık maliyetlerini ne kadar azaltacağı hesaplanmıştır. Sonuç olarak biyokütle kaynaklarının kullanımı, elektrolizör ile hidrojen üretimi ve enerji sisteminin elektrifikasyonu arasında bir denge bulunması gerektiği, aksi takdirde biyokütle kaynaklarının yetersiz olabileceği belirtilmiştir.

Krajacic ve diğ erleri (2011), Hırvatistan'ın enerji sisteminin enerji güvenliğini artırmak ve sürdürülebilir bir enerji sistemi geliştirebilmek için, EnergyPLAN üzerinde analizler gerçekleştirmişlerdir [38]. Analizlerde hem teknik hem de market analiz yöntemi uygulanarak karşılaştırma yapılmıştır. Öncelikle 2008 yılı için, mümkün olduğunca gerçek verilere dayanan, referans senaryo oluşturulmuş, bu senaryonun gerçek enerji sistemini oldukça yakın doğrulukta temsil edebileceği görüldükten sonra, Hırvatistan'ın resmi enerji hedeflerine uygun olarak, 2020 senaryosu oluşturulmuştur. 2020 senaryosu baz alınarak %100 yenilenebilir enerji sistemi senaryosuna geçiş sağlanmıştır. Senaryolarda dalgalı yenilenebilir enerji kaynaklarının entegrasyonuna ve enerji depolama birimlerinin bu entegrasyona olan katkılarına dikkat çekilmiştir.

Cosic ve diğ erleri (2012), EnergyPLAN yazılımı kullanılarak, Makedonya için 2030 yılında %50 ve 2050'de %100 yenilenebilir enerji sistemine geçişi planlamıştır [35]. 2030 için oluşturulan referans senaryo, daha önce gerçekleştirilmiş 2007 ve 2020 senaryoları ve Makedonya enerji stratejisine dayanarak oluşturulmuştur. Elektrik talebinin yılda %2,11 artacağı kabul edilmiştir. Ardından bu senaryo, 2030 için %50 yenilenebilir enerji senaryosuna evrilmiştir. Her senaryo için enerji talepleri bireysel, endüstri ve ulaşım olarak ayrı ayrı değerlendirilmiş, talep artışlarının azaltılabilmesi için ayrı ayrı kabuller yapılmıştır. Enerji sistemi kapalı sistem olarak kabul edilmiş ve diğ er ülkelerle elektrik ithalat/ihracatına izin verilmemiştir. Elektriğ in her saat için en az %30'unun, yan hizmetlere katılabilen ve dengeleme hizmeti verebilen santrallerden geldiğ i kabul edilmiştir. Senaryolarda optimizasyon, birincil enerji kullanımına göre yapılmıştır ve yalnızca operasyonel maliyetler kullanılarak senaryolar karşılaştırılmıştır. Ekonomik değerlendirmede yatırım maliyetleri, kapsama dahil edilmemiştir. Sonuç olarak, hem %50 hem de %100 yenilenebilir enerji senaryoları, Makedonya için uygulanabilir gözükmetedir, ancak biyokütle kullanımı özellikle 2050 senaryosunda oldukça yüksek seviyelere çıkmıştır. Bu nedenle enerji taleplerinin düşürülmesiyle kurulması gereken üretim santrallerinin de kapasitesi azalacağından, ulaşılması daha kolay bir hedef ortaya çıkabilir.

Connolly ve Mathiesen (2014), İrlanda için %100 yenilenebilir enerji sistemine geçişi sosyoekonomik açıdan incelemiştir [33]. Çalışmada EnergyPLAN modeli kullanılmıştır. Öncelikle İrlanda Enerji Otoritesi tarafından resmi olarak kabul edilen 2020 hedeflerinden yola çıkarak referans enerji sistemi oluşturulmuştur. Ardından doğrudan %100 yenilenebilir senaryolar oluşturmak yerine %100 yenilenebilir enerji sistemine alt sektörlerin tek tek dönüşümüyle ulaşılmıştır. Mevcutta İrlanda'da hiç bölgesel ısıtma şebekesi bulunmadığından ısı yoğunluğu haritasına dayanarak referans sistemindeki ısıtma talebinin %37'si bölgesel ısıtma ile sağlanmıştır. Ardından bölgesel ısıtmanın uygulanamayacağı kırsal bölgelerde ısıtma ısı pompalarıyla sağlanmıştır. Daha önceki çalışmalarda her saat için elektriğin en az %30'unun kojenerasyon birimleri ya da merkezi santrallerden sağlanması koşulu sifıra çekilmiştir. Bunu takiben elektrik talebinin %10'u talep tarafı yönetimiyle kontrol edilebilir varsayılmış ve araçların %80'i elektrikli araca dönüştürülmüştür. Elektrikli araca dönüştürülemeyen ulaşım talebi için sentetik metanol ve DME üretilmesi aşaması eklenmiştir. Son olarak da endüstri ve elektrik santrallerinde kullanılmak üzere sentetik sentez gazı üretimiyle %100 yenilenebilir enerji sistemine ulaşılmıştır. Elektrik üretimi ısı pompaları ve elektrikli araçların kullanılmasıyla %50 oranında artarken sentetik yakıtların kullanılmasıyla %400 artış gerçekleşmektedir. Esneklik üretim santrallerinden talep tarafına kaymıştır. Birincil enerji kullanımı %100 yenilenebilir enerji sisteminde referans sisteme göre yalnızca %2 fazladır. 2050 varsayımlarına göre enerji sistem maliyeti elektrikli araçların eklenmesiyle en düşük seviyeye inmekte ancak sentetik yakıtların kullanılmasıyla tekrar referans enerji sistemi maliyetine ulaşmaktadır. Sonuç olarak enerji talepleri değişmediği sürece İrlanda'da bugünkü sistemle neredeyse aynı maliyete %100 yenilenebilir enerji sistemine geçmek mümkündür. Dönüşüme bölgesel ısıtma ve ısı pompaları kullanarak başlanması önerilmektedir.

Child ve Breyer (2016), Finlandiya'nın 2050'de sera gazı salımlarını sifıra indirebileceği, yenilenebilir enerji kaynaklarının yanında nükleer santrallerin de kullanıldığı, 11 senaryo tanımlamıştır [31]. Analizler EnergyPLAN modeli üzerinde gerçekleştirilmiş ve akıllı enerji sistemleri yaklaşımıyla, enerji sektörünün tamamı güçlü sektör entegrasyonlarıyla modellenmiştir. Teknik ve ekonomik varsayımlarda tam anlamıyla şeffaflık, çalışmanın amaçlarından biri olmuştur. Öncelikle 2012 yılı gerçek enerji üretim ve tüketim değerleri kullanılarak, referans enerji sistemi oluşturulmuş ve modelin Finlandiya enerji sistemini

gerçeğe çok yakın olarak temsil edebildiği gösterilmiştir. Ardından daha önce yapılmış çalışmalara dayanarak 2020 referans senaryosu ve geniş çapta bu senaryoya dayanan 2050 referans senaryosu oluşturulmuştur. 2050 yılı için sera gazı üretmeyen alternatiflerin değerlendirildiği 8 senaryo, %100 yenilenebilir ya da yenilenebilir+nükleer seçeneklerinin farklı oranlarda biyokütle ve nükleer enerji kullanımına göre, sınıflandırılmıştır. Nükleer santrallerin senaryolara dahil edilmesinin sebebi, halen inşa aşamasında olan ya da ömrü tamamlanmasına rağmen yeni reaktörlerle çalışmasına devam edecek olan santrallerin bulunmasıdır. Bu senaryolar optimize edilirken, en düşük enerji sistem maliyetlerine ulaşmak hedeflenmiş ve senaryolar kendi aralarında yıllık yakıt kullanım miktarları, elektrik üretim miktarları, yıllık enerji sistem maliyetlerine göre karşılaştırılmıştır. Ayrıca kabul edilen yatırım ve işletme maliyetlerine dayanarak elektrik üretim santrallerinin seviyelendirilmiş enerji maliyetleri de hesaplanmıştır. Sonuç olarak %100 yenilenebilir enerji seçeneği, en uygun maliyetli senaryo olmuştur ve Finlandiya'nın enerji geleceğinde maliyet açısından rekabetçi bir seçenek olarak durmaktadır.

Child ve diğerleri (2019), İskoçya'nın enerji dönüşümünü incelemek amacıyla 2030 ve 2050 yılları için toplam 4 adet senaryo oluşturarak, EnergyPLAN yazılımı üzerinde analizler gerçekleştirilmiştir [36]. 2030 yılı için, İskoç hükümetinin resmi enerji strateji belgesine dayanarak referans senaryo ve 3200 MW'lık nükleer enerji santralının devreye alındığı Hinkley senaryosu, 2050 yılı için ise referans senaryo olarak kabul edilen ve resmi ülkenin resmi hedefini yansıtan %75 yenilenebilir senaryo ve %100 yenilenebilir senaryoları oluşturulmuştur. %75 yenilenebilir senaryoda özellikle ulaşımda elektrikli araçların akıllı şarj yöntemlerine odaklanılmıştır. 2050 senaryolarında nükleer santral yer almamış, %100 yenilenebilir senaryoda elektrikli araçların yanında uçak, gemi, tır gibi araçlar için sentetik yakıtlar üretildiği varsayılmıştır. Senaryolar, birincil enerji tüketimleri, nihai enerji tüketimleri, yıllık enerji sistemi maliyetlerine göre karşılaştırılmıştır. Buna göre yıllık enerji sistem maliyetleri ve birincil enerji kullanımı en düşük senaryo %100 yenilenebilir enerji senaryosu olurken, en çok elektrik tüketiminin yaşandığı senaryo da aynısı olmuştur. Tüm senaryolar için, enerji dönüşümü sırasında yaratılacak, yeni iş olanakları da araştırılmıştır. Sonuç olarak İskoçya'nın 2050 yılında %100 yenilenebilir enerjiye ulaşması, teknik ve ekonomik anlamda uygulanabilir bulunmuştur. Hinkley Nükleer santralinden sağlanması hedeflenen baz yükün, daha

düşük maliyetle yenilenebilir kaynaklarla ve depolama teknolojileriyle sağlanabileceği gösterilmiştir.

Hansen ve diğerleri (2019), Almanya'nın enerji sisteminde alt sektörleri adım adım dönüştürerek, 2050 yılında %100 yenilenebilir senaryolara ulaşımlardır [37]. Analizlerde EnergyPLAN modeli kullanılmış ve 2015 yılı için gerçek verilere dayanarak, referans enerji sistemi oluşturulmuştur. 2050 referans enerji sistemi oluşturulurken, büyük oranda 2015 enerji sisteminden yararlanılmış, enerji talepleri aynı kabul edilirken nükleer santrallerin yerine termik santraller eklenmiştir. Öncelikle ısıtma sektöründe binalarda ne kadar ısı kazanımı yapılırsa enerji sistem maliyetinin en aza ineceği, farklı bölgesel ısıtma yaygınlaşma senaryolarına göre incelenmiş ve %50 oranında ısıtma talebinin düşürülmesi gerektiğine ulaşılmıştır. Benzer bir şekilde bölgesel ısıtma şebekesinin yaygınlaşması incelenmiş ve enerji sisteminin en düşük olduğu oranın %30 olduğu sonucuna ulaşılmıştır. Bölgesel ısıtmanın bulunmadığı bölgeler için, ısı pompaları, biyokütle kazanları ve elektrikli ısıtma seçenekleri birincil enerji kaynağı kullanımları ve enerji sistem maliyetleri açısından karşılaştırılmıştır. Isı pompalarının, hem yüksek verimlilikleri sayesinde en düşük birincil enerji kaynağı kullanımına neden olmaları, hem de enerji sistem maliyetleri açısından en iyi seçenek olduğu sonucuna ulaşılmıştır. Endüstri sektörünün dönüşümü için biyoenerji ve elektrifikasyona dayanan iki senaryo oluşturulmuştur. Elektrifikasyon senaryosu, daha yüksek CO₂ salımına, daha yüksek birincil enerji kaynağı kullanımına ve enerji sistem maliyetlerine neden olmasına rağmen, biyoenerji kullanıldığında biyokütle potansiyeli tüketilmiş olduğundan, elektrifikasyon senaryosu tercih edilmiştir. Ulaşım sektöründe ise, öncelikle araçların %85'i elektrikli araçlarla değiştirilmiş ve ardından geri kalan ulaşım talebinin karşılanması için, 2. nesil biyoyakıtlar, hidrojen, biyoelektroyakıtlar, CO₂-elektroyakıtlar ve elektrik olmak üzere beş senaryo oluşturulmuştur. Son aşamada elektrik sektöründe fosil yakıt kullanan santraller yenilenebilir enerji santralleri ile değiştirilmişlerdir. Sonuç olarak sınırlı biyokütle kaynaklarının göz önünde bulundurulduğunda %100 yenilenebilir enerji sistemine ulaşmada enerji kazanımlarının önemi vurgulanmıştır.

Jacobson ve diğerleri (2015), Amerika Birleşik Devletleri (ABD)'nde bulunan 50 eyalet için, yalnızca rüzgâr, su ve güneş ışığından yararlanan, %100 yenilenebilir enerji planları

gerçekleştirmişlerdir [40]. Çalışmada iklim değişikliğinin yanında hava kirliliğine sebep olan salımların da tamamen ortadan kaldırılması hedeflendiğinden, fosil yakıtların dışında biyokütle kaynaklı (biyoyakıt, elektroyakıt vb.) herhangi bir yakıt da kullanılmamıştır. Doğrudan elektrifikasyonun tüm sektörlerde mümkün olduğunca genişletilmesi, bunun başarılmadığı durumlarda yenilenebilir hidrojen kullanılması hedeflenmiştir. Üretim ve tüketim arasındaki dengeleme için, yazarların geliştirdiği, LOADMATCH programı kullanılmış ve 2050-2055 yılları arası 30 s. aralıklarla rüzgâr ve güneş enerjisi üretimindeki tüm dalgalanmalara rağmen, elektrik şebekesinin güvenilirliğinde sorun çıkmadığı gösterilmiştir. 2050 yılı için, mevcut politikalar senaryosu ve %100 yenilenebilir enerji senaryosu oluşturulmuştur, tüm alt sektörlerinde enerji talepleri, mevcut politikalar ve %100 yenilenebilir senaryo için hesaplanmıştır. %100 yenilenebilir senaryoda, elektrik talebi artarken toplam enerji talebi enerji verimliliği artışıyla birlikte düşmektedir. Senaryolar tamamlandığında üretim santrallerine ait seviyelendirilmiş enerji maliyetleri hesaplanmıştır. Küresel ısınma ve hava kirliliğinin çevreye verdiği zararların maliyeti de dışsal maliyet olarak hesaba katıldığında yenilenebilir enerji santralleri maliyetleri geleneksel üretim santrallerinin çok altında kalmıştır. Son olarak, %100 yenilenebilir sisteme geçişte ne kadar iş olanağı yaratılacağı, mevcuttaki işlerin ne kadarının ortadan kalkacağı ve kurulması gereken santrallerin ABD coğrafyasında ne kadar yer kaplayacakları hesaplanmıştır. Jacobson ve diğerleri (2016) ABD geneline uyguladıkları %100 yenilenebilir enerji sistemi planlama yönteminin aynısını Washington eyaleti için tekrarlamışlardır [41].

Osoria-Aravena ve diğerleri (2020), LUT Enerji Sistemi Modeli kullanarak, Şili'nin enerji sisteminin 2015 ile 2050 arasında dönüşümünü planlamışlardır [47]. 2015'ten başlayarak, 5 yıl aralıklarla optimum enerji sistem maliyetine sahip enerji sistemleri bulunmuş, bu şekilde 2050'de %100 yenilenebilir enerji sistemine ulaşılmıştır. Modelde, enerji sistemi içerisinde 108 farklı teknoloji aynı anda kullanılmıştır ve 2050'de en düşük enerji sistem maliyetine sahip tek bir senaryoya ulaşılmıştır. 2050 yılına kadar her adım için, saatlik talep profilleri oluşturulmuş, enerji talepleri artışları için ayrı ayrı varsayımlar gerçekleştirilmiş, toplam enerji talebinin yıllık ortalama %0,5 artış gösterdiği kabul edilmiştir. Elektrik talebi haneler, ticaret ve kamu ile endüstri olmak üzere üç gruba; ısı talebi ortam ısıtması, sıcak su talebi, endüstriyel süreçlerin ihtiyaç duyduğu ısı ve yemek pişirme için biyokütle olmak üzere dört gruba; ulaşım talebi de yol, demir yolu, deniz

ulaşımı ve havacılık olmak üzere dört gruba ayrılarak incelenmiştir. Enerji dönüşümü boyunca birincil enerji kullanımı benzer seviyelerde seyrederken, 2050 yılında 2015 yılına göre yaklaşık 40 TWh daha az birincil enerji kaynağı kullanılmıştır. 2050’de birincil enerji kaynağının %78’i yenilenebilir elektrikten karşılanmıştır. Ulaşım sektöründe akıllı şarj yöntemleri kullanılmamıştır. Yenilenebilir elektrik kullanımı gerektirdiğinden tuzdan arındırma talebi de enerji sistemine dahil edilmiştir, ancak bataryalarla esneklik yaratmak daha ucuz olarak değerlendirildiğinden, tuzdan arındırma sistemleri esnekliğe katkı sağlamadığı düşünülmüştür. 2050 yılında yıllık enerji sistemi maliyetinin (12,5 milyar €) 2015 yılına göre (16,3 milyar €) daha düşük olduğu görülmüştür. Maliyetler operasyonel yakıt maliyetlerinden yatırım maliyetlerine kaymıştır. Tüm sektörleri kapsayacak şekilde üretim santrallerinin kurulu gücünün %50’si güneş enerjisi santrallerinden ve %28’i rüzgâr enerjisi santrallerinden oluşmuştur. LUT Enerji Sistemi Modeli kullanarak elektrik, ısı, ulaşım ve endüstri sektörlerinin tamamını kapsayan çalışmalar Finlandiya [44], Kazakistan [45] ve Türkmenistan [46] için tekrarlanmıştır.

Lawrenz ve diğerleri (2018), 2050 yılı için Hindistan enerji sistemini incelemişlerdir [49]. Enerji sisteminin tamamının incelendiği çalışmada senaryolar GENeSYS-MOD yazılımı üzerinde modellenmiştir. Öncelikle Hindistan’ın enerji durumu ve enerji ile ilgili gelecek stratejileri detaylı olarak incelenmiş, literatüre dayanarak yenilenebilir kaynakların potansiyelleri çıkarılmıştır. Hindistan üzerinde enerji kaynaklarının ve enerji tüketiminin coğrafi olarak dağılımı çeşitlilik gösterdiğinden, ülkedeki her bir eyalet ayrı ayrı, toplamda on bölge olacak şekilde modellenmiştir. Mevcut Politikalar, yalnızca sınırlı salımlar ve %100 Yenilenebilir Enerji başlıklarında üç adet senaryo oluşturulmuş, tüm senaryolarda beş yıl arayla enerji sistemindeki dönüşüm, en uygun iskonto edilmiş maliyete göre optimize edilmiş enerji sistemleri üzerinden gösterilmiştir. Mevcut Politikalar senaryosu IEA’nin yeni politikalar senaryosuna dayanmaktadır ve herhangi bir emisyon sınırı oluşturulmamıştır. Yalnızca Sınırlı Salımlar senaryosu IEA’nin Hindistan için daha önce oluşturduğu, sürdürülebilir kalkınma ya da 450 ppm olarak adlandırdığı senaryoya dayanmaktadır. Küresel ortalama sıcaklık artışının 2 °C’de sınırlandırılacağı varsayılan senaryoda, Hindistan için 2020-2050 arası, 118 Gton karbon bütçesi sınırlandırılması tanımlanmıştır. %100 Yenilenebilir Senaryoda, 2050 yılında yalnızca yenilenebilir kaynakların kullanılacağı ve 2020-2050 arası, 1,5 °C küresel

ısınmaya denk gelecek şekilde, toplam 60 Gton karbon bütçesi kullanılabilir şekilde sınırlamalar getirilmiştir. Toplam iskonto edilmiş maliyetlere bakıldığında en uygun maliyetli senaryo Mevcut Politikalar senaryosu olurken, Yalnızca Sınırlı Salımlar senaryosu %2 ve %100 Yenilenebilir Enerji senaryosu %9 daha yüksek maliyete sahiptir. Sonuç olarak 2050 yılında %100 yenilenebilir bir enerji sistemine ulaşmanın, teknik ve ekonomik olarak ulaşılabilir bir hedef olduğu ancak bu süreçte sosyal, politik ve ekonomik engellerin de dikkatlice yönetilmesi gerektiği vurgulanmıştır.

Sarmiento ve diğerleri (2019), dünyanın en büyük fosil yakıt üretici ve tüketicilerinden olan, aynı zamanda geniş yenilenebilir enerji potansiyeline sahip, Meksika'nın 2050 yılına kadar enerji dönüşümünü dört farklı senaryoda incelemişlerdir [48]. Analizler GENeSYS-MOD modeli üzerinde gerçekleştirilmiştir. Meksika'nın 2050 yılına kadar iklim hedefleri, sera gazı salımlarını 2000 yılına göre %50 azaltmayı hedeflemekte ve elektriğin %50'sinin yenilenebilir kaynaklardan karşılanması için enerji politikaları bulunmaktadır. Hiçbir kısıtlamanın uygulanmadığı senaryo mevcut politika senaryosu olarak belirlenmiş, yenilenebilir enerji hedefi "ulusal hedefler" ve iklim hedefleri "iklim amaçları" adı altında senaryolaştırılmıştır. Bunların yanında bir senaryo da 2050'de tüm enerji sektörünün sera gazı salımını sıfıra indirecek şekilde "%100 Yenilenebilir" senaryo olarak tanımlanmıştır. Meksika'da mevsimsel koşullardan dolayı, ortam ısıtmasına ihtiyaç duyulmadığından, ısıtma yalnızca endüstriyel talebi karşılayacak şekilde sınırlandırılmıştır. Meksika'nın enerji talepleri dokuz bölgeye ayrılarak senaryolar çalıştırılmıştır. Senaryoların her biri için 2015-2050 yılları arası beş yıllık aralıkla belirlenen kısıtlamaları da göz önünde bulundurarak iskonto uygulanmış en uygun sistem maliyetine ulaşmak amacıyla optimizasyon gerçekleştirilmiştir. Toplam elektrik üretimi seviyeleri incelendiğinde, %100 Yenilenebilir senaryo dışındaki üç senaryo arasında neredeyse fark olmadığı görülmüştür. Güneş enerjisi tüm senaryolarda en çok kullanılan kaynak olurken, %100 Yenilenebilir senaryoda elektriğin %75,4'ü güneş enerjisinden sağlanmaktadır. Dokuz bölgeden de en çok güneş enerjisinden yararlanan bölgeler, kuzey bölgeler olarak gerçekleşmiştir. Senaryolar dışında enerji sisteminin tüm sektörleri için, %100 Yenilenebilir enerjiye geçişte toplam maliyetin nasıl değiştiği incelenmiştir. Yenilenebilir oranı, %0'dan %100'e %5'lik basamaklarla artırılması sonucunda, endüstriyel ısı hariç diğer tüm sektörlerde, minimum maliyet %100'e yakın noktalarda oluşmuştur. Sonuç olarak mevcut yenilenebilir enerji ve iklim politikaların teknolojilere

ait maliyet projeksiyonlarıyla zaten kendiliğinden gerçekleşebileceği görülmüştür. %100 Yenilenebilir enerji sistemine ise, mevcut politikalara göre %6,09 fazla maliyetle ulaşılabileceği sonucuna ulaşılmıştır.

Kılıçkaplan ve diğerleri (2017) Türkiye'nin elektrik, tuzdan arındırma ve endüstrinin enerji dışı gaz talebinin 2050 yılında %100 yenilenebilir kaynaklardan sağlanabilmesi için gerekli olan enerji dönüşümünü planlamışlardır [42]. Analizlerde LUT Enerji Sistemi Modeli kullanılmıştır. Elektrik sektörü senaryosu ve tuzdan arındırma ile enerji dışı endüstri gaz talebinin dahil edildiği entegre senaryo olmak üzere iki senaryo oluşturulmuştur. Enerji kaynaklarının ve taleplerinin dağılımları farklı olduğundan Türkiye yedi coğrafi bölgeye ayrılarak incelenmiştir. 2015-2050 yılları arası beş yıl arayla enerji sistemi için en düşük maliyetli sonuç bulunmuş ve en uygun enerji dönüşümünün en düşük maliyetli sistemler üzerinden gerçekleşeceği varsayılmıştır. Bölgeler arası elektrik alışverişine herhangi bir limit olmadan izin verilmiştir. Kişi başına düşen elektrik yükü 2050 yılında AB ülkelerinin bugünkü ortalama elektrik tüketimine eşit olacağı varsayılarak 6036 kWh olarak kabul edilmiş, Dünya Bankası 2050 yılı Türkiye nüfusu projeksiyonu kullanılarak, toplam elektrik yükü 269 TWh olarak hesaplanmıştır. Yenilenebilir enerji potansiyelleri, biyokütle için literatürden derlenmiş, güneş ve rüzgâr enerjisi verileri $0,45^{\circ} \times 0,45^{\circ}$ çözünürlükte kullanılmıştır. Sonuçta birincil enerji kaynağı, büyük oranda güneş enerjisi santralleri tarafından sağlanan bir elektrik sistemine ulaşılmıştır. Enerji depolama olarak en büyük kapasite gaz depolama birimlerine aitken, bataryalar da yaygın şekilde kullanılmıştır. Güneş ve rüzgâr santrallerinin rekabetçi fiyatları toplam sistem seviyelendirilmiş enerji maliyeti (LCOE)'nin neredeyse sabit kalmasını sağlamıştır. Sektör entegrasyonu toplam sistem LCOE'sini %8,1 oranında azalmasını sağlamıştır. Ancak çalışmada ısıtma/soğutma, endüstriyel enerji sistemi ihtiyacı ve ulaşım gibi sektörler kapsam dışı bırakılmıştır.

SHURA Enerji Dönüşüm Merkezi'nin hazırladığı raporda, 2030 yılına kadar çeşitli senaryolarla elektrik sisteminin karbonsuzlaşma seçenekleri incelenmiştir [92] ancak elektrik sistemindeki yenilenebilir enerji oranı en fazla %51,5 ile dengeli politikalar senaryosunda oluşmuştur. %100 yenilenebilir enerjiye ulaşan herhangi bir senaryo

oluşturulmamasının yanında; ısıtma/soğutma, ulaşım, endüstri gibi sektörlerdeki enerji dönüşümü incelenmemiştir.

Sabancı Üniversitesi İstanbul Uluslararası İklim ve Enerji Merkezi (IICEC) tarafından hazırlanan “Turkey Energy Outlook 2020” adlı çalışmasında Türkiye’ye ait enerji sektörlerinin tümünü kapsayan güncel veriler sunulmuştur [93]. Bununla birlikte 2040 yılına uzanan referans ve alternatif senaryo başlığında iki adet talep ve üretim projeksiyonu oluşturulmuştur.

Saydam’ın yaptığı çalışmada Türkiye elektrik ve ısı sektörleri talep tahminlerinden yararlanılarak 2030 yılı için EnergyPLAN üzerinde bir senaryo oluşturulmuştur [94]. Kojenerasyon birimlerinin yaygınlaşması ve şebeke düzenlemesine katılmasıyla birlikte 2030 yılında üretilen elektriğin %55,6’sının yenilenebilir kaynaklardan gelebileceği gösterilmiştir.

Dal ve Köksal, ANSWER-TIMES modelini kullanarak Türkiye elektrik sisteminde CO₂ salımlarının azaltılabilmesi için 2015 yılı verilerini baz alarak 2035’e kadar beş yıl aralıklarla en düşük maliyetli elektrik sistemini planlamışlardır [95]. Senaryolarda dışsal maliyetlerin toplam maliyete dahil edildiği ve edilmediği durumlar karşılaştırılmış, iki durum arasında 85 Mton CO₂ salımı farkı olduğu gösterilmiştir. Dışsal maliyetlerin eklenmesiyle yenilenebilir enerji santralleri daha çok kullanılmış ve sera gazı salımlarında düşüş gözlemlenmiştir. Sağlam, MARKAL üzerinde enerji sektörü kaynaklı sera gazı salımlarını en aza indirmek için 2025 yılına uzanan senaryolar geliştirmiştir [96].

Son olarak dünya genelinde %100 yenilenebilir enerji sistemini inceleyen bazı çalışmalarda [39, 97] Türkiye’nin enerji sektörünün tamamı incelenmiş ancak çalışmalar ülkeleri tek tek incelemeyi amaçlamadığından ayrıntılı sonuçlar ortaya konmamıştır. Ayrıca Jacobson ve diğerlerinin yaptığı çalışmalarda [39] 30 sn.’lik çözünürlükte üretim tüketim dengesi sağlanırken Türkiye, orta doğu ülkeleriyle grup halinde incelenmiş, Türkiye’ye özel analiz gerçekleştirilmemiştir.

4. YÖNTEM VE VERİ KAYNAKLARI

Bina, mahalle, şehir, ülke gibi çeşitli ölçeklerde birimleri “sistem” olarak kabul edip bu sistemin enerji talepleri ve/veya arzını modellemek için kullanılan yöntemlere genel olarak “*enerji sistemi modellenmesi*” adı verilmektedir [98]. Enerji sistem modelleri, enerji sektörünün onu çevreleyen toplum, ekonomi ve çevre gibi etmenlerle ilişkisi bakımından yukarıdan aşağıya (top-down) ve aşağıdan yukarıya (bottom-up) modeller olarak ikiye ayrılır:

- *Yukarıdan aşağıya* yaklaşımında, elektrik ya da fosil yakıtlar gibi enerji taşıyıcıların nihai tüketimleri hesaplanırken, geçmiş ekonomik verilerin yardımıyla makroekonomik ya da ekonometrik yöntemler kullanılır. Kullanılan geçmiş verilerde görülen eğilimlerin gelecekte de aynı şekilde devam ettiği varsayılır.
- *Aşağıdan yukarıya* enerji modelleri, genellikle bir sektöre odaklanarak teknoloji seçeneklerine ve bu teknolojilerin maliyet etkinliğini önceler. Talep tarafında enerji korunumu ve arz tarafında verimlilik artışı gibi gelişmelerin planlanmasında kullanılır. Yukarıdan aşağıya yaklaşımına göre çok daha fazla veri yoğun bir yaklaşımdır.

Enerji sistem modellerinin hesapladığı değişkenlere içsel (endogenous) değişken, bu içsel değişkenler hesaplanması için kullanıcı tarafından tanımlanan verilere de dışsal (exogenous) değişken adı verilir. Örneğin bir elektrik üretim santralının yıl boyunca ne kadar elektrik üreteceği enerji sistem modelinin içsel değişkeni olabilirken, bu santralin kurulu gücü, verimliliği, yakıt türü gibi verileri dışsal değişken olarak adlandırılır [98].

Enerji sistem modelleri amaçlarına ve yöntemlerine göre genel olarak üç gruba ayrılabilir [98]:

- ***Talep Tarafı Modelleri;*** çeşitli yöntemler kullanarak bina, ulaşım, endüstri, elektrik gibi sektörlerin enerji tüketimlerini belirlerler. Bunu yaparken enerji arzı sağlayan teknolojiler ve üretim verileri modele dahil edilmez. Bu modeller enerji taleplerini hesaplarırken aşağıdan yukarıya yaklaşımıyla talep tarafındaki tasarım

ve yenileme işlemlerinin etkisi ile kişisel davranışların nihai tüketimleri nasıl değiştirdiğini hesaplarlar.

- **Arz Tarafı Modelleri;** çoğunlukla yenilenebilir enerji sistemleri, fosil yakıt kullanan elektrik üretim santralleri, petrol ve doğal gaz endüstrileri gibi belirli bir sektöre odaklanır ve enerji sisteminin arz tarafını inceler. Arz tarafı teknolojilerinin parametrelerinin belirlenmesinde ya da optimum operasyonunun belirlenmesinde kullanılabilirler.
- **Entegre Modeller** hem arz hem de talep tarafının hesaplanmasını sağlayan modellerdir.

Lund ve diğerleri, enerji sistem modellerini yöntemsel olarak optimizasyon ve simülasyon modelleri olarak ikiye ayırmış ve bu modellerin ulaştıkları sonuçlar açısından bir karşılaştırma gerçekleştirmişlerdir [99]. Buna göre optimizasyon yöntemi kullanan programlar genel olarak yalnızca maliyetleri en aza indirmeye çalıştıkları ve yalnızca en uygun maliyetli seçeneği önerdikleri için gelecek enerji sistemi çalışmalarını için tek seçenek önermektedirler. Bunun aksine simülasyon programları, birbirinden farklı tüm enerji senaryolarını modellemeyi ve bunlar arasında maliyetler, sera gazı salımları, kullanılan enerji kaynakları gibi parametreler arasında karşılaştırmalar yapıp karar verebilmeyi sağlarlar.

Enerji sistemlerinin modellenmesi için birçok farklı yazılım geliştirilmiştir. Connolly ve diğerlerinin yaptığı araştırmada %100 yenilenebilir enerji sistemlerinin modellenmesi için 37 adet yazılım; modellenen coğrafi alan, zaman aralığı, simülasyonların zaman çözünürlüğü ve özellikle odaklanılan enerji kaynağı gibi kriterlere göre karşılaştırılmıştır [100]. Bu çalışmada rüzgâr ve güneş enerji santrallerinin enerji kaynaklarının kesintili ve değişken yapısından dolayı simülasyon çözünürlüğünün 1 saat ya da altında olması önemsenmiştir. Ayrıca yenilenebilir enerji kaynaklarının günlük ve mevsimsel değişimlerinin etkilerini görebilmek için 1 tam yılın simüle edilebilmesinin önemi vurgulanmıştır.

Enerji sektörü kaynaklı tüm sera gazı emisyonlarının ortadan kalkması ve karbon nötr bir topluma geçilebilmesi için elektrik, ısı, endüstri ve ulaşım sektörlerinin tamamını

kapsayan bir plan oluşturulması gerekmektedir. Bunu gerçekleştirirken güneş ve rüzgâr enerjisi gibi değişken elektrik üretimlerindeki dalgalanmaların detaylı olarak değerlendirilmesi için en az 1 saatlik çözünürlükte ve tüm yılı kapsayan analizlerin gerçekleştirilmesi gerekmektedir. Ayrıca elektrik sisteminin yüksek yenilenebilir entegrasyonunda güvenilir şekilde çalışmasını sağlayabilmek için akıllı enerji sistemleri anlayışıyla “*güçten ısıya* (power-to-heat)”, “*güçten gaza* (power-to-gas)” ya da “*taşittan şebekeye* (V2G)” gibi radikal teknolojik değişikliklerin de değerlendirilebileceği bir enerji sistem modeli kullanılması gerekmektedir. Tüm bu sebeplerle ve daha önce Danimarka, Finlandiya, İrlanda, İskoçya, Makedonya ve Avrupa gibi geniş bölgelerde %100 yenilenebilir enerji sistemi çalışmaları gerçekleştirildiği için EnergyPLAN modeli kullanılması uygun bulunmuştur. EnergyPLAN ile geliştirilen senaryolar sayesinde topluma ve politik karar vericilere tek bir optimum çözümden daha fazla seçenek sunulmuş olacaktır.

4.1. EnergyPLAN Modeli

Bu çalışmada, Türkiye enerji sistemini modellemek ve analiz edebilmek için EnergyPLAN programı kullanılmıştır. EnergyPLAN aşağıdan yukarıya yaklaşımıyla tasarlanmış, ulusal ya da bölgesel ölçekteki enerji sistemlerinin arz tarafı operasyonunu optimize eden, çok sayıda teknik ve ekonomik dışsal değişkenin kullanıldığı bir simülasyon modelidir. EnergyPLAN’ın asıl amacı farklı enerji stratejilerini, enerji kullanımı, çevresel etkiler ve ekonomik anlamda analiz etmektir [101]. Belirlenen kriterlere göre oluşturulan optimum çözüme ulaşmak için önerilen farklı senaryolar simüle edilip birbiriyle karşılaştırılabilir. Bunun yanında modelin amacı, bugünün enerji sistemini değil geleceğin enerji sistemlerini tasarlamaktır.

Lund’un [76] belirttiği gibi, diğer enerji sistem modelleriyle karşılaştırıldığında EnergyPLAN;

- Stokastik ya da monte carlo modellerinden farklı olarak bir deterministik modeldir ve aynı girdiler kullanıldığında her zaman aynı sonuçları verir.
- Elektrik, ısı ve gaz şebekeleri için tüm yılı kapsayan saatlik çözünürlükte (8784 saat) analizler yapar ve böylece yenilenebilir enerji kaynaklarının değişken

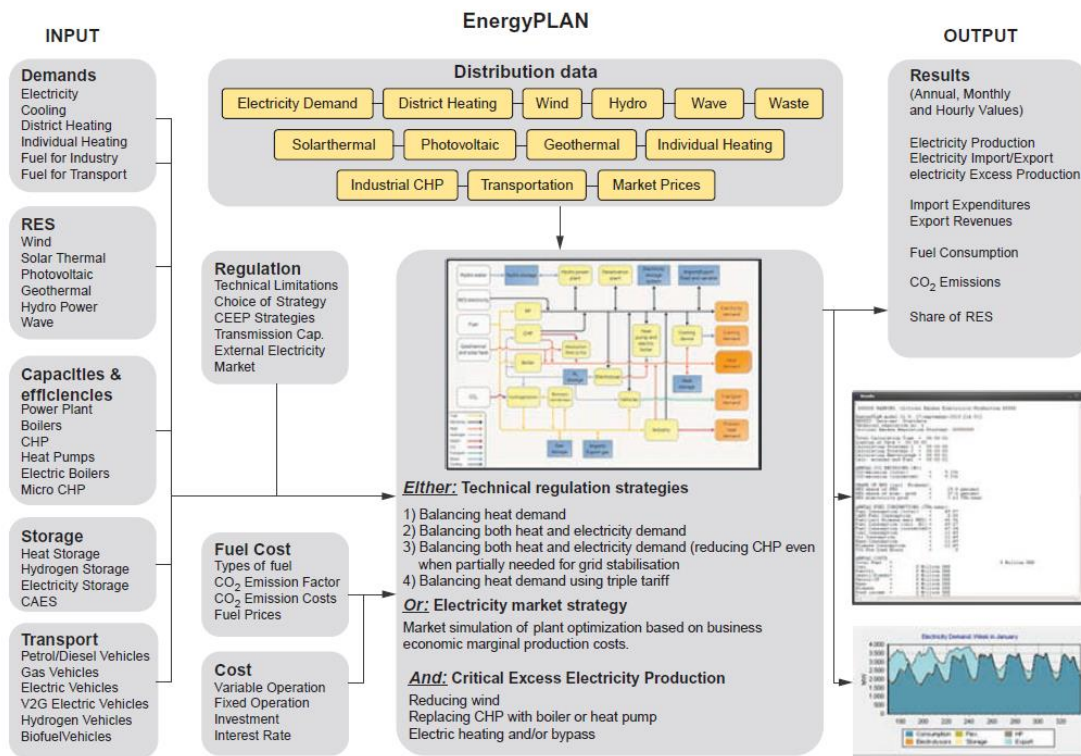
yapısını ayrıntılı şekilde simüle etmiş olur. Ancak yıllar arasında ya da uzun vadeli analizler gerçekleştirmez.

- Tek tek üretim santrallerini değil teknolojileri gruplandırarak enerji sistemlerini simüle eder. Örneğin doğal gaz, kömür ya da biyokütle kullanan elektrik üretim santralleri iki grup altında toplanmaktadır veya bölgesel ısıtma sistemleri 3 ana gruba ayrılmıştır.
- Enerji yatırımlarını değil enerji sisteminin operasyonunu optimize eder. Ancak kullanıcılar tarafından ekonomik veriler kullanılarak farklı seçenekler modellenebilir ve yatırım olarak da uygulanabilir seçenekler belirlenebilir.
- Analitik programlama yöntemine göre tasarlanmıştır dolayısıyla karmaşık ulusal enerji sistemlerini bile saniyeler içerisinde simüle edebilmektedir.

Şekil 6’da EnergyPLAN yazılımında kullanılması gereken girdiler ve EnergyPLAN’ın verdiği sonuçlar gösterilmektedir. Şekilden görüldüğü gibi kullanılan ***girdiler***; ısı ve elektrik talepleri, çeşitli yenilenebilir enerji kaynakları, enerji santrallerinin kapasiteleri, maliyetler ve uygulanabilecek farklı regülasyon stratejileridir. Teknolojilerde radikal değişimlerin olacağı varsayılarak, enerji sisteminin karbonsuz bir yapıya kavuşabilmesi için gerekli olduğu düşünülen çok sayıda yeni teknoloji de modele dahil edilmiştir.

EnergyPLAN, *enerji arzı ve talebini dengeleyecek* biçimde enerji sistemi operasyonunu modeller. Dengelemenin hangi kurallara göre yapılacağını belirlemek için ***teknik regülasyon*** ve ***market-ekonomik regülasyon*** olmak üzere iki seçenek sunulmuştur. Bu regülasyon seçenekleri aynı anda uygulanamazlar. Teknik regülasyon sistem operasyonunda en az yakıt kullanımını hedeflerken, market-ekonomik regülasyonda en yüksek ekonomik fayda gözetilerek optimum operasyon elde edilir. İki seçenekte de toplam enerji sistem maliyeti hesaplanabilir. Modelde kojenerasyon tesisleri, termik santraller kullanılabilirdiği gibi; hidroelektrik, güneş enerjisi, rüzgâr enerjisi, dalga enerjisi gibi yenilenebilir enerji kaynakları; ısı pompaları, elektrolizörler gibi enerji dönüştürücüler; ısı, elektrik, hidrojen, doğal gaz gibi enerji depolama seçenekleri bulunmaktadır. Ayrıca ulaşım sektöründe taşıttan şebekeye gibi gelişmiş akıllı şarj teknolojisi kullanılabilmeyle, uzun mesafe kat etmesi gereken taşıtlar için sentetik yakıtların üretilmesi de modellenebilmektedir [76].

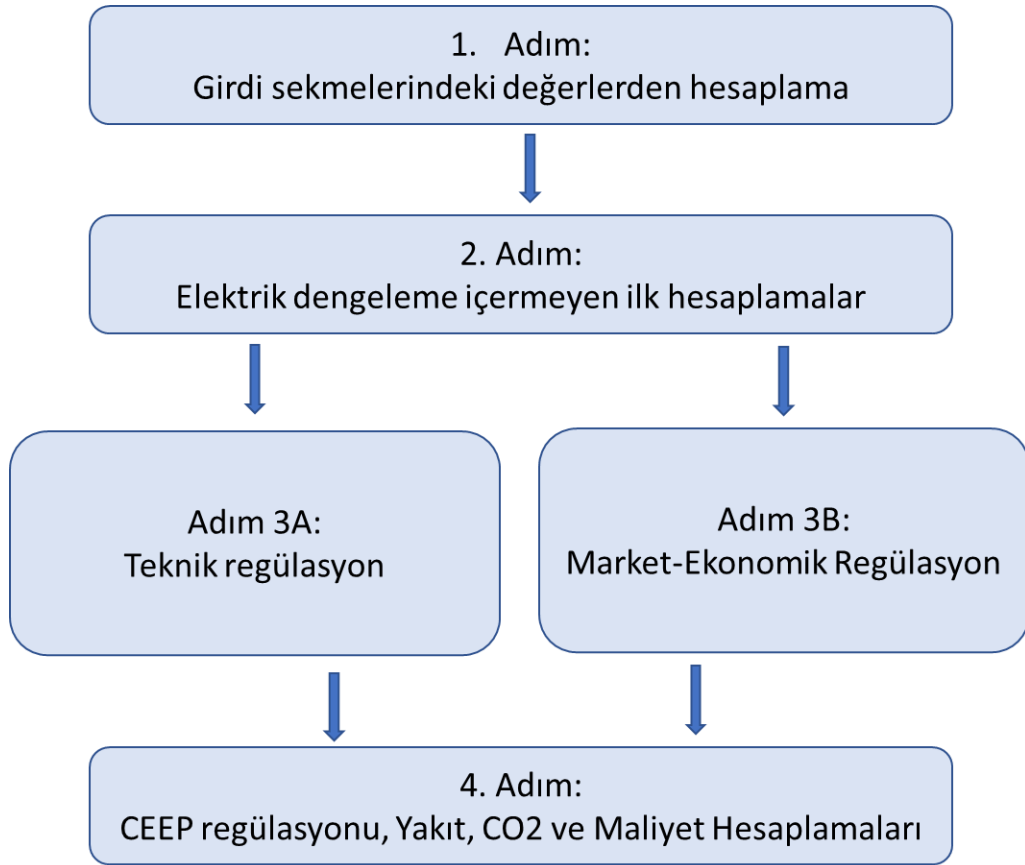
Simülasyon sonucunda enerji talepleri ve enerji üretimlerinin saatlik, aylık ortalama ve yıllık değerleri hesaplanır. Kullanılan yakıt miktarı ve CO₂ salımları yıllık toplam değer olarak verilir. Yıl boyunca elektrik üretiminde ve birincil enerji kaynağı kullanımında yenilenebilir enerjinin payı sonuçlar içerisinde yer alır. Maliyetler hem yıllık toplam yatırım, sabit işletme&bakım, değişken maliyetler olarak; hem de tek tek tüm teknolojilerin yıllık yatırım ve işletme giderleri olarak yazılımın sunduğu çıktılar arasındadır.



Şekil 6. EnergyPLAN için ihtiyaç duyulan girdiler, simülasyon yöntemleri ve beklenen çıktılar [76]

Şekil 7’de EnergyPLAN’ın uyguladığı hesaplama süreci görülmektedir. İlk adımda girdi sekmelerinde eş zamanlı olarak küçük hesaplamalar yapılmaktadır. Ardından elektrik dengesini içermeyen başlangıç hesaplamaları gerçekleştirilir. Regülasyon seçenekleri aynı anda gerçekleştirilemez ancak en karmaşık sistemlerde bile simülasyon süresi birkaç saniye ile sınırlı olduğundan bu analizler sırayla gerçekleştirilebilir.

Son basamakta ise “kritik fazla elektrik üretimi” (CEEP) düzenlemesi gerçekleştirilir. CEEP her saat için elektrik talebinden fazla üretilmiş ve ihraç edilemeyen elektrik anlamına gelmektedir. EnergyPLAN CEEP düzenlemesinde, kojenerasyon birimlerinin yerine kazanların kullanılması, fosil yakıtlı kazanların yerine elektrikli kazanların kullanılması, CO₂ hidrojenleştirmesinin artırılması gibi seçeneklerle fazla üretilen elektrik; hidrojen, ısı, doğal gaz gibi çeşitli enerji depolama birimlerine aktarılır. EnergyPLAN’ın üretim birimlerinin operasyonunu nasıl optimize ettiği ve gerçekleştirilen tüm hesaplamalar ayrıntılı şekilde kullanım kılavuzunda bulunabilir [102].



Şekil 7. EnergyPLAN simülasyon hesaplama adımları

EnergyPLAN’da enerji sistemleri modellenirken kullanıcılar tarafından belirli aşamaların takip edilmesi gerekmektedir. Örneğin gelecekte yüksek yenilenebilir enerji entegrasyonu olan bir senaryo oluşturmadan önce yakın geçmişe dayalı gerçek verilerden de yararlanılması gerekmektedir. Bunun sebebi incelenmek istenen sistemin talep ve üretim verilerinin her seferinde yeniden tanımlanması gerekliliğidir. Takip edilmesi

gereken aşamalar; *referans enerji taleplerinin tanımlanması, referans enerji üretim sisteminin tanımlanması, enerji üretim sisteminin regülasyon yönteminin tanımlanması ve alternatif senaryoların tanımlanması* olarak belirlenmiş [76] ve aşağıda açıklanmıştır:

a. Referans enerji taleplerinin tanımlanması:

Saatlik çözünürlükte analizler yapabilmek için, enerji taleplerinin de yıl içerisinde her saatte nasıl değiştiğinin tanımlanabilmesi gerekir. Bunun için örneğin elektrik talebi “TWh/yıl” şeklinde yıllık toplam talep olarak tanımlanırken, saatlik olarak talepteki değişimleri yansıtabilmek için *dağılım dosyaları* (distribution files) kullanılır. Modelde hazır dağılımlar bulunmaktadır ancak kullanıcılar inceledikleri bölgelere özel kendi dağılımlarını da oluşturabilmektedirler. Gelecek dönem senaryolarında kullanılabilmesi için, model içerisinde geleneksel elektrik yükleri dışında elektrikli araçların ya da elektrikli ısıtıcı ve soğutucuların da tanımlanması mümkündür. Çeşitli elektrik talep verileri işlenirken, çeşitli elektrik talepleri toplanarak tek bir elektrik yüküne dönüştürülür. Bunun yanında talep tarafı yönetimini modelleyebilmek için esnek yükler tanımlanabilir. Esnek yükler bir günlük bir haftalık ve 4 haftalık esneklik seçenekleriyle tanımlanabilmektedir. Esnekliğin süresine göre, her bir seçenek için yıllık toplam enerji (TWh) ve en yüksek kapasite (MW) verileriyle esnek yükler tanımlanabilir.

Bölgesel ısıtma sistemlerinin enerji talebi, elektrik talebine benzer şekilde toplam yıllık enerji talebi ve saatlik dağılım şeklinde tanımlanır. Bunun dışında, bölgesel ısıtma sisteminin kurulamayacağı yerlerde; kazanlar, ısı pompaları, birçok mikro kojenerasyon ve güneş-ısı (solar thermal) sistemleri de ısı talebini karşılamak için kullanılabilmekte ve bunlar EnergyPLAN’da kişisel (individual) sistemler olarak anılmaktadır. Endüstri enerji taleplerinde doğal gaz ve hidrojen için dağılım dosyası tanımlanabilirken diğer yakıtların sene boyunca sabit miktarda tüketildiği varsayılmıştır. Ulaşım taleplerinde de endüstriye benzer şekilde petrol ürünleri talepleri sene içerisinde sabit kabul edilirken elektrikli araçların elektrik talebi için dağılım dosyaları tanımlanabilmektedir.

b. Referans Enerji Üretim Sisteminin Tanımlanması:

Enerji taleplerinin ve dağılımlarının tanımlanmasının ardından ikinci adımda enerji kaynakları, üretim kapasiteleri, üretim birimlerinin verimlilikleri ve dağılımların tanımlanması gerekmektedir. Enerji talebi dağılımlarındaki gibi, üretim birimlerinin de dağılımları tanımlanabilir ya da EnergyPLAN’a ait veri tabanından yararlanılabilir.

Geleneksel enerji üretim teknolojilerinin yanı sıra; ısı, elektrik ve hidrojen depolama teknolojileri; elektrolizörler ve ısı pompaları gibi enerji dönüşüm teknolojileri de tanımlanabilir. Bu aşamada;

- Isı pompalarının, kapasiteleri ve performans kapasiteleri
- Isı ve güç santralleri, kazanlar, kojenerasyon birimleri için de üretim kapasiteleri ve verimliliklerin yanında, kullanılan yakıtların oranı (kömür, petrol, doğal gaz, biyokütle)

tanımlanmalıdır. Bu birimlerin çalışmaları ve yakıt tüketimleri kullanılan regülasyon seçeneklerine bağlı olduğundan, yıllık toplam yakıt tüketimi simülasyon sonunda girilen yakıt oranlarına göre paylaştırılmaktadır [76].

c. Enerji Üretim Sisteminin Regülasyon Yönteminin Tanımlanması:

Bölüm2’de bahsedildiği gibi, simülasyonları gerçekleştirirken iki temel regülasyon seçeneğinden birinin seçilmesi gerekmektedir. Teknik regülasyon seçenekleri toplam dört adet olmakla birlikte temelde iki adet strateji bulunmaktadır. Isı talebinin karşılanması stratejisinde bütün birimler yalnızca ısı talebinin karşılanmasına yönelik düzenlenir. Örneğin kojenerasyon sistemlerinin bulunduğu bölgesel ısıtma sistemlerinde önceliklendirme 1) güneş-ısı, 2) endüstriyel kojenerasyon, 3) kojenerasyon birimleri, 4) ısı pompaları ve 5) tepe yükü kazanları şeklinde gerçekleştirilir. Hem ısı hem de elektrik taleplerinin dengelendiği regülasyon stratejisinde ise, elektrik ihracatı en aza indirilir. Yenilenebilir santraller sebebiyle talebin üzerine çıkan fazla elektrik öncelikle belirtilen güç kapasitesine uygun olarak ihraç edilir. İhraç edilen elektrik miktarını en aza indirebilmek için fazla elektrik üretiminin olduğu saatlerde, ısı üretiminde kojenerasyon üniteleri, kazan ve ısı pompaları ile yer değiştirir. Böylece kojenerasyon birimlerinin ürettiği elektrik miktarı da azalmış olur. Isı pompalarının bölgesel ısıtmada kullanılmasıyla toplam elektrik tüketimi artarken, toplam elektrik üretimi düşmüş olur. Ters durumda elektrik üretimine ihtiyaç olduğunda, kojenerasyon birimlerinin üretim ve ısı depolama birimlerinin enerji kapasitelerine göre kojenerasyon birimlerinin üretimi artırılır. Bu durumda kojenerasyon birimleri aracılığıyla hem ısı hem de elektrik üretildiği için yakıt tüketimi düşer ve enerji sisteminin verimliliği artar. [76]

Bir elektrik sisteminin kararlılığının sağlanabilmesi için, üretim ya da depolama birimlerinin yan hizmetlere katkı vermesi ve esnek şekilde çalışabilmesi gereklidir. Model içerisinde büyük kojenerasyon üniteleri ve termik santrallerin her zaman esnek

çalışabildiği kabul edilmiştir. Ancak yenilenebilir enerji santralleri ve küçük kojenerasyon tesislerinin de yan hizmetlere katılması istenen oranları tanımlanabilmektedir. Ayrıca elektrik ithalat ve ihracatına sınırlar konulması da mümkündür. Elektrik talebinden fazla üretilen elektrik, öncelikle ihraç edilir. Ancak fazla elektrik üretiminin çok fazla olduğu durumlarda, ihraç edilemeyen ve şebeke karalılığını sağlamak için ortadan kaldırılması gereken “kritik fazla elektrik üretimi” (CEEP) oluşmaktadır. Gelecek senaryolarında oluşan fazla elektriğin aktarılabilceği seçeneklerin enerji sisteminde yer alması gerekmektedir [76].

d. *Alternatif Senaryoların Tanımlanması:*

Referans sistemin tanımlanmasından sonra belirlenen senaryolara göre üretim santrallerinin kapasitelerinde değişiklik yapılır ya da referans senaryoda bulunmayan teknolojiler eklenir. Simülasyon süresi oldukça kısa sürdüğü için farklı regülasyon stratejileri kullanıcı tarafından denenip karşılaştırılabilir.

4.2. Yöntem

EnergyPLAN’da gelecek senaryoları oluşturmadan önce gerçek verilerle üretim ve talep dağılımlarının oluşturulması ve modelin doğrulanması gerekmektedir. Bu amaçla; Türkiye’ye ait 2017 yılı gerçek enerji ve iklim verileri kullanılarak EnergyPLAN’da referans enerji sistemi oluşturulmuş ve ulaşılan sonuçlarla gerçek veriler karşılaştırılmış, ardından bugünden itibaren enerji dönüşümü için yeterli vakit olduğu varsayılarak 2050 yılı için senaryolar geliştirilmiştir (Şekil 8). 2050 yılı senaryoları oluşturulurken,

- Enerji sektörünün tamamında net karbon salımını sıfıra indirerek iklim değişikliğinin durdurulmasına katkı sağlamak
- Türkiye içerisinde ihtiyaç olan tüm enerji talebinin yerli olarak karşılanmasını sağlayarak enerji güvenliğini artırmak
- Enerji sistem maliyetini en düşük seviyede tutmak
- Analizi saatlik çözünürlükte gerçekleştirirken CEEP miktarının yıllık toplam elektrik üretiminin %5’inden az kalmasını sağlayarak değişken üretim yapan yenilenebilir santrallerdeki kesintileri en aza indirmek

hedeflenmiştir.

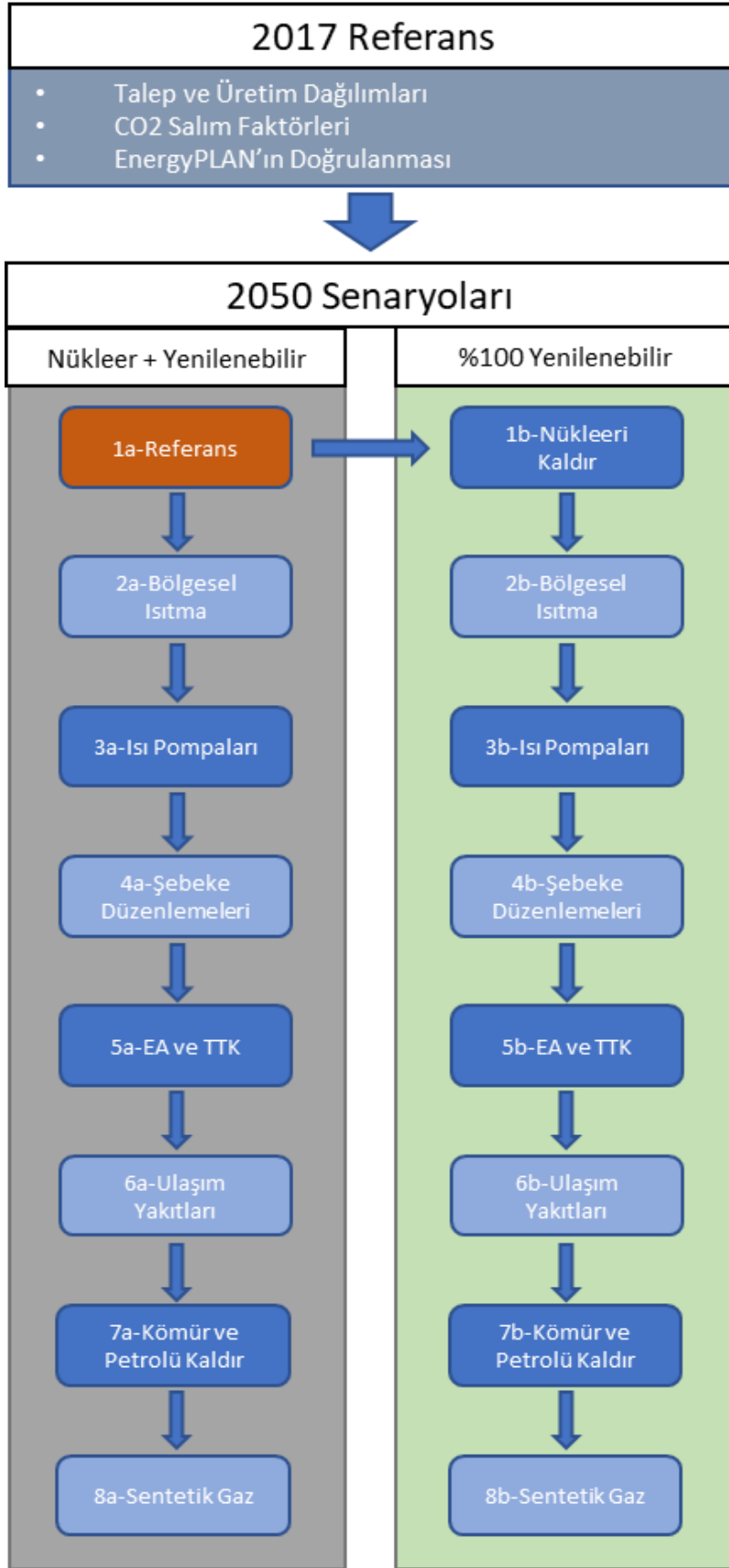
2017 referans enerji sistemi sadece EnergyPLAN'ın Türkiye enerji sistemi için doğrulanması amacıyla oluşturulmuştur. Bu sayede enerji talep ve üretim dağılımları, CO₂ salım faktörleri gibi değerler 2050 senaryolarında da kullanılmıştır. 2050 yılı gelecek senaryolarına başlangıç oluşturması açısından kullanılan referans enerji sistemi, IICEC tarafından hazırlanan “*Turkey Energy Outlook 2020*” [93] raporunda yer alan, 2040 yılı referans senaryosuna dayanarak oluşturulmuştur. Şekil 8'den görüldüğü gibi, 2050 referans enerji sisteminden başlayarak, iki alternatif senaryo ile *bölgesel ısıtma, ısı pompaları, şebeke düzenlemeleri, elektrikli araçlar (EA) ve talep tarafı katılımı (TTK), ulaşım yakıtları, kömür ve petrolün kaldırılması, sentetik gaz* alt seçeneklerinin sırasıyla enerji sistemine eklenmesiyle sıfır salımlı enerji sistemi seçeneklerine ulaşılmıştır:

- Bu senaryolardan ilkinde (**Nükleer + Yenilenebilir**) 2050 referans enerji sisteminde yer alan nükleer enerji santrali kurulumu ve elektrik üretimi son adıma kadar enerji sistemi içerisinde yer almaya devam etmiştir. Bu sayede karbonsuz enerji sistemine yenilenebilir kaynakların yanında nükleer enerji santralleri de katkı vermiştir.
- İkinci yolun (**%100 Yenilenebilir**) başında ise nükleer santral enerji sisteminden çıkarılmış, yerine termik santraller ve güneş santralleri eklenmiştir. Başlangıçtaki bu adımdan enerji sistemi bileşenlerindeki değişimlerle tüm enerji taleplerinin %100 yenilenebilir enerji ile karşılandığı bir noktaya varılmıştır.

Bu çalışmada öngörülen senaryolar ve uygulanan alt seçenekler, Bölüm4.3'te ayrıntılı olarak açıklanmıştır. Şekil 8'deki gibi Nükleer+Yenilenebilir senaryosunda uygulanan seçenekler 1a, 2a gibi sonu “a” ile bitecek şekilde, %100 Yenilenebilir senaryosunda uygulanan alt seçenekler ise 1b, 2b gibi sonu “b ile bitecek şekilde adlandırılmıştır. 2050 senaryolarında alt seçeneklerin enerji sisteminde yaptığı değişiklikler, incelenen başlığa göre gruplandırılmış; 1a,1b seçeneklerinden başlayıp, 8a,8b seçeneklerine kadar birlikte grafik haline getirilmiştir. 2017 referans enerji sisteminin sonuçları kendi içerisinde değerlendirilmiş ve 2050 senaryolarının sonuçlarıyla karşılaştırılmamıştır. Ayrıca 2050 senaryoları hem teknik hem de ekonomik anlamda incelenirken, 2017 referans enerji sisteminde yalnızca teknik analiz gerçekleştirilmiştir.

Tüm senaryolarda Türkiye tek düğüm olarak modellenmiştir: Tüm elektrik üretim santralleri ve elektrik talepleri tek bir noktada bulunduğu kabul edilmiştir. EnergyPLAN’da elektrik iletim hatlarındaki elektrik akışları ile ilgili herhangi bir hesaplama gerçekleştirilmemektedir.

Türkiye’de bulunan bazı yenilenebilir enerji kaynaklarının literatürdeki farklı kaynaklarda verilen potansiyelleri ve bu çalışmada seçilen üst sınır değerler Çizelge 1’de verilmiştir. Tüm senaryolarda yenilenebilir kaynaklar seçilen sınır değerler aşılmadan kullanılmıştır.



Şekil 8. Sıfır Salımlı Enerji Sistemine Geçiş Senaryoları

Çizelge 1. Türkiye’de Kaynaklara Göre Yenilenebilir Enerji Potansiyeli

Yenilenebilir Enerji Kaynağı	Potansiyel	Seçilen Üst Sınır	Referans
Biyokütle	61,7-616 TWh	450 TWh	[42, 103]
Rüzgâr (Kara Tipi)	48.000-97.459 MW	90.000 MW	[39, 104]
Hidroelektrik (Barajlı)	33,6-160 TWh	49,5 TWh	[104, 105]
Hidroelektrik (Akarsu)	20-67 TWh	37,23 TWh	[106, 107]
Güneş Elektrik	3359-35.723 GW	1150 GW	[39, 97]

4.3. Sıfır Salımlı Enerji Sistemine Geçiş Senaryoları

4.3.1. 2017 Türkiye Referans Enerji Sistemi

EnergyPLAN yazılımında gelecek senaryoları oluşturmadan önce, literatürde yapıldığı gibi [31, 34, 38, 108], geçmiş yıllardan referans bir yıl seçilerek simülasyon sonuçları ile gerçek veriler karşılaştırılır. Referans enerji sisteminin gerçek verileri en yüksek doğrulukta yansıtabilmesi için gerekirse düzeltme faktörü kullanılarak yazılım kalibre edilir. Referans enerji sistemi oluşturulurken enerji talep ve üretim verilerinin yanında gerekli olan veriler, saatlik talep ve üretim dağılımlarıdır. EnergyPLAN, rüzgâr ve güneş enerjisi gibi değişken enerji kaynaklarının çok yüksek oranda kullanıldığı enerji sistemlerini simüle etmek için tasarlandığından tüm talep ve üretim verileri saatlik çözünürlükte tanımlanmalıdır. Bunu yapabilmek için yıllık toplam enerji tüketim miktarları ve santral kurulu güçlerinin yanında saatlik dağılımların ayrıca tanımlanması gereklidir. Yazılımın bu özelliği referans enerji sisteminde oluşturulan dağılımların gelecek senaryolarında da yalnızca kurulu güç ya da yıllık toplam enerji tüketim/üretim değerlerinin değiştirilerek kullanılabilmesini sağlamaktadır.

Bu çalışmaya başlarken tüm verilere ulaşılabilen en yakın yıl olması sebebiyle, Türkiye 2017 yılı enerji sistemi referans olarak modellenmiştir. Dağılım dosyalarına 8784 saate ait veri girilmesi gerektiği için 2017 yılına ait tüm dağılım ve toplam üretim/tüketim verilerinde 31 Aralık 2017 günü bir kez daha tekrarlanmıştır. EnergyPLAN’da bulunan fakat burada bahsedilmeyen tüm girdiler için talep, üretim ve maliyet gibi tüm veriler 0 olarak girilmiştir.

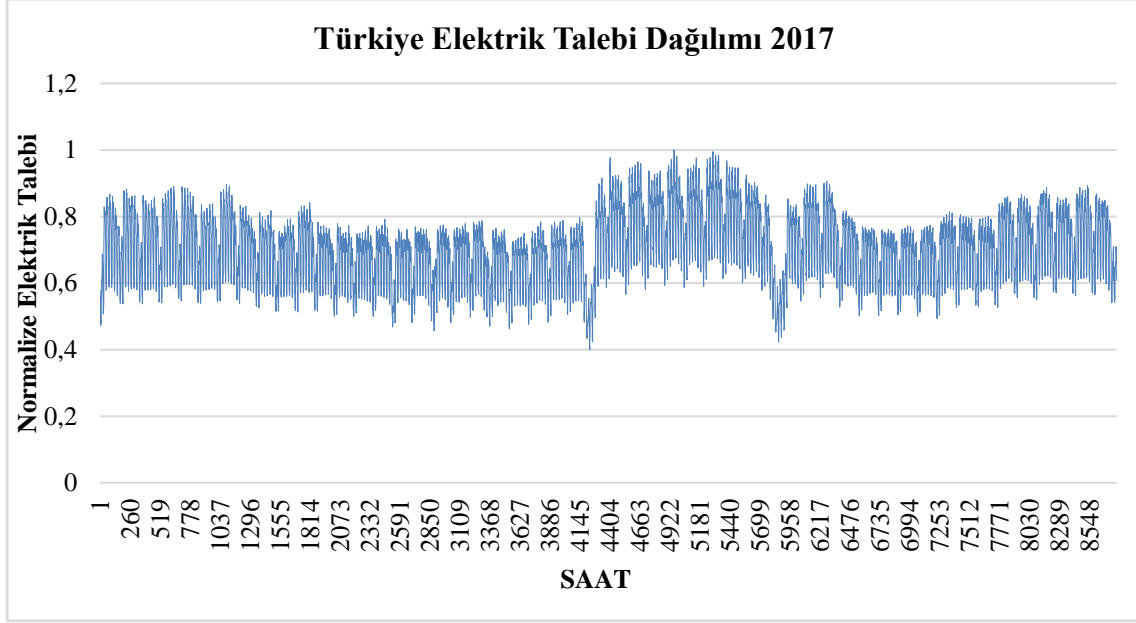
A. Enerji Talep Verileri

Referans enerji sistemi oluşturulurken öncelikle çeşitli enerji kaynaklarından yaralanan elektrik, ulaşım, ısıtma, endüstri gibi tüm sektörlerin enerji talep verileri tanımlanmalıdır. Aksi belirtilmedikçe 2017 yılına ait yıllık toplam enerji talep verileri EUROSTAT'ın hazırladığı Türkiye enerji denge tablosundan alınmıştır [109]. Enerji İşleri Genel Müdürlüğüne ait enerji denge tablosunun kullanılmamasının sebebi birçok bölümde EUROSTAT verilerinin 2017 yılı için daha çok kırılıma sahip olması ve bu detayların EnergyPLAN'da referans enerji sistemini daha doğru yansıtmaya yardım etmesidir. EUROSTAT'a ait enerji denge tablosundaki veriler, Bin TEP olarak verilmiştir ancak EnergyPLAN'da çoğu yerde enerji birimi TWh'dır. Bu sebeple Bin TEP değerleri 0,01163 ile çarpılarak TWh değerlerine ulaşılmıştır. Verilerin kolayca doğrulanabilmesi adına çizelgelerde hem orijinal birimleri (Bin TEP) hem de EnergyPLAN için dönüştürülmüş birimleri (TWh) birlikte verilmiştir.

- ***Elektrik Talebi***

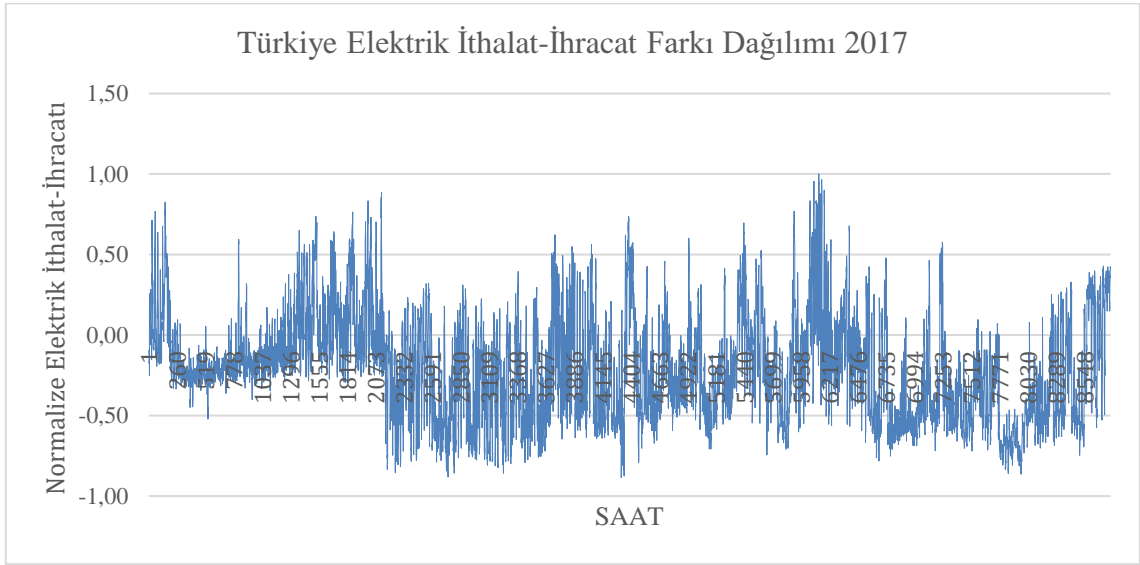
Elektrik talebi oluşturulurken EPIAŞ Şeffaflık Platformundan 2017 yılına ait saatlik çözünürlükte “Gerçek Zamanlı Tüketim” verileri kullanılmıştır [110]. Her saatteki talep miktarı yıl içerisindeki en yüksek talep değerine bölünerek Şekil 9'da görülen normalize edilmiş elektrik talebi dağılımı ve bu veriler kullanılarak “2017 yılı elektrik talebi dağılımı” dosyası oluşturulmuştur. Yıllık toplam elektrik talebi hesaplanırken de saatlik talepler toplanarak 290,68 TWh değerine ulaşılmıştır.

EnergyPLAN elektrik talebi sayfasında elektrikli ısıtma değeri 11,2 TWh olarak belirtilmiştir. Bunun sebebi EPIAŞ'tan alınan toplam elektrik talebinin elektrikli ısıtmayı da kapsamasıdır. Elektrikli ısıtma talebinin nasıl oluşturulduğu ısıtma talebi bölümünde aktarılacaktır.



Şekil 9. 2017 Yılı Türkiye Normalize Edilmiş Elektrik Talebi Dağılımı

EnergyPLAN modellenen bölgenin elektrik ithalat-ihracatına da izin vermekte ve seçilen simülasyon yöntemine göre ithalat ve ihracat miktarını belirlemektedir. Tanımlanan güç kapasitesine göre, her saatte talebi aşan ancak regülasyon stratejileriyle düşürülemeyen fazla elektrik miktarı ihraç edilir. Referans enerji sistemi oluşturulurken EnergyPLAN'ın düzenlediği değil gerçekte oluşan elektrik ithalat ve ihracatı yansıtılmak istendiği için enterkonneksiyon kapasitesi 0 kabul edilip gerçek veriler “Sabit İthalat/İhracat” olarak modellenmiştir. İhracat, ithalat fark 0,58 TWh (49,50 Bin TEP) olarak kullanılmıştır. İhracat ve ithalat farkının saatlik dağılımının oluşturmasında problemler yaşanmıştır. EPIAŞ'a ait “Gerçek zamanlı üretim” verileri kapsamında uluslararası ihracat-ithalat farkını 2017 yılı ve öncesine ait veriler bulunmamaktadır. TEİAŞ'a ait veriler aylık toplamları verdiği için [111] saatlik değişimleri doğru yansıtamayacağı düşünülmüştür. Bu sebeple Şekil 10'da gösterilen dağılımı oluşturmak için ENTSO-E'ye ait saatlik çözünürlükte veriler kullanılmıştır [112]. Ancak ENTSO-E'de yalnızca Bulgaristan ve Yunanistan ile olan elektrik yük akışları olduğu için Gürcistan ve Türkmenistan ile yapılan elektrik ticareti dağılıma yansıtılamamıştır. Bu eksiklik toplam ithalat ihracat farkını etkilemekle birlikte elektrik ticaretinin saatlik olarak dağılımı tam olarak modellenememiştir. Gelecek senaryolarında Türkiye sınır komşularıyla herhangi bir elektrik ithalat/ihracatı yapmıyormuş kabul edildiği için buradaki eksiklik yalnızca 2017 referans enerji sistemine etki edecektir.



Şekil 10. 2017 Yılı Türkiye Normalize Edilmiş Elektrik İthalat ve İhracat Farkı Dağılımı

- **Isıtma Talebi**

Türkiye’de ısınma genel olarak evlerde ve diğer binalarda bulunan kazanlarla sağlanmaktadır. Binalarda ısınma için harcanan yakıtların miktarı Çizelge 2’de, EUROSTAT’tan temin edilen Türkiye 2017 enerji denge tablosundaki [109] sınıflandırmaya uygun olarak, “Konut” ve “Ticaret ve Hizmetler” başlığı altında verilmiştir. Toplamda ısınma için en yaygın kullanılan yakıtın 161,84 TWh ile doğal gaz olduğu görülmektedir. Doğalgazı sırasıyla 67,06 TWh ile kömür, 27,47 TWh ile Biyokütle ve 13,73 TWh ile petrol ürünleri takip etmektedir. Türkiye’de kullanılan kazan verimliliklerinin yakıt türlerine göre değerleri hakkında herhangi bir kaynak bulunamamıştır. Bu sebeple “Heat Roadmap Europe” projesi çatısı altında yürütülen “Stratego” projesi raporlarından yararlanılmıştır [113]. Bu kaynakta belirtilen ortalama dönüşüm verimliliklerinin Türkiye için de geçerli olduğu kabul edilmiştir. Kazanların verimlilik oranları ısıtma için kullanılan toplam yakıt miktarı ve dolayısıyla ortaya çıkan CO₂ salım miktarını etkilememekle birlikte, binaların toplam ısı talebi büyüklüğünü hesaplamak için kullanılmaktadır.

Çizelge 2. Binalarda kullanılan kazanların yakıt tüketimleri ve verimlilikleri

Kazanlarda kullanılan yakıtlar	Yakıt Tüketimi						Verimlilik
	Konut		Ticaret ve Hizmetler		Toplam		
	Bin TEP	TWh	Bin TEP	TWh	Bin TEP	TWh	
Kömür	1.961,30	22,81	3.804,80	44,25	5.766,10	67,06	0,65
Petrol	245,00	2,85	935,70	10,88	1.180,70	13,73	0,80
Doğal gaz	11.126,90	129,41	2.788,70	32,43	13.915,60	161,84	0,85
Biyokütle	2.362,00	27,47	0,00	0,00	2.362,00	27,47	0,65

Isınma talebini karşılayabilmek için Türkiye’de fosil yakıtlar ve biyokütle dışında elektrikli ısıtma da kullanılmaktadır. Elektrik İşleri Etüt İdaresi Genel Müdürlüğü tarafından hazırlanan “Hane Halkı Rehberi” ne göre ev aletlerinin elektrik tüketimleri arasında elektrikli ısıtıcılar %9’luk bir paya sahiptir [114]. “Ticari ve Hizmetler” başlığında ısıtma için hangi oranda elektrik tüketimi olduğu bulunamadığından burada da %9 oranının geçerli olduğu kabul edilmiş ve Çizelge3’te verildiği gibi, enerji denge tablosundan [109] alınan binalardaki elektrik tüketimlerinin %9’u hesaplanarak toplam 11,20 TWh’lik bir elektrik enerjisinin binaların ısıtılmasında kullanıldığı sonucuna ulaşılmıştır.

Çizelge 3. 2017 Yılı Türkiye Elektrikli Isıtma Talebi

	Elektrik Tüketimi		Elektrikli Isıtma talebi (TWh)
	BİN TEP	TWh	
Konut	6.036,00	70,20	6,32
Ticari ve Hizmetler	4.664,80	54,25	4,88
Toplam	10.700,80	124,45	11,20

Binalarda ısıtma için kullanılan diğer kaynaklar da jeotermal ve güneş ısı kaynaklarıdır. Güneş kolektörleri ülkemizin özellikle batı ve güney kısımlarında yaygın olarak kullanılmaktadır. EnergyPLAN üzerinde farklı yakıtlı kazanlar kullanılan binalar için su ısıtmada kullanılan güneş-ısı sistemleri, sisteme dahil edilebilmektedir. Enerji denge tablosundan [109] konutlar ve endüstride kullanılan toplam 9,80 TWh (843 Bin TEP)'lık bir güneş- ısı enerjisi kullanımı olduğu görülmektedir. Bunun dışında güneş kollektörlerinin binalarda hangi oranda kullanıldığının hesaplanması gerekmektedir. Bunun için Uluslararası Enerji Ajansı'na ait 2019 yılı "Solar Heat Worldwide" raporundan yararlanılmıştır [115]. Bu raporda 2017 yılına ait ayrıntılı verilere ulaşmak mümkündür. Çizelge 4'de görüldüğü gibi Türkiye'de 2017 yılı sonunda toplam 23.257.636 m² güneş-ısı kurulu alanı mevcuttur. Yine aynı raporda bu alanın ortalama 4 m² boyutunda 5.349.256 adet küçük kurulum ve ortalama 80 m² boyutunda 23.258 büyük kurulumla ayrıldığı belirtilmektedir. Buradan yola çıkarak toplam 5.372.514 adet kurulum olduğu belirtilmektedir. Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı'nın hazırladığı Ulusal Enerji Verimliliği Eylem Planı'na göre Türkiye'de toplam 9.100.000 adet bina mevcuttur [116]. Toplam kurulum adetlerinin bina sayısına bölünmesiyle 0,59 oranına ulaşılmıştır.

Çizelge 4. Güneş-Isı sistemlerinin Kurulu Alanı ve Binalardaki Kullanım Oranı

Güneş-Isı Sistemleri	Adet	Kurulu Alan (m²)
Toplam bina sayısı	9.100.000	-
4 m²'lik kurulum	5.349.256	21.397.025
80 m²'lik kurulum	23.258	1.860.611
Oran	0,59	

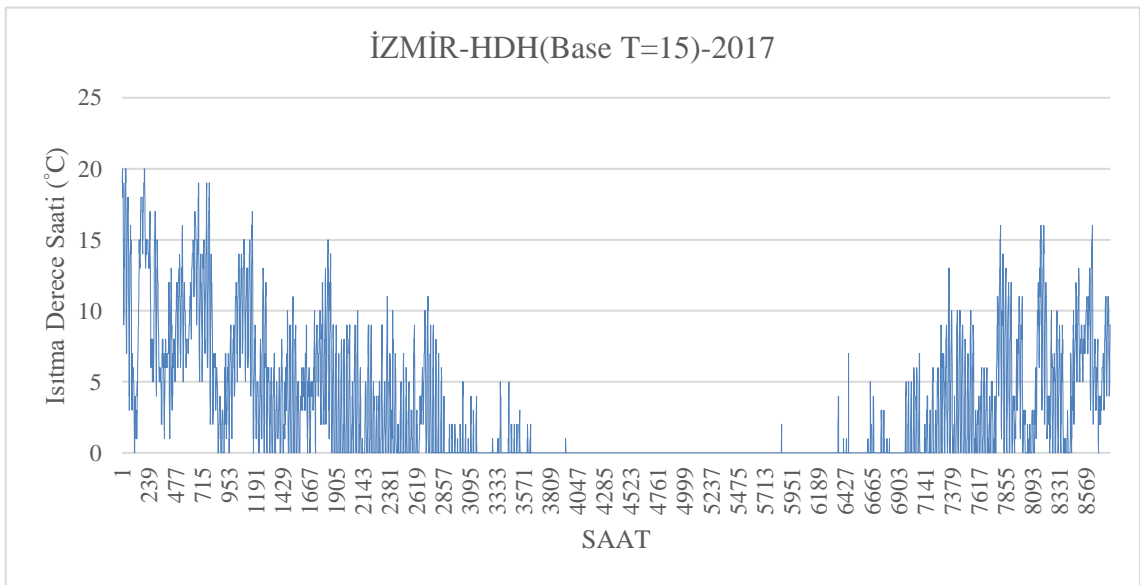
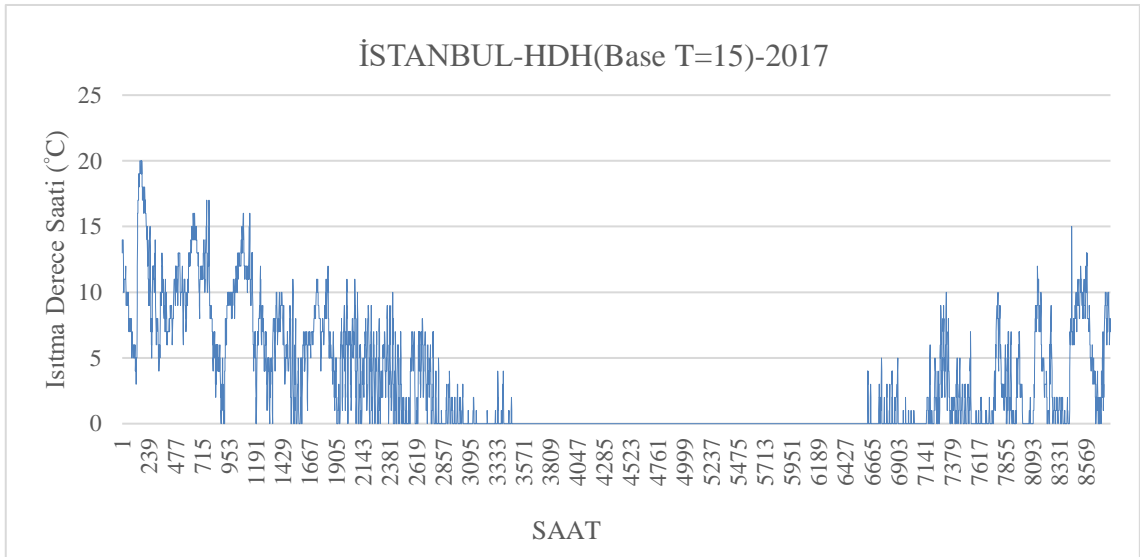
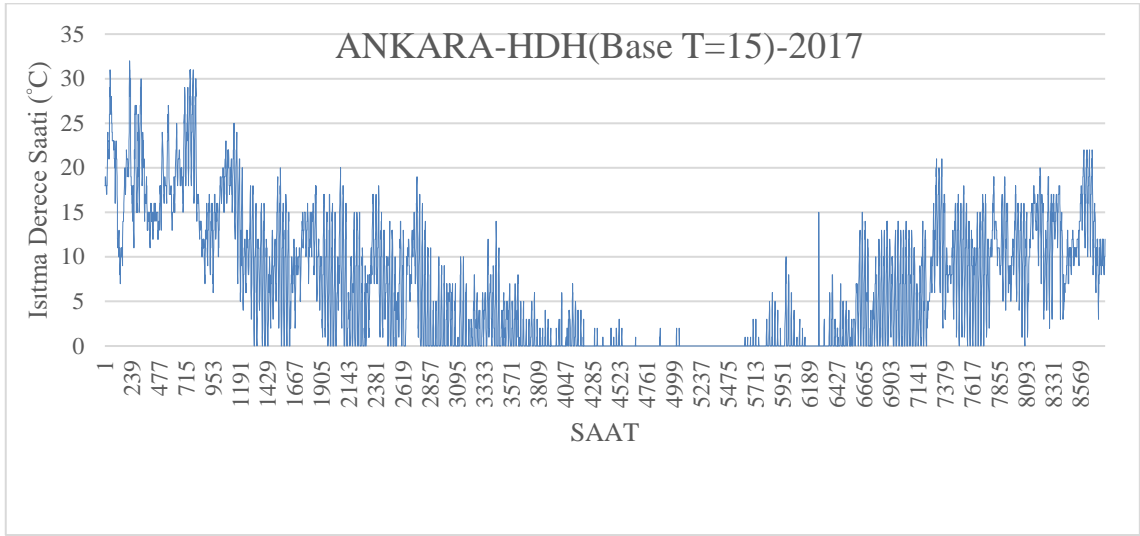
Elektrik talebinin dışında, Türkiye'de saatlik ısıtma enerjisi talebini oluştururken kullanılabilir bir merkezi ısıtma sistemi bulunmamaktadır. Jeotermal ısı kullanan bölgesel ısıtma bölgeleri ise Ege Bölgesinde yoğunlaştıkları için tüm Türkiye'nin ısıtma talebini yansıtmamaktadırlar. EnergyPLAN, simüle edilen bölgedeki teknolojileri gruplar halinde tek bir teknolojiymiş gibi modeller. Bu sebeple tüm ülke için tek bir ısı dağılımı

oluşturulması gerekmektedir. Isıtma talebi oluşturulurken Türkiye'nin farklı bölgelerinin farklı iklim koşullarına sahip olması, binaların farklı ısıtma-soğutma talepleri olmasına neden olmaktadır. Dolayısıyla ısıtma ve soğutma dağılımları oluşturulurken öncelikle Türkiye coğrafi bölgelere göre yedi bölgeye ayrılmıştır. Her bölge için bir ilin 2017 yılına ait saatlik sıcaklık değişimleri “Wheather Underground” [117] üzerinden sağlanmıştır. Sıcaklık verileri ilgili şehirlerde bulunan havalimanlarında ölçülen değerleri göstermektedir. Marmara Bölgesi için İstanbul, Ege Bölgesi için İzmir, Akdeniz Bölgesi için Adana, Güneydoğu Anadolu Bölgesi için Diyarbakır, Doğu Anadolu Bölgesi için Erzurum, Karadeniz Bölgesi için Trabzon, İç Anadolu Bölgesi için de Ankara iline ait sıcaklık değerleri kullanılmıştır. Saatlik ısıtma dağılımı oluşturulurken Isıtma-Soğutma Derece Günleri teorisinden yararlanılmıştır [118]. Buna göre bir binanın ısıtma ve soğutma talebi belirlenirken baz derecelerin üzerine çıktığında ya da altına indiğinde ısıtma ya da soğutma ihtiyacı olduğu kabul edilir. Meteoroloji Genel Müdürlüğü, baz dereceleri olarak ısıtma için 15 °C, soğutma için ise 22 °C'yi kullanmaktadır. Bu çalışmada da aynı baz dereceler kullanılmıştır. Her saat için ilgili bölgede ölçülen sıcaklık 22 °C'nin üzerindeyse soğutma derecesi, 15 °C'nin altındaysa ısıtma derecesi oluşmaktadır. 15 °C ve 22 °C arasında ise ısıtma veya soğutma için herhangi bir enerji harcanmayacağı kabul edilmiştir. Her bir saat için ısıtma saat dereceleri,

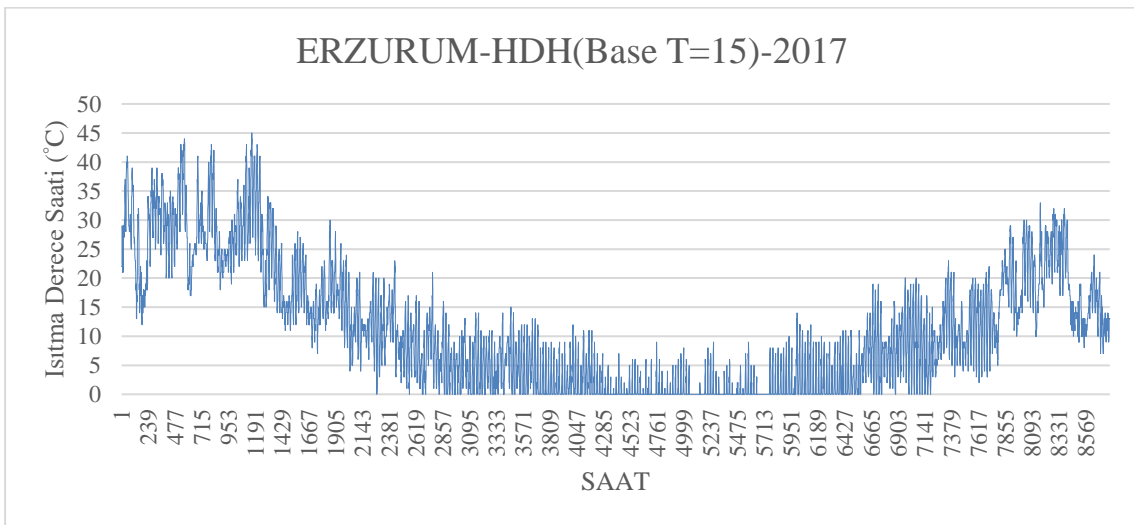
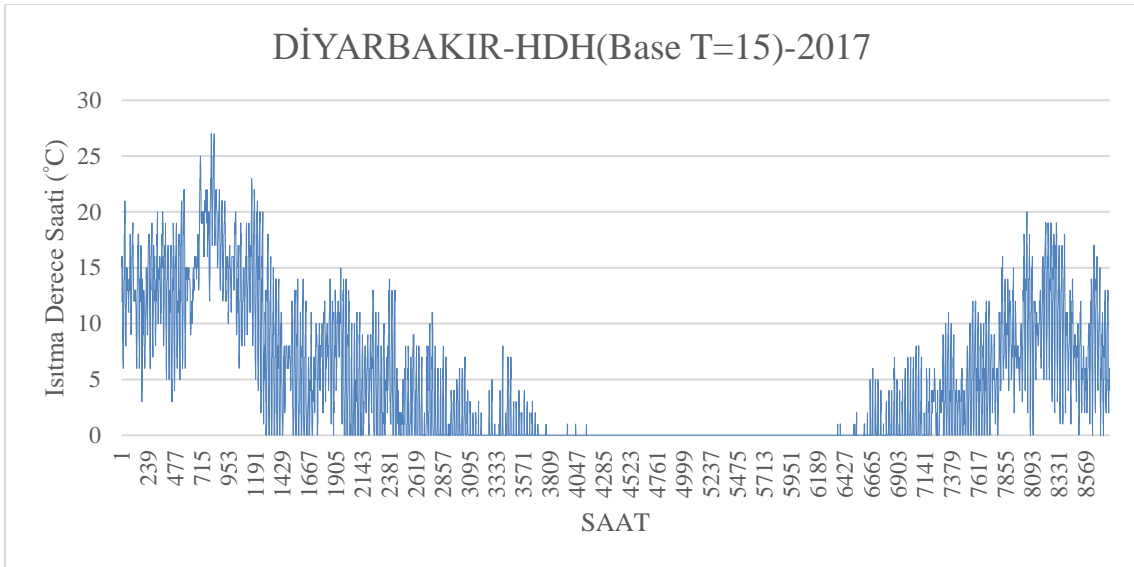
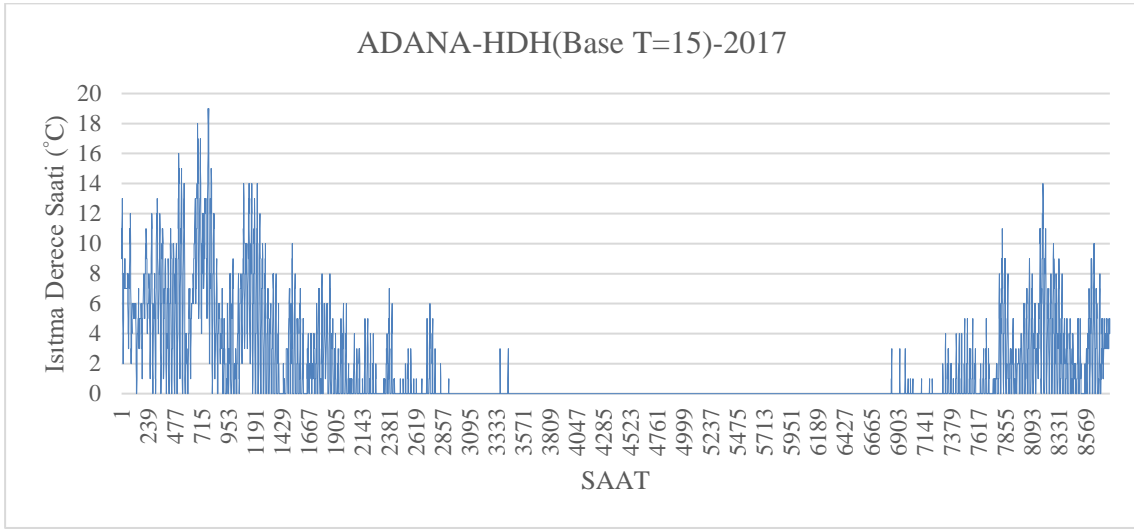
$$\begin{aligned} T < 15 \text{ } ^\circ\text{C} \text{ ise HDH (Isıtma derece saati)} &= 15 - T \\ T \geq 15 \text{ } ^\circ\text{C} \text{ ise HDH} &= 0 \end{aligned} \quad (1)$$

eşitlikleri ile hesaplanmıştır. Şekil 11'de, yedi coğrafi bölge için, 2017 yılı boyunca saatlik çözünürlükte hesaplanan, ısıtma talebi dağılımları verilmiştir.

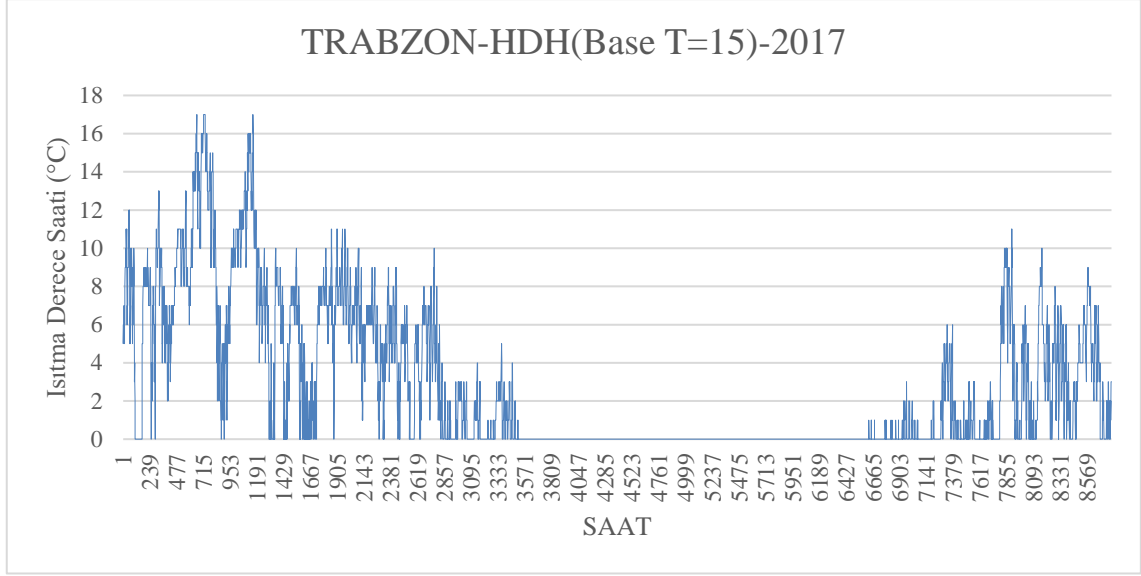
Türkiye'nin ısıtma dağılımının hesaplanması için her saatte oluşan ısıtma derecelerinin bölgelerde bulunan hane sayılarına göre ağırlıklı ortalaması alınmıştır. Bölgelere ya da illere ait bina sayılarına ulaşılamamıştır. Bölgelerde bulunan hane sayılarını kullanabilmek için Türkiye İstatistik Kurumu'na (TÜİK) ait “İllere ve hane halkı tiplerine göre hane halkı sayısı” verisinden yararlanılmıştır [119]. Buna göre 2017 yıl sonunda Türkiye'de toplam 22.676.186 adet hane bulunmaktadır. Coğrafi bölgelere ait toplam hane sayısı hesaplanırken Çizelge 5'teki gibi her bir bölgenin ilgili illeri tam olarak kapsadığı kabul edilmiştir.



Şekil 11 2017 Yılı Yedi Bölgede Isıtma Derece Saatleri Dağılımı (devam ediyor)



Şekil 11 2017 Yılı Yedi Bölgede Isıtma Derece Saatleri Dağılımı (devam ediyor)



Şekil 11 2017 Yılı Yedi Bölgede Isıtma Derece Saatleri Dağılımı

Çizelge 5. Isıtma Bölgelerini Oluşturan İller

	İller
İstanbul (Marmara) Bölgesi	İstanbul, Kırklareli, Edirne, Tekirdağ, Çanakkale, Balıkesir, Bursa, Kocaeli, Sakarya, Yalova, Bilecik
Ankara (İç Anadolu) Bölgesi	Ankara, Konya, Kayseri, Eskişehir, Sivas, Kırıkkale, Aksaray, Karaman, Kırşehir, Niğde, Nevşehir, Yozgat, Çankırı
İzmir (Ege) Bölgesi	İzmir, Manisa, Aydın, Denizli, Muğla, Afyonkarahisar, Kütahya, Uşak
Adana (Akdeniz) Bölgesi	Adana, Antalya, Burdur, Hatay, Isparta, Mersin, Osmaniye, Kahramanmaraş
Diyarbakır (Güneydoğu Anadolu) Bölgesi	Gaziantep, Diyarbakır, Şanlıurfa, Batman, Adıyaman, Siirt, Mardin, Kilis, Şırnak
Trabzon (Karadeniz) Bölgesi	Karabük, Düzce, Amasya, Artvin, Bartın, Bayburt, Bolu, Gümüşhane, Samsun, Trabzon, Sinop, Zonguldak, Tokat, Rize, Ordu, Çorum, Kastamonu, Giresun
Erzurum (Doğu Anadolu) Bölgesi	Ağrı, Ardahan, Bitlis, Bingöl, Elâziğ, Erzincan, Erzurum, Hakkâri, Iğdır, Kars, Malatya, Muş, Tunceli, Van

İllerdeki hane sayıları kullanılarak Çizelge 6'daki gibi bölgelere ait toplam hane sayıları ve Türkiye'deki toplam hane sayısına oranları bulunmuştur.

Çizelge 6. Bölgelerde Bulunan Hane Sayıları ve Türkiye'deki Toplam Hane Sayısına Oranları

	Bölgeler							Toplam
	İstanbul	Ankara	İzmir	Adana	Diyarbakır	Trabzon	Erzurum	
Toplam Hane Sayısı	7.211.116	3.868.475	3.302.060	2.869.635	1.702.417	2.372.679	1.349.804	22.676.186
Yüzde Oran	31,80%	17,06%	14,56%	12,65%	7,51%	10,46%	5,95%	100%

Yedi bölge için hazırlanan ısıtma derece saatleri ve bölgelerdeki hane sayılarının oranları kullanılarak, her bir saat için Türkiye ısıtma derece saatleri

$$T_{t,i}=(T_{m,i}*\%31,80)+(T_{ic,i}*\%17,06)+(T_{e,i}*\%14,56)+(T_{a,i}*\%12,65)+$$
$$(T_{g,i}*\%7,51)+(T_{k,i}*\%10,46)+(T_{d,i}*\%5,95) \quad (2)$$

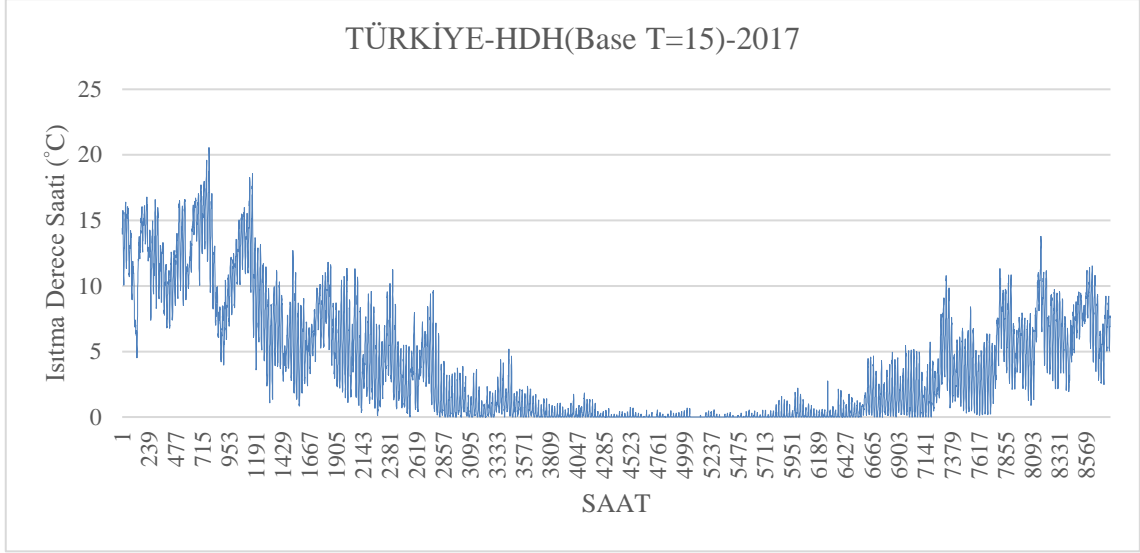
eşitliği ile hesaplanmıştır. Bu eşitlikte,

i ; her bir saati

$T_{t,i}$; 8784 saatin her biri için Türkiye ısıtma derece saatleri

$T_{m,i}$, $T_{ic,i}$, $T_{e,i}$, $T_{a,i}$, $T_{g,i}$, $T_{k,i}$, $T_{d,i}$; sırasıyla 8784 saat için Marmara Bölgesi, İç Anadolu Bölgesi, Ege Bölgesi, Akdeniz Bölgesi, Güney Doğu Anadolu Bölgesi, Karadeniz Bölgesi, Doğu Anadolu Bölgesi ısıtma derece saatleri göstermektedir.

Şekil 12'de Eş.2 ile hesaplanan Türkiye ısıtma derece saatleri dağılımı görülmektedir. 2017 yılında en yüksek ısı talebinin ocak ve şubat aylarında gerçekleştiği görülmektedir. Yaz aylarındaysa ısıtma yükü neredeyse sıfıra düşmektedir.



Şekil 12. 2017 Yılı Türkiye Isıtma Derece Saatleri Dağılımı

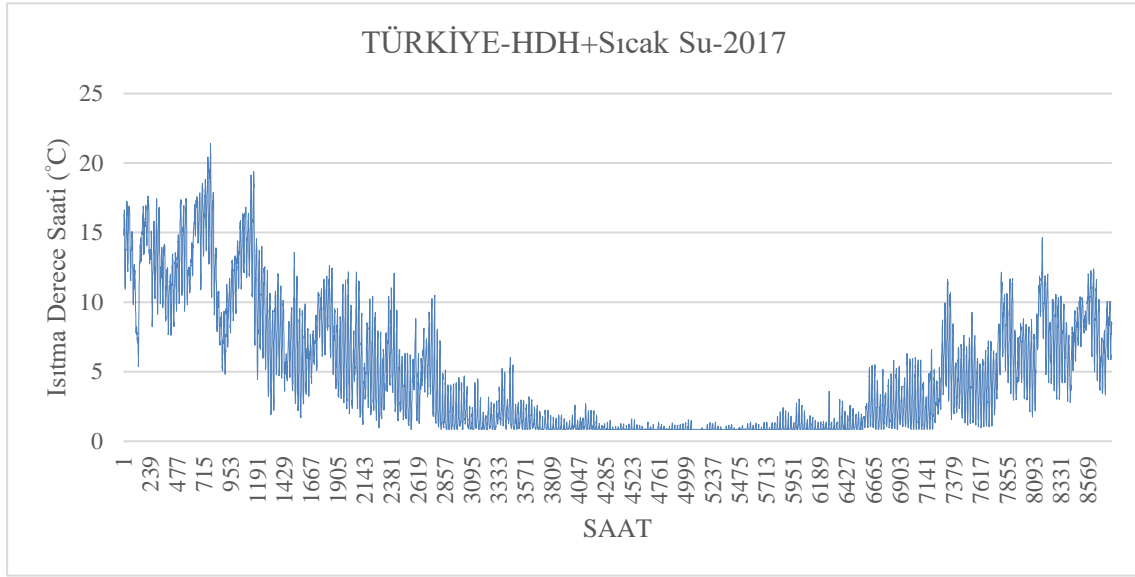
Binalarda, ortam ısıtma talebi yazın ne kadar düşse de binalarda sıcak su talebi yıl boyunca devam etmektedir. Türkiye’de binalarda kullanılan ısı enerjisinin ne kadarının su ısıtmaya harcadığı bulunamamıştır. Bu nedenle “Heat Roadmap Europe” projesinde farklı ülkeler için kullanılan değerlerden [120] yola çıkarak, toplam ısı talebinin %18’lik kısmının su ısıtması için yıl boyunca sabit olarak kullanıldığı varsayılmıştır. Son basamakta her bir saatte ısıtma dağılımına eklenmesi gereken miktar, diğer bir deyişle ısıtma derecesi

$$T_{s,i} = (T_{t,toplam} * 0,18) / (8784 * (1 - 0,18)) \quad (3)$$

eşitliği ile hesaplanıp, EnergyPLAN’da kullanılan ve Şekil 13’te verilen ısı talebi dağılımına ulaşılmıştır. Eş.3’te,

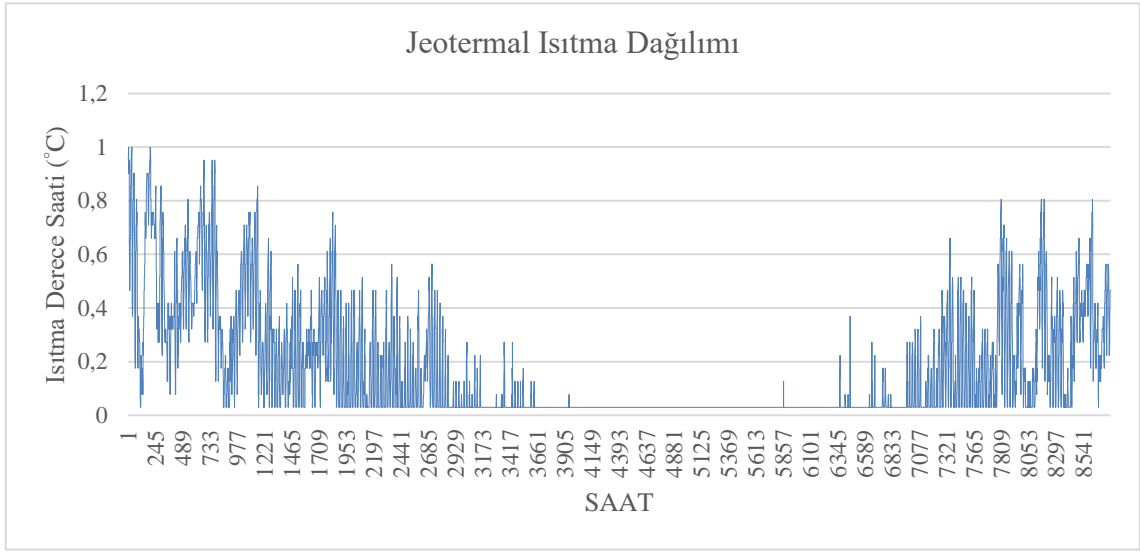
$T_{s,i}$; 8784 saatin her birindeki sabit su ısıtma derecesi

$T_{t,toplam}$; Türkiye için hesaplanan toplam ısıtma derece saatleri (toplam 34.163,40 derece saat) göstermektedir. Buna göre her saat ortam ısıtmasına eklenmesi amacıyla, su ısıtma için hesaplanan ısıtma derecesi, Eş3’ten 0,85 olarak elde edilmiştir.



Şekil 13. 2017 Türkiye Ortam Isıtması ve Sıcak Su Isı Talebi Dağılımı

Jeotermal ısının evlere ulaştırılmasında bölgesel ısıtma sistemleri kullanılmaktadır. Bu amaçla, EnergyPLAN’da bölgesel ısıtma sistemine, EUROSTAT Türkiye 2017 enerji denge tablosundan [109] alınan, 14,55 TWh (1251 Bin TEP) değeri girilmiştir. Jeotermal ısıtma çoğunlukla Ege Bölgesinde bulunduğu ve hem ortam ısıtmasında hem de su ısıtmasında kullanıldığı için, Ege Bölgesinin ısı dağılımı, su ısıtma oranı %18 olacak şekilde Şekil 14’deki gibi düzenlenerek kullanılmıştır. Değerler normalize edilmiş verileri yansıtmaktadır.



Şekil 14. 2017 Yılı Jeotermal Isıtma Dağılımı

- **Soğutma Talebi**

2017 yılına ait konutlarda ya da diğer binalarda ortam soğutması için ne kadar enerji harcandığına ya da klimaların evlerde kullanılan elektriğin ne kadarını tükettiğine dair bir veri bulunamamıştır. Bu sebeple yıllık toplam tüketim miktarı sıfır olarak girilmiştir. Ancak gelecek senaryolarında kullanılmak üzere soğutma derece saatleri, ısıtma derece saatlerine benzer şekilde hesaplanmıştır. Yedi bölgede her saat için soğutma saat derecelerinin hesaplanması için

$$T > 22 \text{ } ^\circ\text{C} \text{ ise } CDH \text{ (Soğutma derece saati)} = T - 22 \quad (4)$$

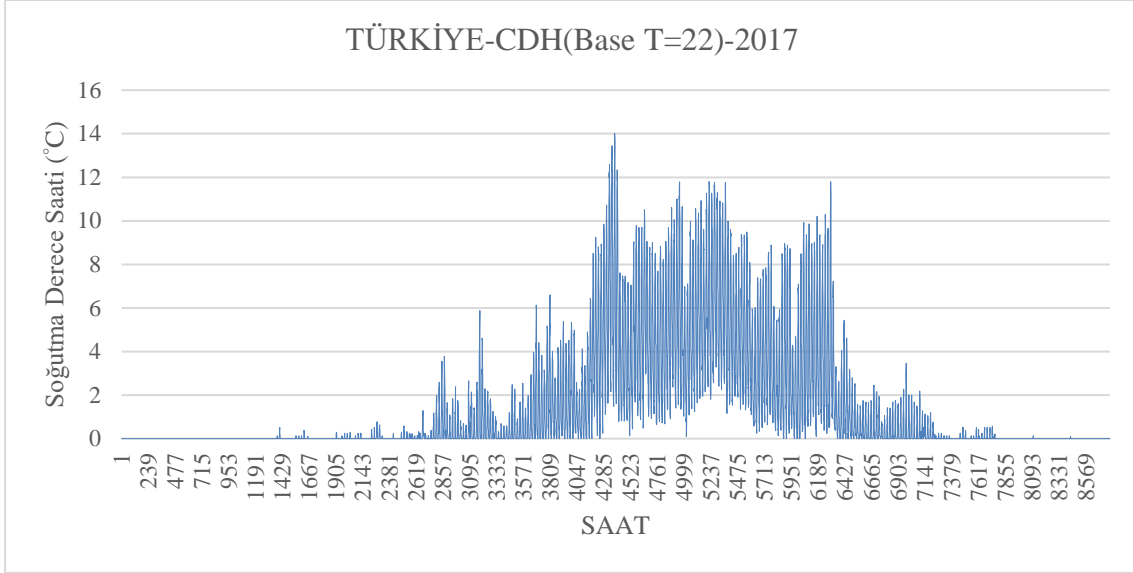
$$T \leq 22 \text{ } ^\circ\text{C} \text{ ise } CDH = 0$$

eşitliği kullanılmış ve ardından bölgelerdeki hane sayıları kullanılarak, Eş.2'ye benzer şekilde, Türkiye'de her saat için soğutma derece saatleri

$$T_{t,s} = (T_{m,s} * \% 31,80) + (T_{ic,s} * \% 17,06) + (T_{e,s} * \% 14,56) + (T_{a,s} * \% 12,65) + (T_{g,s} * \% 7,51) + (T_{k,s} * \% 10,46) + (T_{d,s} * \% 5,95) \quad (5)$$

formülü ile hesaplanmıştır. Bu eşitlikte, s: her bir saati, $T_{t,s}$, $T_{m,s}$, $T_{ic,s}$, $T_{e,s}$, $T_{a,s}$, $T_{g,s}$, $T_{k,s}$, $T_{d,s}$; sırasıyla 8784 saat için Türkiye, Marmara Bölgesi, İç Anadolu Bölgesi, Ege Bölgesi,

Akdeniz Bölgesi, Güneydoğu Anadolu Bölgesi, Karadeniz Bölgesi, Doğu Anadolu Bölgesi soğutma derece saatleri göstermektedir. Hesaplamanın sonucunda ulaşılan Türkiye soğutma derece saatleri Şekil 15’te verilmiştir.



Şekil 15. 2017 Yılı Türkiye Soğutma Derece Saatleri Dağılımı

Soğutma yükünün dağılımında da ısıtmadakine benzer şekilde yıl boyunca sabit ilerleyen ve sıcaklık değişime bağlı olmayan yükler bulunmaktadır. “Heat Roadmap Europe” projesine göre binaların toplam soğutma yükünün %56’sı baz yük olarak karşılanmaktadır [120]. Buna göre,

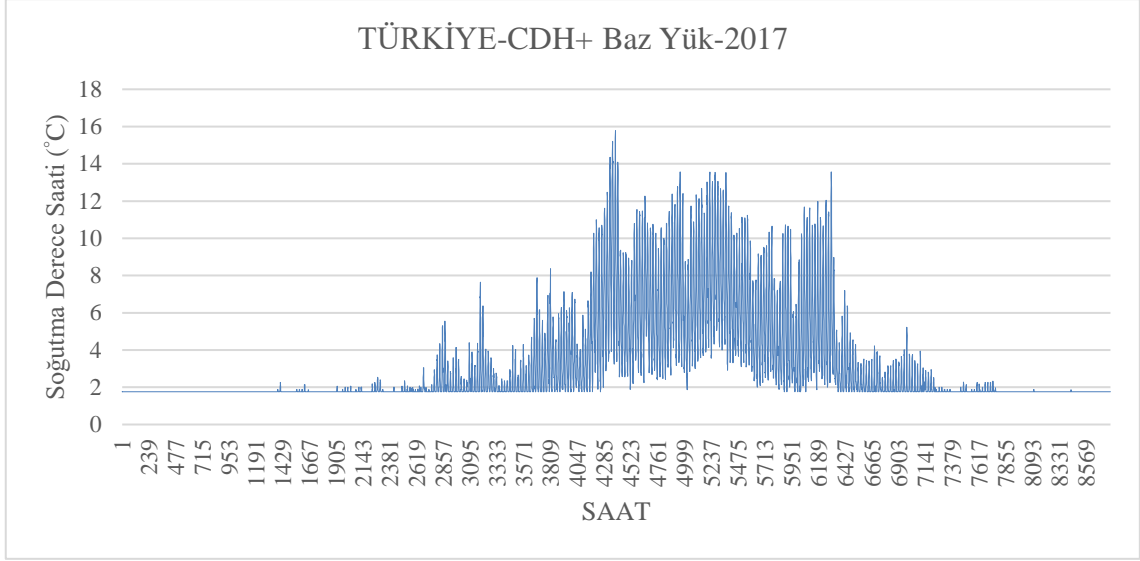
$$T_{s,s} = (T_{s,toplam} * 0,56) / (8784 * (1 - 0,56)) \quad (6)$$

eşitliği kullanılarak baz yük derece saati hesaplanmış ve bu değer tüm saatlere eklenerek Şekil 16’da verilen ve EnergyPLAN’da kullanılan soğutma talebi dağılımına ulaşılmıştır. Eş.6’da

$T_{s,s}$: 8784 saatin her birindeki sabit baz yük derece saati

$T_{s,toplam}$: Türkiye için hesaplanan toplam soğutma derece saatleridir (Toplam 12.141,42 derece saat)

Buna göre her saat ortam soğutmasına eklenmesi amacıyla, baz yük için Eş.6 ile hesaplanan ısıtma derecesi 1,76 olmuştur.



Şekil 16. 2017 Yılı Türkiye Ortam Soğutması ve Baz Soğutma Yüğü Dağılımı

- **Endüstri Talebi ve Diğer Tüketimler**

Enerji denge tablosundan [109] Endüstri sektöründe enerji ihtiyacı için kullanılan yakıt miktarları Çizelge 7’deki gibi listelenmiştir. EnergyPLAN’da balıkçılık, tarım ve ormancılıkta kullanılan yakıtlar için özel olarak bir bölüm ayrılmamıştır. Ancak bu kalemlerdeki enerji ihtiyaçları ülkedeki toplam yakıt tüketimlerini ve CO₂ salımlarını etkilemektedir. Bu nedenle balıkçılık, tarım ve ormancılıkta kullanılan enerji “Diğer Tüketim” başlığı altında toplanmıştır. Ayrıca endüstri sektöründe kullanılan türetilmiş gaz tüketimleri kömür başlığına eklenmiştir.

Çizelge 7. Yakıt Türlerine Göre Endüstri Sektörü Enerji Tüketimleri

Yakıt Türü	Endüstri Tüketim		Diğer Tüketim	
	Bin TEP	TWh	Bin TEP	TWh
Kömür	6339,60	73,73	0,00	0,00
Petrol	4402,20	51,20	3022,30	35,15
Doğalgaz	10296,60	119,75	97,10	1,13
Biyokütle	0,00	0,00	0,00	0,00

- **Ulaşım Talebi**

Ulaşım sektöründe kullanılan fosil yakıt ve yenilenebilir biyoyakıt kullanımları Çizelge 8’de verilmiştir. Petrol/Metanol başlığı altında fuel oil ve benzin tüketimleri toplanmıştır.

Çizelge 8. Ulaşım Sektörü Yakıt Türlerine Göre Enerji Tüketimleri

Yakıt Türü	Fosil Yakıt Tüketimi		Biyoyakıt Tüketimi	
	Bin TEP	TWh	Bin TEP	TWh
Jet Yakıtı	1271,90	14,79	0,00	0,00
Dizel/DME	20.406,60	237,33	63,20	0,74
Petrol/Metanol	2411,90	28,05	82,30	0,96
Doğalgaz	435,90	5,07	0,00	0,00
LPG	3522,50	40,97	0,00	0,00

B. Enerji Üretim Verileri

Elektrik ve bölgesel ısıtma enerji üretim verileri bu bölümde tanımlanmaktadır. EnergyPLAN’da kurulu güçler için modellenen yıla ait, tek bir değer girilmesi gerekmektedir. Burada da santral kurulu güçlerine 2017 yılı sonundaki değerler girilmiştir. Ancak TEİAŞ’ın 2016 ve 2017 [121] yılı verilerine göre hazırlanan Çizelge 9’daki gibi 2017 yılı boyunca özellikle Güneş, Rüzgâr ve Jeotermal elektrik üretim santrallerinde çok yüksek oranda artış olduğu görülmektedir.

- **Isı ve Elektrik (Kojenerasyon) Santralleri**

EnergyPLAN’da kömür, doğalgaz gibi fosil yakıtları kullanan santrallerle biyokütle kullanılan santraller farklı verimliliğe sahip enerji santrali gruplarını temsil edebilmek amacıyla PP1 ve PP2 başlığı altında gruplandırılmaktadır. Tez çalışmasında 2017 ve 2050 referans enerji sistemlerinde bu santraller PP1 olarak adlandırılmıştır. PP2 ise PP1 santrallerine göre daha yüksek verimliliğe sahip doğal gaz santrallerini temsil edebilmesi için yalnızca 2050 senaryolarında kullanılmıştır. Çizelge 10’da görüldüğü gibi ilgili tüm kurulu güçler PP1 başlığı altında toplanmış ve toplam 46.926.40 MW’lık kurulu güç

kullanılmıştır. PP1 santrallerinin üretim regülasyonu EnergyPLAN tarafından seçilen simülasyon yöntemine göre belirlendiği için herhangi bir dağılım girilmemektedir. PP1 santrallerinin toplu verimlilik değerinin hesaplanması için, Çizelge 10'daki gibi enerji denge tablosundan [109] elektrik üretim ve yakıt tüketim değerlerinin oranı kullanılmıştır. Verimlilik değeri sayesinde, EnergyPLAN tarafından kullanılan yakıt miktarları hesaplanmaktadır.

Çizelge 9. 2016 ve 2017 Yılı Elektrik Üretim Santralleri Kurulu Güçleri

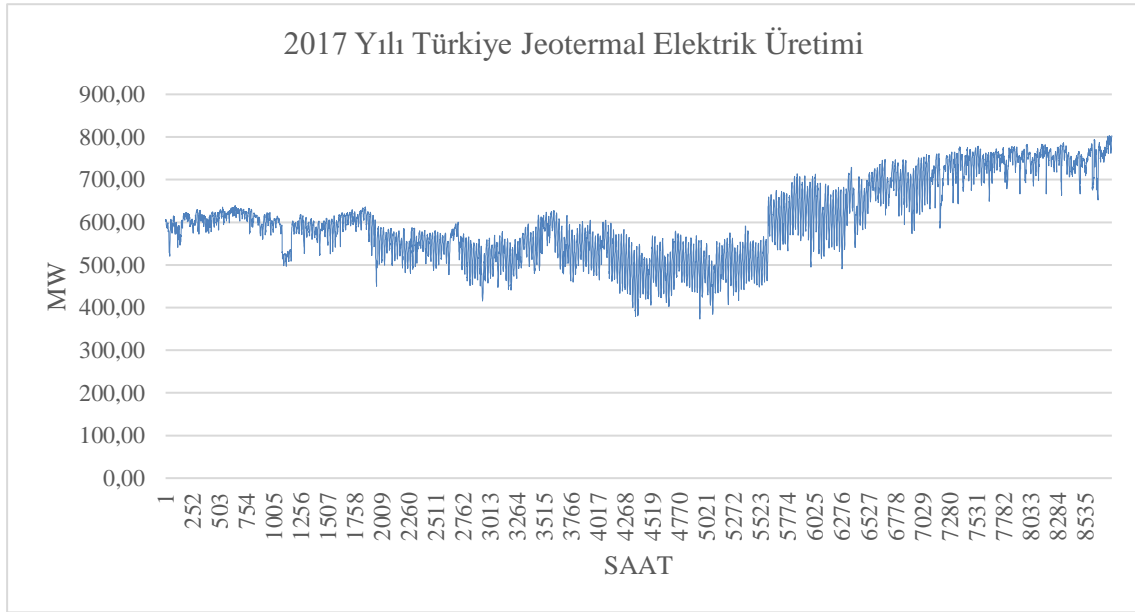
Enerji Kaynağı	2016 (MW)	2017 (MW)	Değişim (MW)	Değişim %
İthal Kömür	7473,90	8793,90	1320,00	17,66
Taş Kömür+Asfaltit	755,00	782,5	27,50	3,64
Linyit	9270,10	9129,10	-141,00	-1,52
Sıvı Yakıtlar	645,00	380,2	-264,80	-41,05
Çok Yakıtlılar	-		-	-
Atık Isı	-	164,5	-	-
Doğal Gaz	25.771,20	22.002,20	-3769,00	-14,62
Yenilenebilir Atık+Atık	496,40	477,4	-19,00	-3,83
Rüzgâr	5751,30	6516,20	764,90	13,30
Güneş	832,50	3420,70	2588,20	310,89
Barajlı	19.558,60	19.776,00	217,40	1,11%
D.Göl ve Akarsu	7122,50	7497,10	374,60	5,26
Jeotermal	820,90	1063,70	242,80	29,58
Toplam	78.497,40	85.200	6702,60	8,54%
PP1	44.411,60	46.926,40	2514,80	5,66
Hidroelektrik Toplam	26.681,10	27.273,10	592,00	2,22

Çizelge 10. Jeotermal ve PP1 Santralleri Verimlilik Değerleri

Üretim Birimi	Elektrik Üretim (TWh)	Yakıt Tüketimi (Bin TEP)	Yakıt Tüketimi (TWh)	Verimlilik (Elektrik)
Jeotermal	6,13	5268	61,27	0,100
PP1 Toplam	211,26	42.682,4	496,40	0,426

- **Elektrik Merkezi Güç Santralleri**

Bu bölümde yalnızca jeotermal elektrik santrallerine ait veriler kullanılmıştır. Jeotermal Elektrik Üretim Santrallerine ait 2017 yılı kurulu gücü Çizelge 9’da belirtildiği gibi 1063,70 MW’tır. Verimlilik değeri olarak 0,1 kullanılmıştır. Bu değer santrallerin ne kadar ısı enerjisi kullandığını belirlemede kullanılmaktadır. Jeotermal elektrik üretimi dağılımı için, Şekil 16’da verilen, EPIAŞ Şeffaflık Platformu 2017 yılı Gerçek Zamanlı Üretim verileri kullanılmıştır [122]. Yıllık toplam üretim miktarını gerçek veriye yaklaştırmak için düzeltme faktörü olarak 0,872 kullanılmıştır. Düzeltme faktörünün Jeotermal elektrik üretiminin hesaplanmasında nasıl kullanıldığı EnergyPLAN kullanma kılavuzunda belirtilmektedir [102].



Şekil 16. 2017 Yılı Türkiye Jeotermal Elektrik Saatlik Üretimi

- **Değişken Üretim Yapan Yenilenebilir Santraller**

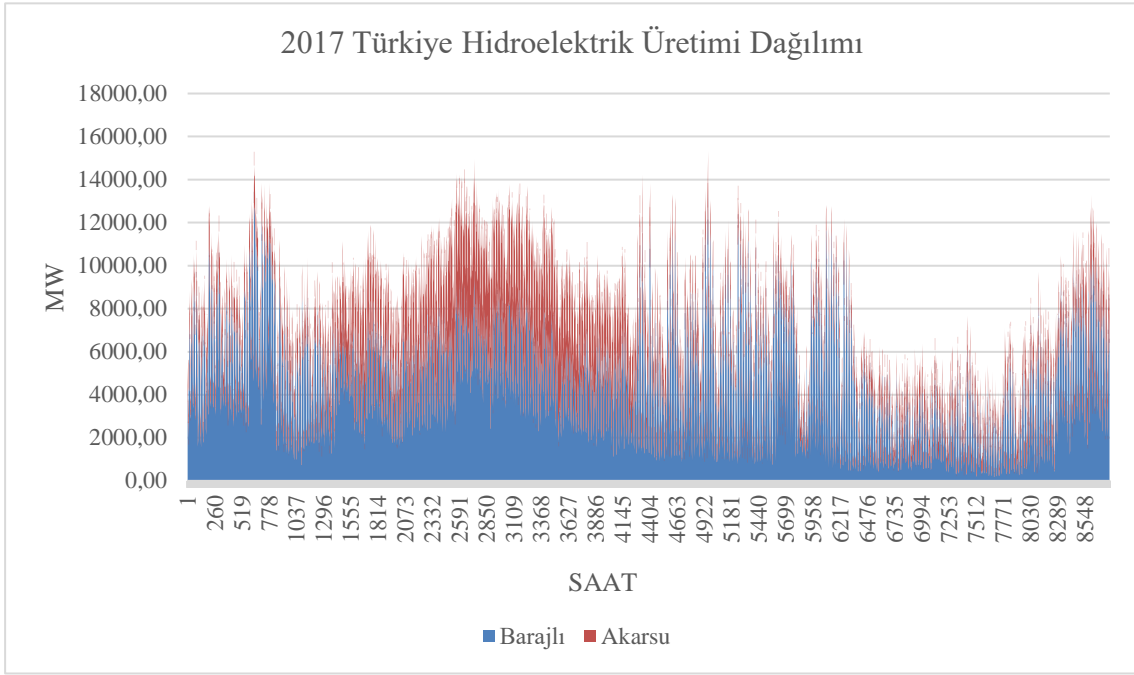
Rüzgâr, güneş ve hidroelektrik santrallere ait veriler bu bölümde oluşturulmuştur. Türkiye’de hidroelektrik santrallerin 2017 yılı sonundaki kurulu güçleri barajlı santrallerde 19.776 MW ve akarsu tipi santrallerde 7497,1 MW’tır (Çizelge9). EnergyPLAN akarsu tipi hidroelektrik santrallerin enerji dengelemesine katılmadığını ancak barajlı santrallerin PP1 gibi merkezi bir elektrik üretim santrali olarak gücünün ihtiyaca göre değiştirebileceğini ve dengelemeye katılacağını kabul etmektedir. 2017

referans enerji sisteminin oluşturulmasının amacı gerçekteki enerji talep ve üretimlerini en iyi şekilde EnergyPLAN yazılımı üzerinde simüle edip EnergyPLAN'ı düzeltme faktörleri ile kalibre etmektir. Bu nedenle barajlı ve akarsu tipi santraller kurulu güçleri ve saatlik üretim miktarları toplanarak EnergyPLAN üzerinde akarsu tipi hidroelektrik santrali olarak modellenmiştir. Güneş ve rüzgâr santralleri dengelemeye katılmadığı, hidroelektrik santraller de gerçek değerlere en yakın biçimde temsil edilmek istendiğinden, dengeleme oranları 0 olarak bırakılmıştır. Yıllık elektrik üretim miktarlarını gerçek değerlere yaklaştırmak için kullanılan düzeltme faktörleri Çizelge 11'de verilmiştir.

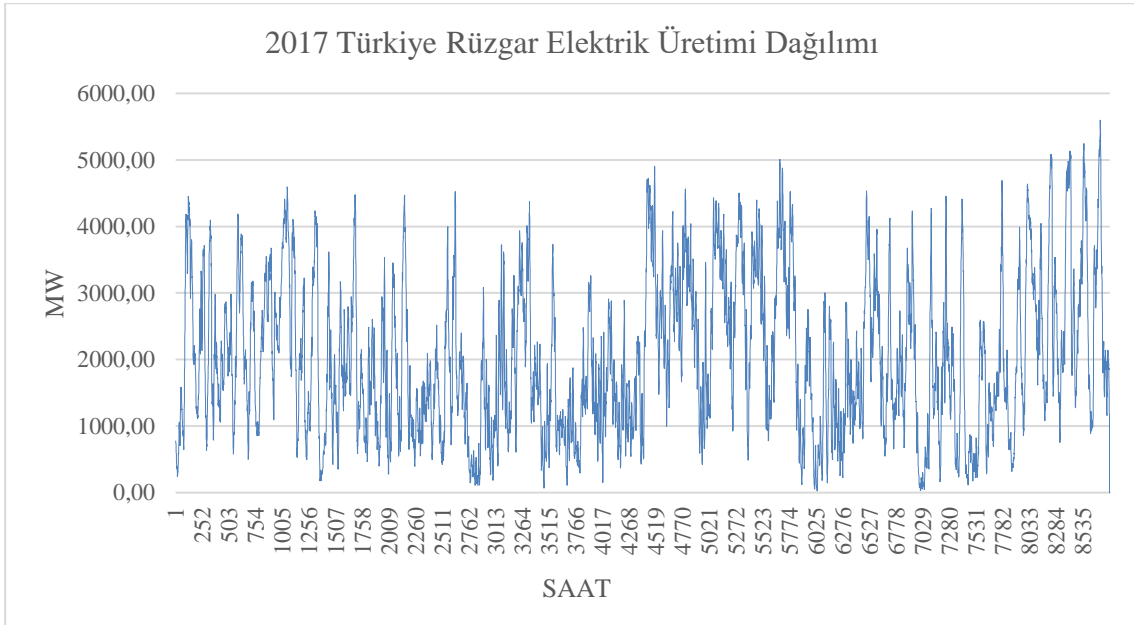
Çizelge 11. 2017 Değişken Yenilenebilir Enerji Kaynakları Kurulu Güçleri ve Kullanılan Düzeltme Faktörleri

Yenilenebilir Enerji Kaynağı	Kurulu Güç (MW)	Dengeleme Oranı	Düzeltilme Faktörü
Rüzgâr	6516,20	0	-0,299999
Güneş	3420,70	0	-0,999999
Hidroelektrik (Akarsu)	27.273,10	0	-0,001

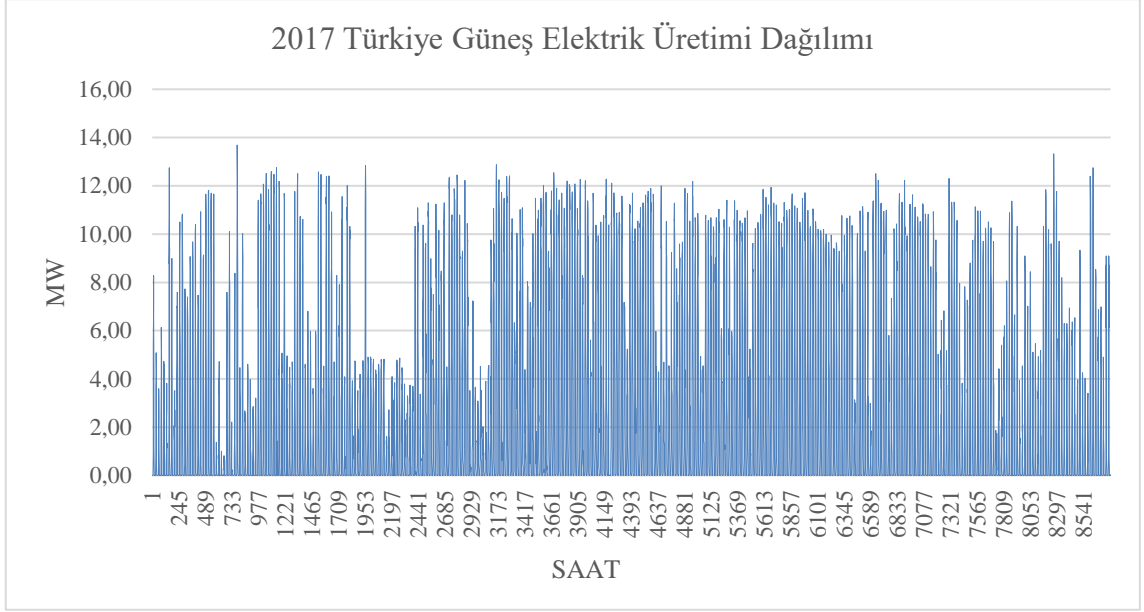
Dağılım verisi olarak kullanılmak üzere hidroelektrik, rüzgâr ve güneş santraller için kullanılan saatlik üretim verileri EPIAŞ Şeffaflık Platformu, “Gerçek Zamanlı Üretim” veri tabanından sağlanmıştır ve üretim profilleri, sırasıyla Şekil 17, Şekil 18 ve Şekil 19’da çizilmiştir.



Şekil 17 2017 Yılı Türkiye Hidroelektrik Üretimi Dağılımı (Barajlı + Akarsu)



Şekil 18. 2017 Yılı Türkiye Rüzgâr Elektrik Üretimi Dağılımı



Şekil 19. 2017 Yılı Türkiye Güneş Elektrik Üretimi Dağılımı

- ***Yalnız Isı Üretimi***

Bölgesel ısıtma sistemleri, Türkiye’de yalnızca jeotermal ısı kaynağının ortam ve su ısıtması için doğrudan son kullanıcılara dağıtılmasında kullanılmaktadır. Enerji denge tablosundan [109] konutlarda kullanılan jeotermal ısı enerjisi olan 14,55 TWh (1251 Bin TEP) yıllık toplam talep olarak girilmiştir; oluşturulan jeotermal ısı talebi dağılımı da ısı üretimi dağılımı olarak kullanılmıştır.

- ***Yakıt Dağılımı***

Yakıt dağılımı enerji üretimi bölümünde elektrik ve ısı üretimi için harcanan yakıtların hangi oranda kullanıldığını belirlenebilmesi için kullanılır. Çizelge 12’de görülen veriler enerji denge tablosunda [109] elektrik ve ısı üretimi başlığında kullanılan yakıt miktarları temel alınarak düzenlenmiştir. Kömür başlığı altında kömür ve türetilmiş gaz tüketimleri toplanmıştır.

Çizelge 12. Enerji Üretimi Bölümü Yakıt Dağılımı

CHP3	KÖMÜR		PETROL		DOĞALGAZ		BİYOKÜTLE	
	Bin TEP	TWh	Bin TEP	TWh	Bin TEP	TWh	Bin TEP	TWh
	23.777,70	276,53	244,10	2,84	17.320,50	201,44	498,10	5,79

CO₂ Salım Faktörleri

Salım faktörleri belirlenirken Türkiye’ye özgü emisyon faktörlerini kullanabilmek adına temel olarak TÜİK’in UNFCCC için her yıl hazırladığı “Sera Gazı Salımları Envanteri”nden [123] yararlanılmıştır. Yalnızca “Diğer Bitümlü Kömür” ve “Kok Fırını Koku” için kullanılan salım faktörleri IPCC’nin belirlediği varsayılan değerlerdir [124]. Çünkü, TÜİK’in sınıflandırmasından farklı olarak EUROSTAT ve IPCC sınıflandırmasında taş kömürü başlığı altında bir kömür türü bulunmamaktadır ve kok başlığı altında tek bir sınıflandırma yapılmıştır.

EnergyPLAN’da, CO₂ salımlarının hesaplanabilmesi için kömür, petrol, doğalgaz, LPG ve atık başlıkları altında emisyon faktörleri girilebilmektedir. Ancak Türkiye’de birçok çeşit kömür türü ve petrol ürünü bulunmaktadır. Dolayısıyla hem kömür hem de petrol için kullanılacak tek bir değere ulaşılması gerekmektedir. Çizelge 13’de kömür salım faktörü için her bir kömür ve türetilmiş gazın tüketim miktarları kullanılarak salım faktörünün 103,35 kg/GJ bulunduğu görülmektedir. Özellikle linyit ve kok kullanımının salım faktörünü artırdığı belirtilmelidir. Tüketim miktarları hesaplanırken, enerji denge tablosunda [109] bulunan tüm sektörlere ait, nihai enerji tüketimi ile elektrik ve ısı dönüşüm girdileri toplanmıştır.

Çizelge 13. Kömür türleri için hesaplanan CO₂ Salım Faktörü

Yakıt Türü	Tüketim			CO₂ salım faktörü
	Bin TEP	TWh	%	(kg/GJ)
Diğer Bitümlü Kömür	19.532,40	227,16	44,55	94,60
Alt Bitümlü Kömür	645,10	7,50	1,47	96,10
Linyit	14.526,00	168,94	33,13	107,24
Kok Kömürü	4532,80	52,72	10,34	112,22
Kok Fırını Koku	3410,70	39,67	7,78	107,00
Kömür katranı	39,60	0,46	0,09	80,70
Kok fırın gazı	521,30	6,06	1,19	37,45
Yüksek Fırın Gaz	632,60	7,36	1,44	264,12
Toplam	43.840,50	509,87	100,00	103,35

Kömüre benzer şekilde petrol ürünlerinin CO₂ salım faktörü, Çizelge 14'teki gibi 74,08 kg/GJ bulunmuştur.

Çizelge 14. Petrol Ürünleri için hesaplanan CO₂ Salım Faktörü

Yakıt Türü	Tüketim			CO ₂ salım faktörü
	Bin TEP	TWh	%	kg/GJ
Benzin	8121,50	94,45	18,39	69,30
Kerosen Jet Yakıtı	1271,90	14,79	2,88	71,50
Diğer Kerosen	15,70	0,18	0,04	71,90
Gaz Yağı ve Motorin	25.101,10	291,93	56,83	72,30
Fuel oil	1695,40	19,72	3,84	77,00
Petrol Koku	3753,10	43,65	8,50	97,40
Nafta	4206,80	48,93	9,53	72,70
Toplam	44.165,50	513,64	100,00	74,08

Son olarak LPG ve Atıklar için CO₂ salım faktörleri sırasıyla 63,10 kg/GJ ve 55,62 kg/GJ olarak kullanılmıştır [123].

4.3.2 2050 Türkiye Referans Enerji Sistemi

2050 yılı Türkiye enerji sisteminde senaryolar oluşturabilmek için 2017'den 2050'ye kadar geçecek zamanda, enerji taleplerindeki artışı temsil edebilen bir referans enerji sistemine ihtiyaç duyulmuştur. Ayrıca, Türkiye'nin mevcut enerji politikalarına göre elektrik üretim santrallerindeki enerji üretim ve kurulu güç dağılımının da 2050 'ye kadar değişmesi beklenmektedir. Bu sebeple öncelikle "1a referans" enerji sistemi mevcut politikaları yansıtacak şekilde oluşturulmuş ve Nükleer+Yenilenebilir senaryosunun başlangıcı kabul edilmiştir. %100 yenilenebilir senaryosuna başlangıç oluşturacak enerji sistemi de nükleer santrallerin kaldırılmasıyla "1b Nükleer Kaldır" seçeneğinde oluşturulmuştur.

- **1a-Referans**

2050 yılı için öncelikle referans enerji sistemi temel olarak “Turkey Energy Outlook 2020 (TEO)” de yer alan 2040 yılı referans senaryosuna dayanarak oluşturulmuştur. 2040-2050 yılları arasında enerji talepleri ve yakıt tüketimleri artışı kabulleri yine TEO’da bahsedilen yıllık ortalama artış verilerine dayanarak yapılmıştır. 2050 referans enerji sistemine ulaşırken kullanılan yıllık enerji talebi artış kabullerinin detayları EK2’de verilmiştir.

Elektrikli ısıtma ve elektrikli soğutma taleplerini belirlerken, binalarda kullanılan elektrik tüketiminin %11’inin ısıtma için, %9’unun da soğutma için kullanıldığı kabul edilmiştir [93]. TEO’da ayrıntılı bilgi olmadığından, binalarda kullanılan toplam yenilenebilir enerji miktarını jeotermal ısı, güneş ısı ve biyokütle arasında paylaşırabilmek için Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı’nın hazırladığı “2018 Ulusal Enerji Denge Tablosu”ndan yararlanılmış [125] ve bu enerji kaynaklarının tüketim oranlarının 2050’de de aynı kaldığı kabul edilmiştir. Endüstri ve diğer sektörlerde yenilenebilir enerji tüketiminin tamamının biyokütle olduğu kabul edilmiştir. Tüm sektörlerde ait enerji talep ve arz verileri detaylı olarak Çizelge 15’te verilmiştir. Elektrik üretim santrallerinin kurulu güçleri ve elektrik üretim miktarları belirlenirken;

- Hidroelektrik santrallerinin toplam kurulu güçlerinin ve enerji üretim miktarlarının 2050 yılında da aynı kaldığı varsayılmış,
- Nükleer santral kurulu gücü belirlenirken TEO’da yer alan 2040 yılı alternatif senaryodaki kurulu güç olan 10.800 MW kullanılmıştır. Bu kurulu güçteki nükleer enerji santralının üretim miktarı belirlenirken Finlandiya’da işletilen nükleer santrallerin [31] 2012 yılına ait üretim dağılımı kullanılmıştır.

Çizelge 15. 2050 Referans Enerji Sistemi Talep ve Arz Verileri

Talep (TWh)		Arz (TWh)	
Toplam Elektrik Talebi	696,12	Toplam Elektrik Üretimi	696,12
Geleneksel Elektrik Talebi	611,94	Güneş	83,23
Elektrikli Araçlar	17,40	Rüzgâr	110,72
Elektrikli Isıtma	35,40	Hidroelektrik (Akarsu)	37,23
Elektrikli Soğutma	29,00	Jeotermal	27,76

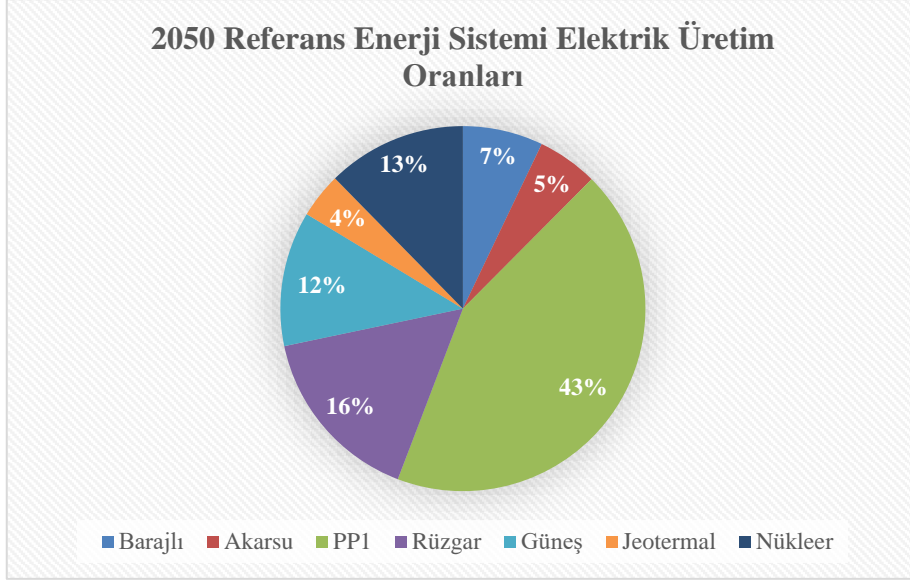
Çizelge 15. 2050 Referans Enerji Sistemi Talep ve Arz Verileri (Devam ediyor)

Talep (TWh)		Arz (TWh)	
PHES Pompası	0,42	Hidroelektrik (Barajlı)	49,50
Batarya Şarj	1,96	Nükleer	86,00
		Güç santralleri (PP)-CEEP	299,60
		PHES Türbin	0,31
		Batarya Deşarj	1,77
Toplam Isı Talebi	400,94	Isıtma için Yakıt Tüketimi	433,22
Bölgesel Isıtma	33,50	Bölgesel Isıtma	37,22
Kömür	26,88	Kömür	38,40
Petrol	7,91	Petrol	9,30
Doğal Gaz	260,01	Doğal Gaz	273,70
Biyokütle	37,24	Biyokütle	39,20
Elektrikli Isıtma	35,40	Elektrikli Isıtma	35,40
		Endüstri ve Diğer Sektörler için Yakıt Tüketimi	548,50
		Kömür	99,90
		Petrol	92,70
		Doğal Gaz	227,80
		Biyokütle	128,10
		Ulaşım için Yakıt Tüketimi	526,20
		Jet Yakıtı	34,90
		Dizel	351,20
		Benzin	85,50
		Doğal Gaz	8,10
		LPG	29,10
		Elektrik	17,40

Çizelge 15'ten görüldüğü gibi, 2050 referans enerji sisteminde, 696,12 TWh'lik toplam elektrik üretimi, toplam elektrik talebi ile dengeli olacak şekilde alınmış ve sektöre dağıtımı yapılmıştır. Toplam elektrik talebi içinde elektrikli ısıtma ve soğutma talepleri sırasıyla 35,40TWh ve 29,00 TWh'dir. Benzer şekilde, 400,94 TWh olan toplam ısıtma talebinin, 260,01TWh'i doğalgaz, 33,50TWh'i bölgesel ısıtma, 26,88TWh'i kömür için ayrılmıştır. Ulaşım sektörünün toplam 526,2 TWh'lik yakıt tüketiminin büyük çoğunluğunu petrol ürünleri oluştururken, elektrikli araçlar 17,4 TWh'lik elektrik kullanmaktadır. Endüstri ve tarım, balıkçılık gibi diğer sektörlerin toplam 548,5 TWh'lik yakıt ihtiyacının 128,1 TWh'i biyokütleden ve 227,8'i doğal gazdan karşılanmaktadır.

Nükleer santralin verimliliği 0,37 kabul edilmiştir ve yıl boyunca şebeke dengeleme faaliyetlerine katılmadığı varsayılmıştır. Güneş, rüzgâr ve jeotermal enerji santrallerinin yıllık enerji üretim oranlarının TEO referans senaryosundaki oranlarla 2050'de de devam edeceği kabul edilmiştir. PP1 kurulu gücü, EnergyPLAN üzerinde enerji arzı ve talebini eşitlemeye yetecek en düşük kurulu güç olan 70.000 MW olarak belirlenmiştir. Tüm alt seçeneklerde PP1 kurulu gücü bu değerde bırakılmış, ihtiyaç duyulan durumlarda doğal gaz santralleri daha yüksek verimlilikle çalıştıkları için PP2'ye eklenmiştir.

2050 referans enerji sisteminde elektrik üretim santrallerinin enerji üretim oranları Şekil 20'de gösterilmektedir. TEO 2040 referans senaryosuyla karşılaştırıldığında güneş, rüzgâr, hidroelektrik ve jeotermal üretim oranları aynı kalmış, nükleer enerji üretim oranı %11'den %13'e çıkmış, PP1 üretim oranı ise %45'ten %43'e düşmüştür.

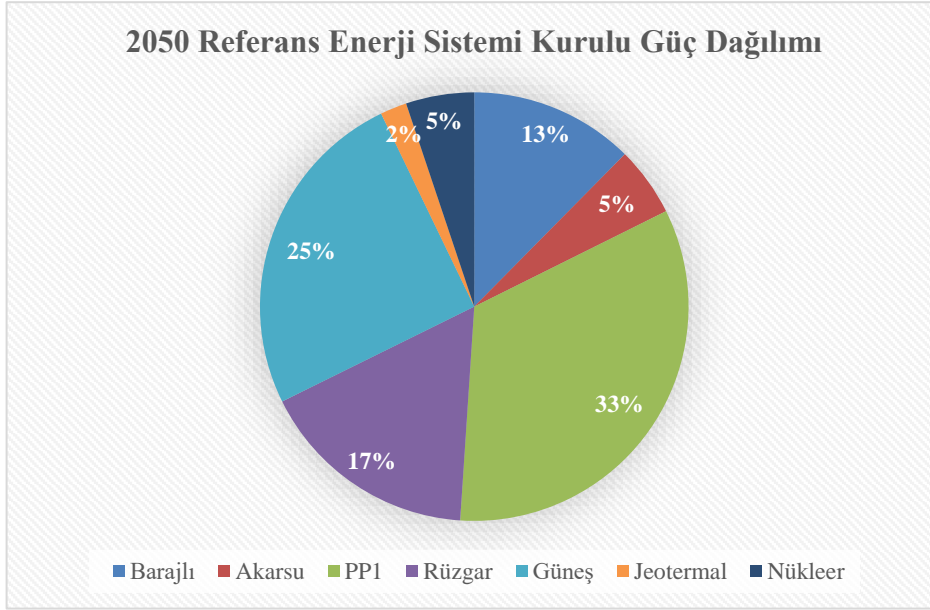


Şekil 20. 2050 Referans Enerji Sistemi Elektrik Üretim Oranları

Elektrik üretim santrallerinin kurulu güçleri Çizelge 16’da kurulu güç oranları da Şekil 21’de verilmiştir. TEO 2040 referans senaryosuna göre hidroelektrik kurulu gücü oranı %20’den %18’e, PP1 kurulu gücü %37’den %33’e gerilerken; güneş kurulu gücü %20’den %25’e yükselmiş, diğer kurulu güç oranları ise sabit kalmıştır.

Çizelge 16 2050 Referans Enerji Sisteminde Kurulu Güçler

	Barajlı	Akarsu	PP1	Rüzgâr	Güneş	Jeotermal	Nükleer	Toplam
Kurulu güç (MW)	26.000	11.000	70.000	34.900	52.700	4200	10.800	209.600
%	12	5	33	17	25	2	5	100



Şekil 21. 2050 Referans Enerji Sistemi Elektrik Üretim Santralleri Kurulu Güçleri

PP1’de toplanan yerli kömür, ithal kömür ve biyokütle kullanan santrallerin yakıt kullanma oranı TEO referans senaryosundaki enerji üretim oranlarına eşit kabul edilmiştir. CO₂ salım faktörleri için 2017 referans enerji sisteminde hesaplanan değerler kullanılmıştır. Çizelge 17’de referans enerji sisteminden karbonsuz enerji sistemlerine varana kadar aynı kalan değerler listelenmiştir. TEO’da pompajlı hidroelektrik depolama ve batarya ile ilgili yalnızca güç kapasiteleri verilmiş ancak enerji depolama kapasiteleri hakkında bilgi verilmemiştir. Bu sebeple İrlanda’da işletilen [33] pompajlı hidroelektrik depolama tesisinin güç/enerji kapasitesi oranı hem batarya için hem de pompajlı elektrik depolama birimi için kullanılmıştır.

Çizelge 17. 2050 Senaryolarında değişmeyen veriler

Tüm Alt Seçeneklerde Değişmeyen Veriler			
PP1 verimliliği	0,426	PHES Türbin (MW)	1500
PP2 verimliliği	0,615	PHES Pompa (MW)	1500

Çizelge 17. 2050 Senaryolarında değişmeyen veriler (Devam ediyor)

Tüm Alt Seçeneklerde Değişmeyen Veriler			
Hidroelektrik_Akarsu (MW)	11.000	PHES Depolama (GWh)	9
Hidroelektrik_Akarsu (TWh)	37,23	Batarya Şarj (MW)	5500
Hidroelektrik_Barajlı (MW)	26.000	Batarya Deşarj (MW)	5500
Hidroelektrik_Barajlı (TWh)	49,5	Batarya Depolama (GWh)	33
Jeotermal (MW)	4200	Güneş Isı (TWh)	14,4
Jeotermal (TWh)	27,76	Jeotermal Isı (TWh)	37,22
Jeotermal Santral Verimliliği	0,1	Soğutma elektrik talebi (TWh)	29

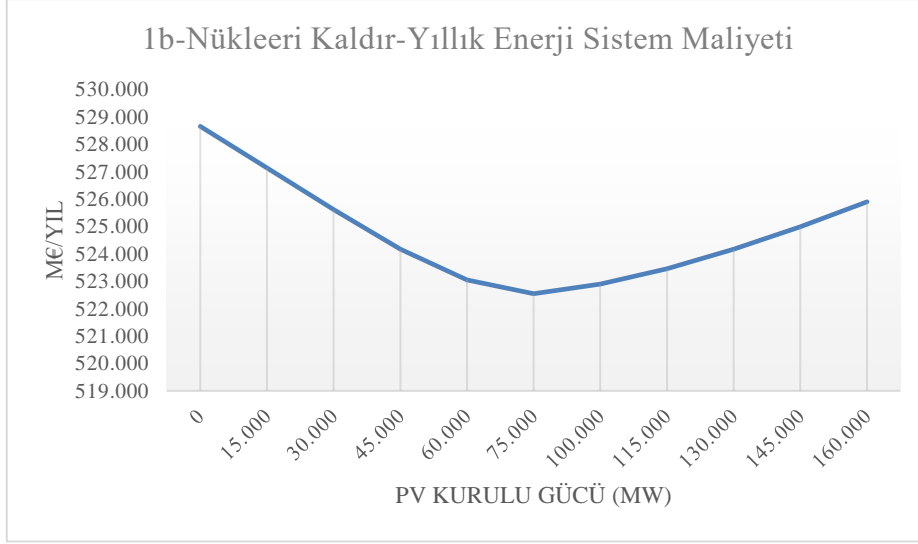
Enerji sistem maliyetlerinin hesaplanabilmesi için bina ve taşıt sayılarının bilinmesine ihtiyaç vardır. TEO 2040 referans senaryosuna ait taşıt türüne göre enerji tüketimleri ve araç sayıları çıkarılmıştır. 2050 referans enerji sistemi için, başlangıçta kabul edilen yakıt tüketimi artışına oranla, taşıt türüne göre enerji talepleri oluşturulmuştur. Taşıtların birim ulaşım taleplerinin aynı kaldığı varsayılarak enerji taleplerindeki artış oranında araç sayısının da arttığı kabul edilmiştir. Buna göre 2050 yılında tüm alt seçeneklerde 1.397.775 adet kamyon, 3.094.312 adet otobüs ve minibüs, 43.266.508 adet otomobil ve kamyonet olduğu kabul edilmiştir. Ulaşım sektörü enerji tüketimi ve taşıt sayıları detayları EK2’de verilmiştir. Bina sayısını hesaplayabilmek için de TEO’da verilen 2019 yılı bina sayısı olan 9,4 milyon sayısından ve 2015-2019 yılları arası bu sayının 400.000 adet artması verisinden yola çıkılmıştır. 2015-2019 yılları arası nüfus artışı verileri ile bir kişilik nüfus artışına karşılık gelen bina sayısı artışı hesaplanmış ve bu oranın 2050’ye kadar sabit kalacağı varsayılmıştır. 2019-2050 arası nüfus artışı projeksiyonu Dünya Bankası’ndan temin edilmiş [126], 2050 yılında 97.140.000’lik nüfusa karşılık bina stokunun 10.567.000’e ulaşacağı hesaplanmıştır.

Enerji sistem maliyetlerinin hesaplanması için yatırım maliyetleri, sabit işletme ve bakım giderleri, yakıt birim maliyetleri gibi değerlere ihtiyaç duyulmaktadır. Maliyetler

bulunurken temel olarak Danimarka Enerji Ajansı (DEA) teknoloji verileri [127], EnergyPLAN maliyet veri tabanı [128] ve SHURA'ya ait "2030 yılına doğru Türkiye'nin optimum elektrik üretim kapasitesi" raporundan [92] yararlanılmıştır. TEO'da ya da resmi dokümanlarda karbon fiyatıyla ilgili herhangi bir veri bulunmadığından Uluslararası Enerji Ajansı'na ait "World Energy Outlook 2020" raporunda mevcut politikalar senaryosunda AB bölgesi için 2040 yılı için belirlenen değer kullanılmıştır [129]. Kaynaklarda belirtilen maliyetlerde €/ \$ paritesi 1,1 kabul edilmiştir. Kullanılan tüm maliyet verileri EK2'de bulunmaktadır. SHURA raporundan alınan elektrik üretim santrali maliyet verilerinin 2050 yılı için de geçerli olacağı kabul edilmiştir. Büyük güç santralleri (PP1 + PP2) için tek maliyet girilebildiği için alt seçeneklerde kurulu güce göre maliyetlerin ağırlıklı ortalamaları kullanılmıştır. Benzer şekilde geleneksel otomobiller ve kişisel kazanlar için de tek maliyet satırı ayrıldığından sırasıyla otomobil sayıları ve bina sayısı verilerine göre maliyetlerin ağırlıklı ortalamaları kullanılmıştır. Toplam maliyetlere elektrik şebekesinin genişlemesinin etkisi de eklenmiştir.

- **1b- Nükleeri Kaldır**

%100 yenilenebilir seçeneğine başlangıç oluşturması için 1a referans enerji sistemindeki nükleer enerji santrali kaldırılmış, yerine PP2 ve güneş santrali eklenmiştir. Şekil 22'de görüldüğü, gibi en düşük enerji sistem maliyetine ulaşıncaya kadar 15.000 MW'lık adımlarla güneş santrali kurulu gücü değiştirilmiştir. En düşük maliyetli seçenek (burada 75.000 MW) optimum olarak kabul edilmiştir. Ardından da şebeke dengelemesi sağlanana kadar PP2 güç santrali (10.500 MW) eklenmiştir. Bu işlem "elektrikli araçlar ve talep tarafı katılımı" alt seçeneğine kadar benzer şekilde uygulanmıştır. Şekil 8'de verilen, ulaşım yakıtları, kömür ve petrolün kaldırılması ve sentetik gazı içeren, son üç adımda ise, CEEP oranının toplam elektrik üretiminin %5'ini geçmeyecek şekilde, enerji sistem maliyetlerinin en düşük olduğu kurulu güç seçilmiştir. Diğer adımlar için gerçekleştirilen optimizasyon çalışmaları EK3'te verilmiştir.



Şekil 22. 1b-Nükleeri Kaldır Enerji Sistemi Optimizasyon Çalışması

4.3.3 2050 Türkiye Senaryosu Alt Seçenekleri

Sıfır salımlı enerji sistemi seçeneklerine ulaşmak için oluşturulan senaryolarda, referans sistemlerin oluşturulmasının ardından, sistemlere mevcut durumda bulunmayan alt seçenekler sırasıyla eklenecektir. Şekil 8’de gösterilen adımları içeren alt seçeneklerin ayrıntıları sırasıyla açıklanmıştır.

- **2a, 2b Bölgesel Isıtma**

Bölgesel ısıtma sistemlerinin kullanılma amacı, elektrik üretimi aşamasında oluşan atık ısıdan yararlanmak, jeotermal ve güneş ısı sistemlerini ısı şebekesine bağlayabilmek ve kojenerasyon birimlerinin kullanılmasıyla, daha az yakıt tüketilerek yalnızca ısı sektörü için kullanılacak kazan kapasitesini azaltmaktır. Bu sayede geniş bölgelerin ısı ihtiyacı merkezi sistemlerle karşılanabilecektir. Heat Roadmap Europe projesinde, Avrupa genelinde ısı talebinin en maliyet etkin ve karbon salımını en düşük seviyeye çekecek şekilde planlar geliştirilmiştir [130]. Bu yapılırken şehirlerin ısı yoğunluğu haritalarından, binaların enerji verimliliği artış potansiyelinden ve kullanılacak artık ısı potansiyelinden yararlanılmıştır. Türkiye için buna benzer bir çalışmaya ulaşamadığı için, ilgili proje kapsamında tüm Avrupa için kabul edilen enerji talebinin %50’sinin bölgesel ısıtma sistemleri tarafından karşılanması kabulü bu çalışma için de yapılmıştır.

2a ve 2b bölgesel ısıtma senaryosunda ısıtma talebi ve arzı ile ilgili yapılan değişiklikler Çizelge 18’de gösterilmektedir.

Referans sistemde verilen toplam 400,94 TWh (Bölgesel ısıtma; 33,50 TWh, kişisel ısıtma; 367,44TWh) ısı talebinin, 200,47 TWh'i bölgesel ısıtmaya 200,47 TWh'i kişisel ısıtmaya aktarılacak şekilde düzenleme yapılmıştır. 2050 referans senaryolarından, 2a ve 2b alt seçeneğine geçişte, kişisel ısıtmada petrol kullanımını sona erdirilmiş ve doğalgaz kullanımını düşürülmüştür. Bölgesel ısıtmada, EnergyPLAN'da bulunan sınıflandırmaya uyum sağlayabilmek için bölgesel ısıtma talebinin %40'ının küçük ölçekli (2. Grup), %60'nın ise büyük ölçekli (3. Grup) sistemler olduğu kabul edilmiştir. Büyük ve küçük ölçekli kojenerasyon birimleriyle kazanların maliyetleri ve işletilme biçimleri farklı olduğu için EnergyPLAN'da bölgesel ısıtma talep ve üretimleri üç gruba ayrılmıştır. 1. Grup kojenerasyon birimlerini içermediğinden kullanılmamıştır. Referans sistemde olan jeotermal ısı üretiminin tamamının 3. Grupta olduğu kabul edilmiştir. Talep için uygulanan oranlar sisteme eklenen kojenerasyon birimleri kurulu güçleri için de uygulanmıştır. EnergyPLAN'da, 2 gruba 20.000 MW ve 3. Gruba 30.000 MW gücünde kojenerasyon ünitesi eklenmiştir.

Çizelge 18. Alt Senaryo Seçenekleri Boyunca Isıtma Sektöründeki Değişiklikler

Senaryo Alt seçenekleri	Referans 1a,1b	2a, 2b	3a,3b-8a,8b
Kişisel Isıtma Toplam Yakıt Tüketimi (TWh)	396	219,26	117,21
Kömür (TWh)	38,4	38,4	0
Petrol (TWh)	9,3	0	0
Doğal Gaz (TWh)	273,7	106,26	0
Biyokütle (TWh)	39,2	39,2	39,2
Elektrikli Isıtma (TWh)	35,4	35,4	35,4
Isı Pompası Elektrik (TWh)	0	0	42,61
Kişisel Isıtma Toplam Isı Talebi (TWh)	367,44	200,47	200,47
Kömür (TWh)	26,88	26,88	0
Petrol (TWh)	7,91	0	0
Doğal Gaz (TWh)	260,01	100,95	0

Çizelge 18. Alt Senaryo Seçenekleri Boyunca Isıtma Sektöründeki Değişiklikler (Devam ediyor)

Senaryo Alt seçenekleri	Referans 1a,1b	2a, 2b	3a,3b-8a,8b
Biyokütle (TWh)	37,24	37,24	37,24
Elektrikli Isıtma (TWh)	35,4	35,4	35,4
Isı Pompası Isı (TWh)	0	0	127,83
Bölgesel Isıtma Toplam Arzı (TWh)	37,22	227,99	227,99
2. grup bölgesel ısıtma arzı (TWh)	0	94,34	94,34
3. grup bölgesel ısıtma arzı (TWh)	37,22	133,65	133,65
Jeotermal Isı (TWh)	37,22	37,22	37,22
2. grup kojenerasyon (MW)	0	20.000	20.000
3. grup kojenerasyon (MW)	0	30.000	30.000
2. grup kazan (MW-th)	0	50.000	50.000
3. grup kazan (MW-th)	0	42.000	42.000
2. grup büyük ısı pompası (Mwe)	0	0	2000
3. grup büyük ısı pompası (Mwe)	0	0	3000
2. grup elektrikli kazan (MW)	0	0	2000
3. grup elektrikli kazan (MW)	0	0	3000
2. grup ısı depolama (GWh)	0	100	100
3. grup ısı depolama (GWh)	0	150	200

Isı şebekesinde enerji kayıpları için literatürden değerler seçilerek [31, 131] 2.ve 3 grupta enerji kayıplarının sırasıyla %15 ve %10 olduğu kabul edilmiştir. Dolayısıyla son kullanıcı ısı taleplerine göre, bu kayıplar oranında fazla ısı üretilmesi gerekmektedir. Kojenerasyon birimlerinin ardından, kazanlar ve ısı depolama birimleri eklenirken 2. Ve 3. Grup ısı dengelerinin sıfıra inmesi ve en düşük sistem maliyetine ulaşmak hedeflenmiştir. Bu amaçla 2. Gruba 50.000 MW kazan ve 100 GWh ısı depolama birimi, 3. Gruba ise 42.000 MW kazan ve 150 GWh ısı depolama birimi eklenmiştir. 3. Grupta

jeotermal ısı kullanıldığından kazanların güç oranları %40/%60 oranına uymamıştır. Isı depolama birimleri, ısı talebi ve üretiminin eşit olmadığı saatlerde kullanılmaktadır ve depolamanın kısa vadeli ısı depolayabildiği (14 gün) kabul edilmiştir. Eklenen tüm kojenerasyon üniteleri ve kazanların doğal gaz kullandığı varsayılmıştır.

2a alt seçeneğinde güneş santrali kurulu gücü 75.000 MW'a yükseltilmiş PP2 kurulu gücü 0 olarak kalmıştır. 2b alt seçeneğinde ise güneş santrali kurulu gücü 75.000 MW olarak kalırken PP2 kurulu gücü 7180 MW olmuştur.

- **3a, 3b Isı Pompaları**

Bölgesel ısıtma sistemi ancak ısı yoğunluğu yüksek bölgelerde uygulanabilmektedir. Kırsal bölgelerde genellikle bu sistemleri kurmak uygulanabilir görülmemektedir. Bu nedenle bölgesel ısıtmanın ulaşamadığı yerlerde halen fosil yakıt kullanan bireysel kazanlar, ısı pompalarıyla değiştirilmiştir. Dolayısıyla, 2a ve 2b alt seçeneklerinde kömür (26,88TWh) ve doğalgaz (100,95 TWh) payı olan 127,83 TWh'lik ısı talebi kişisel ısı pompalarına aktarılmıştır. Türkiye genelinde hava kaynaklı ısı pompalarının uygulanabildiği ve yıl boyunca ortalama performans katsayısının 3 olduğu kabul edilmiştir. Ayrıca bu alt seçenekte, bölgesel ısıtma sisteminde kullanılmak üzere büyük ölçekli ısı pompaları ve elektrikli kazanlar da eklenmiştir. 2. Grup bölgesel ısıtma sistemlerine 2000 MWe ısı pompası ve 2000 MW elektrikli kazan, 3. Grup bölgesel ısıtma sistemlerine 3000 MWe ısı pompası ve 3000 MW elektrikli kazan eklenmiştir. Büyük ölçekli ısı pompaları ve elektrikli kazanlar sayesinde anlık olarak elektrik talebinin üzerine çıkan elektrik üretimi ısıya dönüştürülerek ısı depolama birimlerine aktarılabilmektedir. Bu imkânı daha fazla kullanabilmek için 3. Grup ısı depolama kapasitesi Çizelge 18'de gösterildiği gibi 200 GWh'e çıkarılmıştır. Hem 3a hem de 3b alt seçeneklerinde ısıtma talep ve arzı ile ilgili yapılan değişiklikler aynıdır. 3a alt seçeneğinde güneş santrali kurulu gücü 75.000 MW'ta kalmış ve PP2'ye yine herhangi bir güç ilavesi yapılmamıştır. 3b alt seçeneğinde güneş kurulu gücü 75.000 MW'ta kalmış ve PP2 değeri 8300 MW'a yükselmiştir. Bu aşamadan itibaren CEEP regülasyonu gerektiğinde 2. ve 3. Grup kojenerasyon birimlerinin üretimlerini azaltmaları, azaltan ısı üretiminin ise kazanlar ile karşılanması şeklinde ayarlanmıştır. Eğer hala CEEP varsa kazanların yerine elektrikli kazanlar kullanılacaktır.

- **4a, 4b Şebeke Düzenlemeleri**

EnergyPLAN’da “elektrik şebekesi dengeleme gereksinimleri” başlığı altında baz yük oluşturulabilmesi için elektrik üretim santralleri ve kojenerasyon gibi birimleri kapsayan sınırlandırmalar getirilebilmektedir. Bu çalışmada literatürde önerildiği gibi [33, 76] öncelikle her saat elektrik üretiminin %30 oranında şebeke dengeleme birimlerinden gelmesi sınırı konulmuştur. Bu alt seçenekte ise daha sonraki adımlarda değişken yenilenebilir enerji santrallerinin entegrasyonunu artırabilmek için sınırlandırma kaldırılmış ve 0 kabul edilmiştir. Bu alt seçenekten sonraki adımlarda baz yük olmadan şebeke dengelemesi sağlanmaktadır. Optimizasyon çalışmasının ardından 4a alt seçeneğinde güneş santrali kurulu gücü 120.000 MW’a yükselirken PP2’ye herhangi bir ekleme yapılmamıştır. 4b alt seçeneğinde ise güneş santrali kurulu gücü 130.000 MW’a yükselmiş, PP2 kurulu gücü 8300MW olarak sabit kalmıştır.

- **5a, 5b Elektrikli Araçlar ve Talep Tarafı Katılımı**

Ulaşım sektörünün karbon salımını azaltmak için en verimli yöntem, elektrikli araçların kullanılmasıdır [87]. İçten yanmalı motora sahip otomobillerin verimlilikleri %25-40 arası değişmekteyken, elektrikli araç verimliliği %80’in üzerine çıkabilmektedir [132]. Ancak uzun yol kat edecek ve durmadan yol alacak taşıtların, elektrikli araca dönüşümü mümkün olmayabilir. Bu sebeple daha önce gerçekleştirilen birçok çalışmada da öncelikle otomobil ve kamyonetlerin %80-85’lik bir bölümü elektrikli araca dönüştürülmüştür [33, 37]. Bu çalışmada da otomobil ve kamyonetlerin %80’inin elektrikli araca dönüştürülebileceği kabul edilmiştir. 2050 referans enerji sisteminde 5.667.000 adet olan elektrikli araçlar bu alt seçenekten sonra 38.080.000 adete yükselmiştir. Fosil yakıtlı araçlar elektrikli araçlara dönüştürülürken TEO referans senaryosundaki yıllık birim elektrikli araç enerji tüketiminin sabit kaldığı kabul edilmiştir. Örneğin benzinli bir aracın elektrikli araca dönüşümü için, yıllık birim benzin tüketimi 5,43 MWh’lık benzin talebi toplam benzin tüketiminden düşürülmüş ve elektrik talebine 1,31 TWh eklenmiştir. Araç sayıları ve enerji tüketimlerindeki değişimin detayları EK2’de bulunabilir.

5a ve 5b alt seçenekleri için geçerli olan ulaşım sektörü enerji talebindeki değişiklikler Çizelge 19’da gösterilmiştir. 90 TWh’lik dizel ve 75,9 TWh’lik benzin tüketen araçların elektrikli araca dönüştürülmesiyle ulaşımdaki elektrik tüketiminde 42,4 TWh’lik artış yaşanmıştır. Bu dönüşümde elektrikli araçların yüksek verimlilikleri sayesinde, otomobil ve kamyonetlerin %80’inin tükettiği birincil enerji kaynağı kullanımını %74,5 azalmıştır.

Elektrikli araçların yükü 2050 referans enerji sisteminde basit şarj olarak kullanılmıştır. Bu alt seçenektan sonra otobüs ve trenlere ait elektrik tüketimi (10 TWh) basit şarj olarak, otomobil ve kamyonetlere ait elektrik tüketimi (49,8 TWh) ise akıllı şarj edilebilecek şekilde düzenlenmiştir (EK2). Bu sayede otomobillerin şarj saatleri düzenlenebilirken, gerekli durumlarda araç bataryaları şebekeye elektrik üretimi yapabilecektir. Ancak elektrikli araçların tümü istenildiği zaman park halinde ya da şebekeye bağlı olmayabileceğinden akıllı şarja katılabilecek araçların sınırlandırılması gerekmektedir. Bu sebeple ihtiyaç duyulan anda elektrikli araçların %20’sinin park halinde olduğu ve park halindeki elektrikli araçların %70’inin şebekeye bağlı olduğu kabul edilmiştir. Ticari olarak üretim aşamasında olan Tesla Model S Plaid+ 115 kWh batarya kapasitesine sahiptir ve geliştirilmekte olan çeşitli elektrikli araç modellerinin batarya kapasiteleri 200 kWh’e kadar çıkması beklenmektedir [133]. Elektrikli araç şarj istasyonlarının güçleri 3,7 kW’tan başlayıp [134] hızlı şarj istasyonlarında 180 kW’a kadar [135] ulaşmaktadır. Bu çalışmada elektrikli araçların 100 kWh’lık bataryaları olduğu, her bir araca bir adet 5 kW’lık şarj istasyonu düştüğü kabul edilmiştir. Son olarak elektrikli araçlarda hem şarj hem de deşarj sırasında %10 enerji kaybı yaşandığı kabul edilmiştir [131].

Çizelge 19. Alt Senaryo Seçeneklerinde Ulaşım Yakıtlarındaki Değişim

Yakıt	1a,1b-4a,4b	5a,5b	6a,6b-8a,8b
Jet Yakıtı (TWh)	34,9	34,9	0
Dizel (TWh)	351,2	261,2	0
Benzin (TWh)	85,5	9,6	0
Doğal Gaz (TWh)	8,1	8,1	0

Çizelge 19. Alt Senaryo Seçeneklerinde Ulaşım Yakıtlarındaki Değişim (Devam ediyor)

Yakıt	1a,1b-4a,4b	5a,5b	6a,6b-8a,8b
LPG (TWh)	29,1	29,1	0
Elektrik (TWh)-Basit Şarj	17,4	10	10
Elektrik (TWh)-Akıllı Şarj	0	49,8	49,8
Güç Kapasitesi (MW)	0	190.000	190.000
Batarya Kapasitesi (GWh)	0	3808	3808
Elektro Jet Yakıtı (TWh)	0	0	34,9
Metanol (TWh)	0	0	40,8
DME (TWh)	0	0	268,2

Elektrikli araçların yanında yıl içerisinde, geleneksel elektrik yüklerinin %10'unun (61,19 TWh) esnek şekilde kullanılabilceği varsayılmıştır. Bu sayede teknik olarak talep tarafının şebeke dengeleme faaliyetlerine katıldığı kabul edilmiştir.

5a ve 5b alt seçeneklerinin her ikisinde de öncelikle rüzgâr santrali kurulu gücü 80.000 MW'a yükseltilmiştir. Ardından gerçekleştirilen optimizasyon çalışması sonucu, 5a alt seçeneğinde güneş santrali kurulu gücü 100.000 MW olurken, PP2 kurulu gücü 5000 MW'a yükselmiştir. 5b alt seçeneğinde ise güneş santrali kurulu gücü 240.000 MW'a yükselmiş ve şebekeyi dengelemek için gerekli olan PP2 kurulu gücü 10.000 MW'ta kalmıştır.

- **6a, 6b Ulaşım Yakıtları**

Ulaşım sektörünün fosil yakıt kullanımını sonlandırabilmek için elektrikli hale getirilemeyen otobüs, kamyon, gemi ve uçak gibi taşıtların yenilenebilir yakıt kullanması gerekmektedir. Bu çalışmada yenilenebilir olarak üretilen metanol ve dimetil eter (DME) ile bu yakıt talebinin karşılanabileceği kabul edilmiştir. Literatür taraması bölümünde

elektrolizörler aracılığı ile üretilen hidrojen ve bir karbon kaynağı ile bu yakıtların üretilme süreçleri aktarılmıştır. Bu alt seçenekte öncelikle Çizelge 19'daki gibi dizel, benzin, jet yakıtı gibi fosil yakıtlar elektroyakıtlarla yer değiştirmişlerdir. Elektroyakıt talebi, karbon kaynağı olarak biyokütle kullanılarak üretilen ve yakalanan CO₂ kullanılarak üretilen metanol/DME arasında eşit oranda paylaştırılmıştır. Buradaki amaç biyokütle kullanımını sürdürülebilir seviyede tutmak ve başlangıçta belirlenen sınırın altında kalabilmektir. Literatürden alınan verilerle [37], Metanol ve DME üretiminde %10, Elektro jet yakıtı üretiminde ise %20 kayıp yaşanacağı kabul edilmiştir. Enerji sistemine herhangi bir hidrojen altyapısı eklenmemiştir. Üretilen hidrojenin olduğu yerde karbon kaynağı ile birleştirilip metanol ve DME olarak kullanım bölgelerine taşındığı kabul edilmiştir.

Kayıplar göz önüne alınarak hesap yapıldığında, Elektro Jet Yakıtı (1.2*34,9TWh), Metanol (1.1*40,8TWh) ve DME (1.1*268,2TWh) üretimi 386,96TWh olarak elde edilmiştir. Bu elektroyakıtın 193,48 TWh'lik kısmı biyokütlenin gazlaştırılması ile elde edilen 120,92 TWh'lik sentetik gaz ve 74,12 TWh'lik hidrojenin birleşmesiyle üretilmiştir. Geri kalan 193,48 TWh'lik elektroyakıt, yakalanan 48,76 milyon ton CO₂ ile 223,08 TWh'lik hidrojenin birleşmesiyle üretilmiştir. Hidrojen üretimi için toplam 297,2 TWh'lik talebi karşılayabilmek için 46.348 MW kurulu güce sahip elektrolizörlerin %73 verimlilikle [84] çalışmaları kabul edilmiştir. Bu alt seçenekten itibaren yeterli kapasite olduğu durumlarda CO₂ hidrojenleştirme süreci CEEP regülasyonu sağlayacak şekilde ayarlanmıştır

6a alt seçeneğinde elektrolizörler için yeterli elektriği üretebilmek için rüzgâr kurulu gücü güneş kurulu gücü 385.000 MW'a ve PP2 kurulu gücü 46.000 MW'a yükseltilmiştir. 6b alt seçeneğinde güneş santrali kurulu gücü 400.000 MW'a yükselirken, 57.000 MW PP2'ye ihtiyaç duyulmuştur.

- **7a, 7b Kömürü ve Petrolü Kaldır**

Bu alt seçeneklere kadar ısıtma ve ulaşım sektöründe gerekli dönüşümler gerçekleştirilmiş olmasına rağmen, hala doğal gazın yanında elektrik üretiminde kömür

ve endüstride kömür ve petrol kullanımını devam ettirmektedir. Bu alt seçeneklerde güç santrallerinin (PP1) biyokütle ya da kömür kullanması sonlandırılıp yalnızca doğal gaz kullanılacağı; endüstri ve diğer sektörlerde kullanılan petrol ve kömür talebinin Çizelge 20'deki gibi doğal gaz ile karşılanabileceği varsayılmıştır. PP1 verimliliği de PP2 gibi %61,5'a yükseltilmiştir. Dolayısıyla enerji sisteminin tamamında kullanılan tek fosil yakıt türü olarak doğal gaz kalmıştır. Karbonsuz enerji sistemi alternatiflerine ulaşmadan son adım tamamlanmıştır.

Çizelge 20. Alt Senaryo Seçenekleri Boyunca Endüstri ve Diğer Sektörlerdeki Yakıt Tüketimleri

Yakıt (TWh)	1a,1b-6a,6b		7a,7b-8a,8b	
	Endüstri	Diğer Sektörler	Endüstri	Diğer Sektörler
Kömür	99,9	0	0	0
Petrol	56,6	36,1	0	0
Doğal Gaz	224,3	3,5	380,8	39,6
Biyokütle	94,4	33,7	94,4	33,7

- **8a, 8b Sentetik Gaz**

Son adımda endüstri ve diğer sektörler kullanılan doğal gazın, bir miktar da güç santrallerinin ihtiyaç duyduğu doğal gaz yerine yenilenebilir olarak üretilecek sentetik gazın geçmesi gerekmektedir. Bu sebeple ulaşım yakıtları alt seçeneklerindeki gibi yine karbon kaynağı olarak biyokütle gazlaştırması ve yakalanan CO₂ kullanan süreçlerden eşit oranda (toplam 430 TWh) yararlanılmıştır. Ayrıca karbon yakalama süreci yoğun elektrik tüketimi gerektirdiğinden EnergyPLAN üzerinde esnek şekilde çalışması sağlanabilmektedir. Bunun için saatte en yüksek 66.666 ton CO₂'nin yakalanabileceği kabul edilmiştir. Esnekliğin gerçekleşebilmesi için elektrolizörlerin de EnergyPLAN tarafından önerilen minimum kurulu güç değerinin üzerinde seçilmesi gerekmektedir. Biyokütle gazlaştırma talebi toplamda 215,54 TWh'e ve yakalanması gereken CO₂ miktarı toplamda 86,81 milyon tona yükselmiştir. Ulaşım yakıtları ve sentetik gaz üretimi için ihtiyaç duyulan hidrojen talebi 647,27 TWh'e yükselmiştir. Bu talebi karşılarken elektrolizörlerin CEEP regülasyonuna katkı verebilmesi için 8a alt seçeneğinde 547.000

MW elektrolizör ve 1000 GWh hidrojen depolama birimi kullanılmıştır. Rüzgâr santrali kurulu gücü 90.000 MW'a, güneş santrali kurulu gücü 1.093.000 MW'a, PP2 kurulu gücü ise 50.000 MW'a yükseltilmiştir. 8b alt seçeneğinde ise 55.000 MW elektrolizör ve 1000 GWh hidrojen depolama birimi kullanılmıştır. Elektrik üretiminde rüzgâr santrali kurulu gücü 90.000 MW'a, güneş santrali kurulu gücü 1.099.000 MW'a çıkarılmış ve şebeke dengelemesi için 50.000 MW PP2 kurulu gücüne ihtiyaç duyulmuştur. Son olarak gaz ithalatının sıfıra indirilmesi ve tamamen sentetik gazdan yararlanılabilmesi için gaz depolama kapasitesi 250.000 GWh'e yükseltilmiştir. Üretilen sentetik gazın doğal gaz depolama birimlerinde depolanabildiği kabul edilmiştir. Alt seçeneklerde yapılan kabullerin literatürdeki diğer çalışmalarla karşılaştırması EK2'de bulunabilir.

5. SIFIR SALIMLI ENERJİ SİSTEMİNE GEÇİŞ SENARYOLARININ SONUÇLARI

Bu bölümde ilk olarak 2017 referans enerji sistemine ardından 2050 yılı senaryolarına ait sonuçlar verilmiştir. 2017 yılı için yalnızca teknik analiz gerçekleştirildiği için bu yıla ait herhangi bir ekonomik sonuç oluşmamıştır. 2017 referans enerji sistemi sonuçları yalnızca kendi içerisinde değerlendirilmiştir. 2050 senaryolarında 1a ve 1b'den başlayıp 8a ve 8b alt seçeneklerine kadar sonuçla detaylı olarak açıklanmış ve incelenen değere göre toplu halde grafiklere dönüştürülmüştür.

5.1-Türkiye 2017 Referans Enerji Sistemi

Türkiye 2017 referans enerji sistemi kullanılarak EnergyPLAN'ın çıktısı olarak elde edilen sonuçların, 2017 yılına ait gerçek verilerle karşılaştırılmasına yer verilmiştir.

Talepteki farklılıklar, üretim ve yakıt tüketim verilerini de etkileyeceğinden EnergyPLAN'da sonuçlar ile gerçek verilerin karşılaştırılmasına öncelikle talep verileri ile başlanması gereklidir. Çizelge 21'de gerçek elektrik talep verilerinin [110] aylık ortalamaları ile EnergyPLAN'da gerçekleştirilen simülasyon sonucu ulaşılan aylık ortalama elektrik talebi değerleri karşılaştırılmıştır. EnergyPLAN'ın elektrik talep verilerini yüksek bir doğrulukta temsil ettiği görülmektedir.

Çizelge 21 2017 Yılı Türkiye Elektrik Talebi Aylık Ortalamaları

	Aylık Ortalama Talep (MW)		
Aylar 2017	Gerçek Veri	EnergyPLAN	Fark
Ocak	33.739,98	33.740,00	-0,02
Şubat	33.381,67	33.382,00	-0,33
Mart	31.634,63	31.635,00	-0,37
Nisan	30.391,49	30.392,00	-0,51
Mayıs	30.838,32	30.839,00	-0,68
Haziran	31.138,71	31.139,00	-0,29

Çizelge 21 2017 Yılı Türkiye Elektrik Talebi Aylık Ortalamaları (Devam ediyor)

Aylar 2017	Aylık Ortalama Talep (MW)		
	Gerçek Veri	EnergyPLAN	Fark
Temmuz	37.423,91	37.424,00	-0,09
Ağustos	36.500,00	36.500,00	0,00
Eylül	33.213,30	33.214,00	-0,70
Ekim	31.301,37	31.302,00	-0,63
Kasım	33.187,61	33.188,00	-0,39
Aralık	34.224,45	34.225,00	-0,55

Benzer şekilde, enerji denge tablosundan [109] alınan 2017 yılına ait gerçek elektrik üretim miktarları, 2017 yılında gerçekleşen yakıt tüketimleri, EnergyPLAN’da gerçekleştirilen modelleme sonuçları karşılaştırılmış ve sırasıyla Çizelge 22 ve Çizelge 23’de verilmiştir. Elektrik üretim değerleri karşılaştırıldığında, Güneş elektrik üretimi santrallerinde %33,91’lik büyük farkın olduğu görülmektedir. Bu farkın kaynağı, Çizelge 9’da belirtildiği gibi 2017 yılı içerisinde güneş santrallerinin kurulu gücünün %310,89 artmış olmasıdır. 2017 yılında gerçekleşen yakıt tüketimleri ve EnergyPLAN’da ulaşılan simülasyon sonuçları arasındaki en büyük farklar, %1,25 ile yenilenebilir elektrik ve %2,11 ile doğal gaz tüketiminde gerçekleşmiştir (Çizelge 23).

Çizelge 22 2017 Yılı Türkiye Elektrik Üretimi Değerleri

Üretim Birimi	Elektrik Üretimi (TWh)		
	2017 Gerçek Veri	EnergyPLAN	Fark
PP1 (Fosil + Biyokütle)	211,26	205,03	-6,23
Rüzgâr	17,90	17,93	0,03
Güneş	2,89	3,87	0,98
Hidroelektrik	58,22	58,27	0,05
Jeotermal	6,13	6,13	0,00

Çizelge 23 2017 Yılı Türkiye Yakıt Tüketimleri

Yakıt Türü	Yakıt Tüketimleri (TWh)		
	2017 Gerçek	EnergyPLAN	Fark
Biyokütle	34,96	34,84	-0,12
Kömür	417,32	414,31	-3,01
Doğal Gaz	530,2	519,01	-11,19
Petrol	383,09	383,06	-0,03
Yenilenebilir	85,14	86,2	1,06

Elektrik üretimi bölümünde sonuçların farklı çıkmasının başlıca iki sebebi olduğu düşünülmektedir. Öncelikle düzeltme faktörleri kullanılmasına rağmen güneş ve rüzgâr elektrik üretimleri gerçekleşen üretim miktarını aşmıştır. Bunun sebebi daha önce açıklandığı gibi kurulu güç olarak yıl sonundaki değer kullanılmasına rağmen yıl boyunca kurulu gücün sene başına göre yüksek oranda artmasıdır. Diğer bir sebep EnergyPLAN'ın üretim santrallerini simüle etme yöntemiyle ilgilidir. EnergyPLAN'da santraller kullandığı kaynaklara göre toplu olarak modellenir. Bu da tek bir verimlilik değeri ile tüm termik santralleri temsil edebilme kısıtlamasını doğurmaktadır. Aynı zamanda referans enerji sisteminde ısı ve elektrik talebini aynı anda dengeleyen teknik simülasyon ise Türkiye enerji piyasasından farklı olarak gelecekteki yüksek oranda yenilenebilir enerji içeren enerji sistemlerini modellemek için tasarlanmıştır ve en düşük yakıt tüketimine ulaşmak prensibiyle çalışmaktadır. Bu sebeple gerçek veriler ile EnergyPLAN'dan elde edilen sonuçlar arasında farklar oluşmaktadır.

2017 Yılı Türkiye CO₂ salım miktarı hem TÜİK Sera Gazı Salım Envanteri'nde [123] hem de EUROSTAT veri tabanında [136] 366,90 Mton olarak verilmiştir. EnergyPLAN simülasyonunun sonucu ise 361,57 Mton olup gerçek değer %1,45 altında kalmaktadır.

Literatürde daha önce EnergyPLAN üzerinde gerçekleştirilen referans sistem sonuçları [31, 34, 38, 108] ile karşılaştırıldığında Türkiye 2017 referans enerji sisteminin gerçek

verileri yeterince doğru temsil ettiği ve yüksek oranda yenilenebilir enerji içeren gelecek senaryolarında referans olarak kullanılabilceği sonucuna ulaşılmıştır.

5.2-2050 Senaryoları ile İlgili Sonuçlar

Bu bölümde; 1a,1b alt seçeneklerinden 8a,8b alt seçeneklerine kadar olan tüm sonuçlar hem tek tek incelenmiş hem de incelenen konu başlığına göre toplu halde grafik haline getirilmiştir. Sonu “a” ile biten alt seçenekler Nükleer + Yenilenebilir senaryosunun sonuçlarını, sonu “b” ile biten alt seçenekler ise %100 Yenilenebilir senaryosunun sonuçlarını göstermektedir.

2050 senaryoları ve alt seçeneklerinin EnergyPLAN’da uygulanması sonucunda birincil enerji kaynak kullanımı Şekil 23’te, toplam ve kişi başına düşen CO₂ salımları Şekil 23’te, tüm senaryo alt seçenekleri için verilmiştir.

2050 yılı senaryolarının başlangıcı olan *1a referans enerji sisteminde*;

- 2014,09 TWh’lik birincil enerji kaynağı kullanılmakta, bu kaynağın %65,53’ünü fosil yakıtlar ve %7,98’ini nükleer yakıt oluşturmaktadır.
- Fosil yakıtların içerisinde 739,19 TWh’lik tüketimle doğal gaz, en yüksek kullanıma ve %38,71’lik paya sahiptir.
- Kömür ve petrol, fosil yakıt tüketiminin sırasıyla %31,25 ve %30,04’ünü oluşturmaktadır.
- 199,5 TWh’lik biyokütle; elektrik üretiminde, endüstri ve binalarda tüketilmektedir.
- Elektrik üretiminin %43,22’si, tam yükte çalışma saati 4312 olan güç santrallerinden (PP) sağlanmaktadır.
- Nükleer santrallerin elektrik üretimindeki payı %12,31, elektrik santralleri kurulu gücü içerisindeki payı ise %5,15’tir.
- 404,66 TWh’lik toplam ısı üretiminin yalnızca %9,2’si ısı şebekeleri aracılığı ile sağlanmaktadır ve kaynak olarak jeotermal ısı kullanılmaktadır. Geri kalan tüm ısı ihtiyacı kişisel kazanlar tarafından sağlanmaktadır.
- Enerji sektöründeki fosil yakıt kullanımı sebebiyle toplam 523,79 Mton değerinde CO₂ salımı oluşmaktadır. Bu değer 1990 yılı enerji kaynaklı sera gazı salımlarının %278,54 üzerindedir. Dünya Bankası nüfus projeksiyonuna dayanarak 2050

yılında nüfusun 97,14 milyona ulaşacağı kabul edildiği için, enerji sektörü kaynaklı kişi başı CO₂ salımı yılda 5,39 ton'a denk gelmektedir.

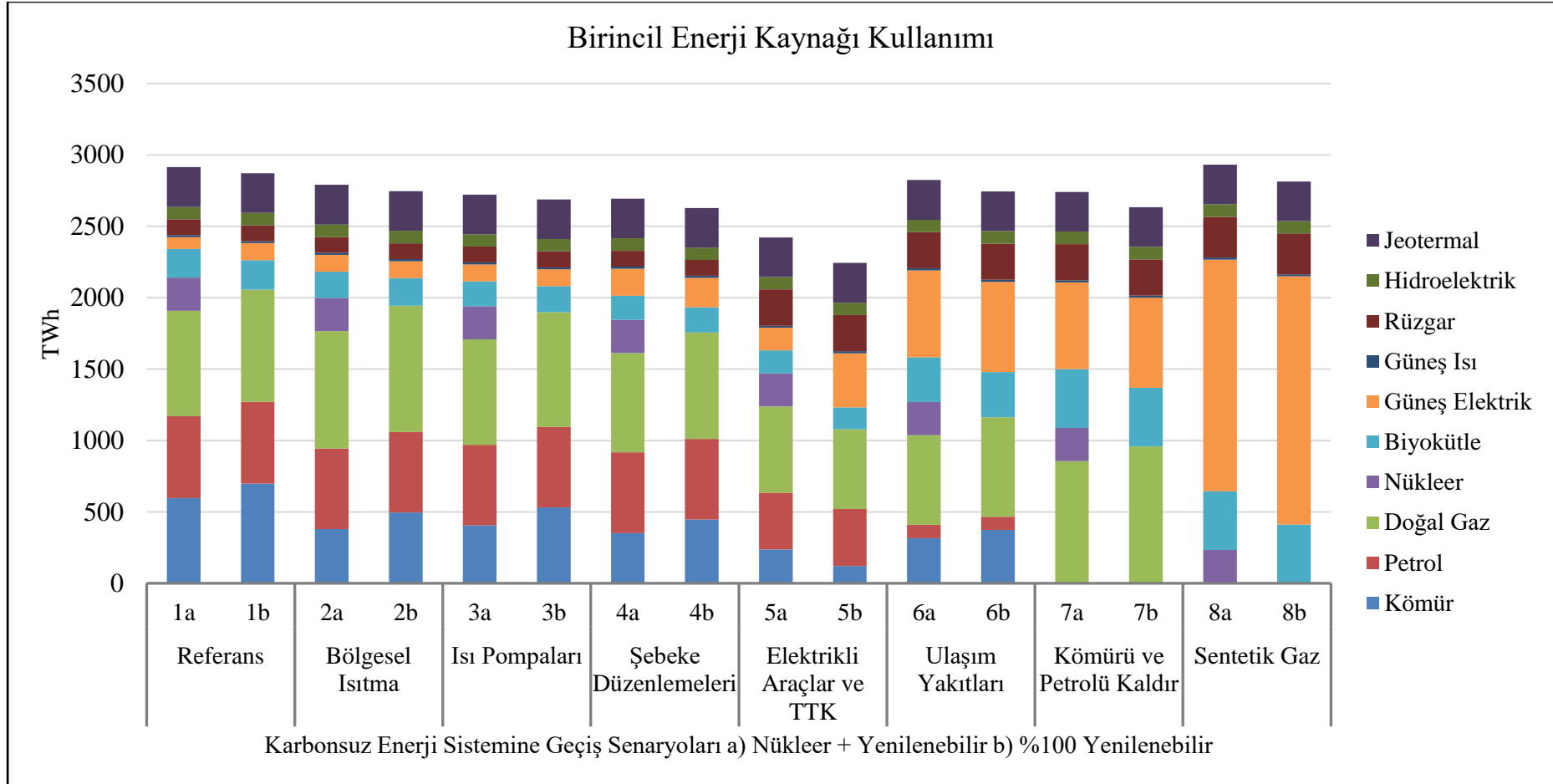
- 2050 yılı için yapılan maliyet kabullerine göre 1a alt seçeneğinin yıllık enerji sistem maliyeti 523.758 M€ olarak hesaplanmıştır. Toplam maliyetin %54,29'u yatırım maliyetlerinden, %17,67'si yakıt maliyetlerinden ve %4,73'ü karbon maliyetinden oluşmaktadır. Kara taşıtları toplam enerji sistem maliyetlerinin %71'ini oluşturmaktadır ve taşıt maliyetlerini çıkardığımızda 1a alt seçeneğinin yıllık enerji sistem maliyeti 152.307 M€'ya düşmektedir. Yıllık enerji sistem maliyetinin %2,04'ünü yenilenebilir elektrik santralleri, %1,19'unu ise nükleer santralleri oluşturmaktadır. Taşıt maliyetleri çıkarıldığında maliyetlerin %7'sinin yenilenebilir elektrik santralleri ve %4,08'inin nükleer santraller olduğu görülmektedir. Bu durumda maliyetlerin en büyük payını %60,79'la yakıt maliyetleri oluşturmaktadır.

1b alt seçeneğinde nükleer santral kaldırılıp yerine PP ve güneş santrali eklendiğinde;

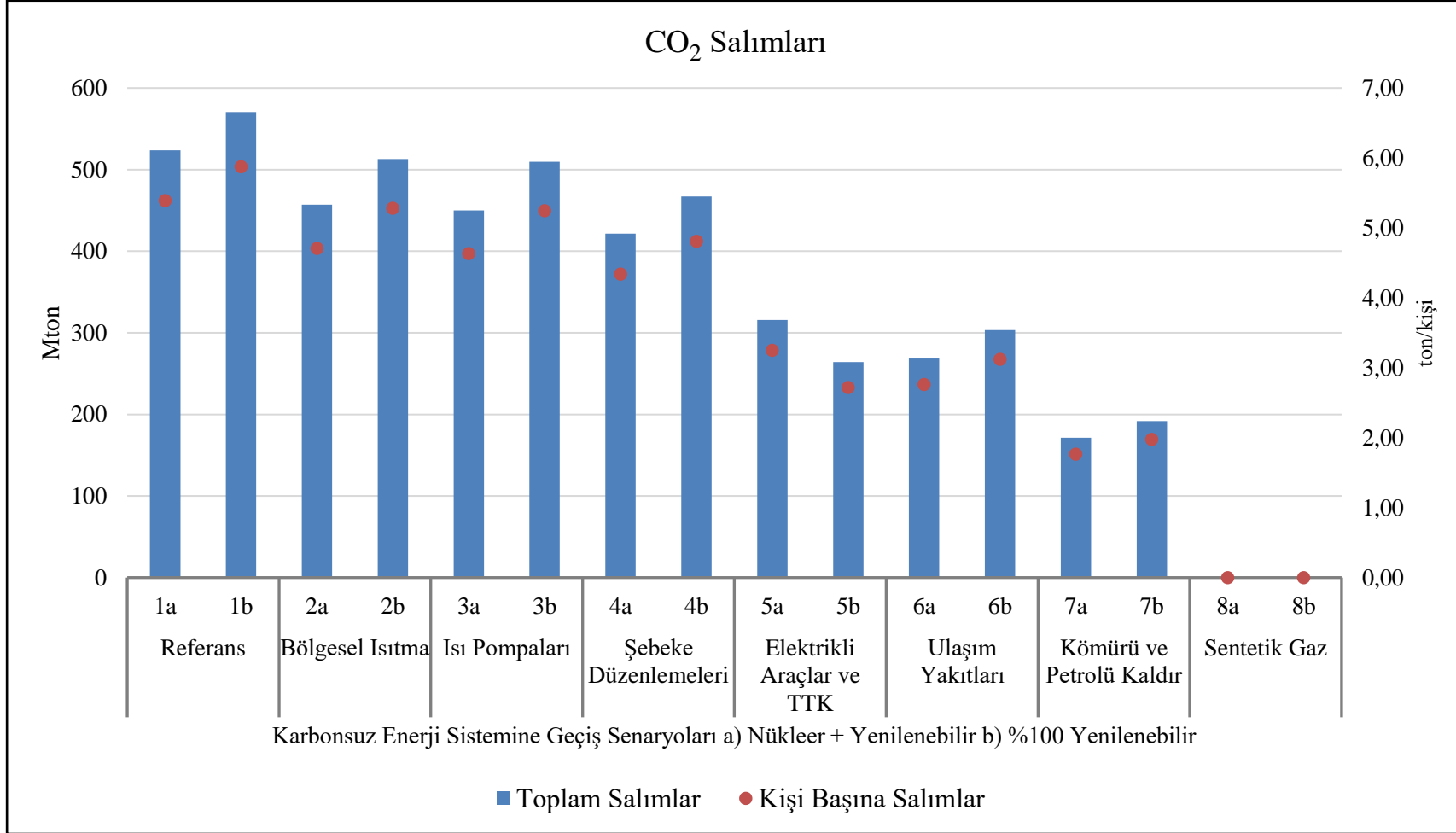
- Toplam CO₂ salımı Şekil 24'te görüldüğü gibi; 570,69 Mton'a, kişi başına salımlar da 5,87 tona yükselmektedir.
- Ancak aynı zamanda nükleer yakıt kullanımının yerini güneş santralinden üretilen elektrik ve nükleer santrallere göre daha yüksek verimlilikle çalışan güç santralleri (PP) aldığı için toplam birincil enerji kaynağı kullanımı 2871,3 TWh'e düşmektedir. Bu değişiklikle toplam fosil yakıt kullanımı 2056,96 TWh'e yükselmiş ve fosil yakıtlar içerisinde kömür kullanımı oranı %33,93'e yükselmiştir. CO₂ salım faktörü diğer fosil yakıtlara kıyasla daha yüksek olduğu için kömür kullanımındaki bu artış salımlardaki artışın en büyük sebebi olmuştur.
- Güneş elektrik santrallerinin kurulu gücünün artışıyla birlikte elektrik üretiminde yenilenebilir santrallerinin oranı %57'ye, güneş ve rüzgâr santrallerinin payı ise %32'ye yükselmiştir.
- Elektrik üretimi kurulu güçler incelendiğinde ise toplam kurulu gücün 231.600 MW'a yükseldiği görülmektedir. Bu kurulu gücün %65,24'ünü yenilenebilir elektrik santralleri, %47,45'ini ise güneş ve rüzgâr santralleri oluşturmaktadır.
- Güneş santrallerinin elektrik üretimi artınca %2,34 oranında (16,77 TWh) CEEP oluşmaya başlamış ve toplam elektrik üretimi 717,86 TWh'e ulaşmıştır. Aynı zamanda güç santrallerindeki elektrik üretimi artışı sebebiyle PP'lerin tam yükte

Çalışma saatleri 4569 ve toplam biyokütle tüketimi de 206,47 TWh olarak gerçekleşmiştir.

- 1b alt seçeneğinde yıllık enerji sistemi maliyeti 1a alt seçeneğine göre düşerek 522.580 M€ olarak gerçekleşmiştir. Nükleer santralin kaldırılmasıyla bu maliyet içerisinde yatırım maliyetlerinin oranı %53,7'ye düşerken, yakıt maliyetlerinin oranı %17,86'ya ve CO₂ maliyetlerinin oranı %5,17'ye yükselmiştir. Güneş santrallerinin kurulu gücünün artmasıyla yenilenebilir elektrik santrallerinin maliyeti enerji sistem maliyetinin %2,18'ine, taşıt maliyetleri çıkarıldığında ise %7,53'ne yükselmiştir.



Şekil 23 2050 Senaryolarında Birincil Enerji Kaynağı Kullanımı



Şekil 24 2050 Senaryolarında Toplam ve Kişi Başına Düşen Salım Miktarları

2a, 2b Bölgesel Isıtma

Bölgesel ısıtma sistemlerinin enerji sistemine dahil edilmesiyle birlikte ısı üretimi amacıyla kojenerasyon santrallerinin kullanılması, birincil enerji kullanımını azaltıcı yönde etkilemiştir;

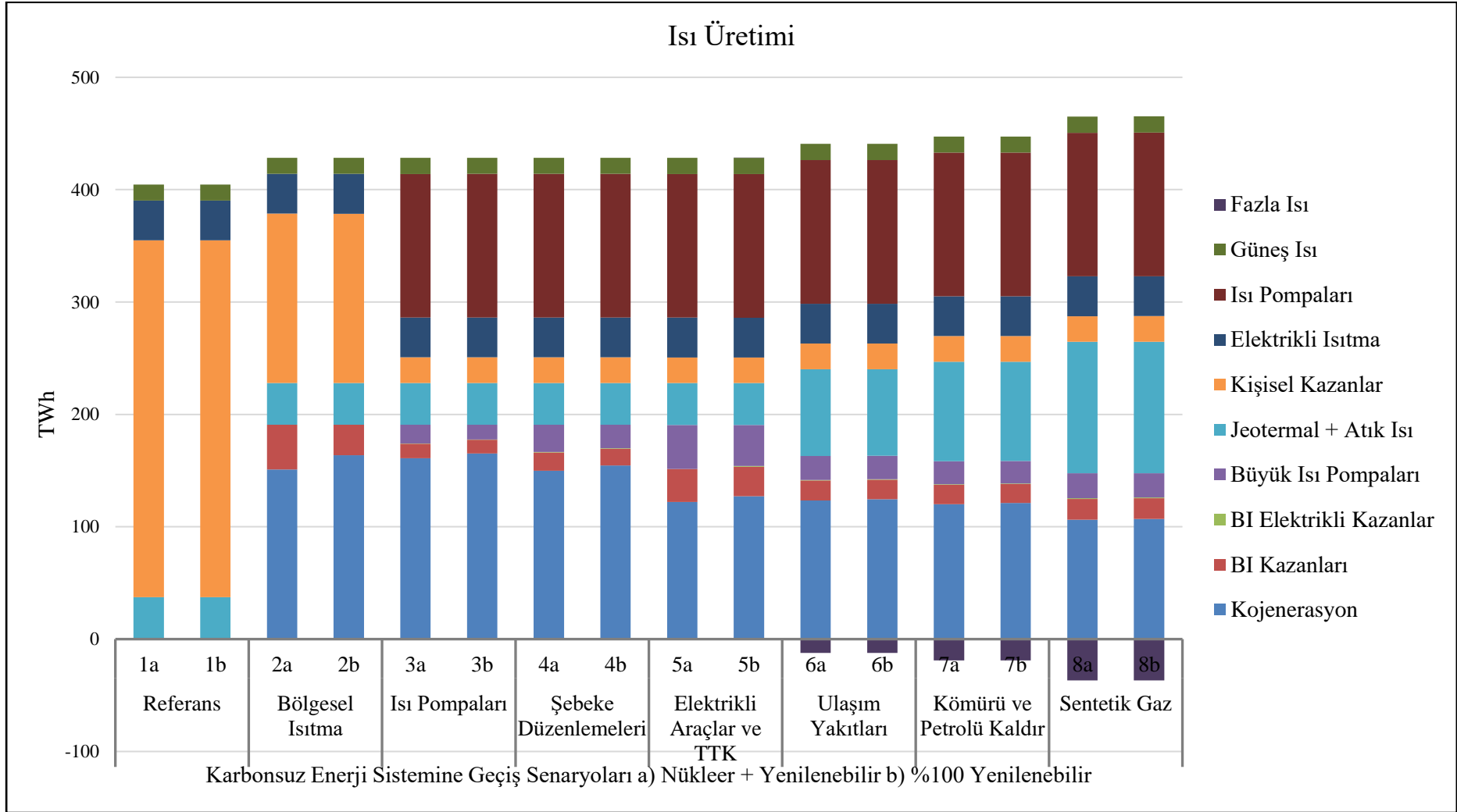
- 2a alt seçeneğinde toplam 2790,45 TWh'lik birincil enerji kullanımını hem 1a hem de 1b alt seçeneklerinin altına inmiştir.
- Kojenerasyon birimleri ısıtma talebinin yüksek olduğu kış aylarında devreye girdiğinde bir yandan bölgesel ısıtma talebini karşılarken bir yandan da elektrik üretmektedirler. Dolayısıyla bu dönemlerde PP'lerin kullanımını düşmüş ve tam yükte çalışma saatleri 2314'e gerilemiştir. Kojenerasyon birimleri ile kazanlar yalnızca doğal gaz kullandıklarından ve PP'lerin üretimleri azaldığından dolayı kömür tüketimi önemli oranda azalarak 380,3 TWh olmuştur. Buna paralel olarak doğal gaz kullanımını 820,98 TWh'e ve doğal gazın fosil yakıt tüketimi içerisindeki oranı %46,5'e ulaşmıştır.
- 1a alt seçeneğiyle karşılaştırıldığında yenilenebilir enerji ve nükleer yakıt kullanımında herhangi bir değişiklik olmamasına rağmen, birincil enerji kaynağı içerisinde yenilenebilir enerji kullanım oranı %28'e yükselmiştir.
- Kojenerasyon birimlerinin eklenmesiyle elektrik üretim santrallerinin kurulu gücü toplam 281.900 MW'a yükselmiştir. Aynı zamanda nükleer santrallerin kurulu güç oranı %3,83'e, yenilenebilir elektrik santrallerinin oranı %53,6'ya, güneş ve rüzgâr santrallerinin oranı ise %38,99'a gerilemiştir.
- Elektrik üretimi 1a alt seçeneğine göre artarak 718,64 TWh'e ulaşmıştır. Ancak bu artış elektrik tüketimindeki herhangi bir değişikliğe bağlı değildir. Güneş santralleri kurulu gücü arttığı için CEEP 17,82 TWh (%2,48)'e ulaşmış dolayısıyla toplam elektrik üretiminde de artış gözlenmiştir. Elektrik üretiminin %16,82'si, tam yükte çalışma saati 2417 olan kojenerasyon birimleri tarafından üretilmiştir.
- Nükleer santrallerin yıllık elektrik üretimi değişmemesine rağmen elektrik üretimindeki payı %11,97'ye gerilemiştir.
- Bölgesel ısıtma sistemlerinin kullanılmaya başlanmasıyla Şekil 25'te görülebileceği gibi ısı üretiminde önemli değişiklikler gerçekleşmiştir. Öncelikle ısı şebekesinde oluşan kayıplar sebebiyle toplam ısı üretimi 428,45 TWh'e yükselmiş ve toplam ısı üretiminde kişisel ısı üretimi oranı %46,79'a inmiştir.

Bölgesel ısıtmada ise toplam ısı üretiminin %66,26'sı kojenerasyon birimlerinden, %17,41'i ise kazanlardan karşılanmıştır. Kazanların kullanılma amacı ısı talebinin yüksek olduğu saatlerde kojenerasyon birimlerinin karşılayamadığı ısı talebi için ısı üretmektir. Bu şekildeki operasyon ile kojenerasyon birimleri daha çok kullanılabilir ve sistem verimliliği artırılarak birincil kaynak kullanımını düşürülür. Dolayısıyla kazanlar yalnızca ihtiyaç duyulduğunda devreye girerler. Kazanların yıl boyunca tam yükte çalışma saatleri öngörülebileceği gibi oldukça düşük bir değer olan 418'de kalmıştır.

- Enerji verimliliğindeki artış ve kömür tüketimindeki azalma sayesinde toplam CO₂ salımı 457,16 Mton'a, kişi başına düşen salımlar da 4,71 ton'a gerilemiştir.
- 2a alt seçeneğine ait yıllık enerji sistem maliyetleri incelendiğinde kojenerasyon birimleri ve kazanların sisteme eklenmesiyle yatırım maliyetlerinin arttığı ve toplam içindeki oranının %55,09'a çıktığı görülmektedir. Bunun yanında CO₂ salımlarının ve yakıt kullanımının azalması sayesinde CO₂ ve yakıt maliyetleri düşmüş, toplam maliyet içindeki oranları sırasıyla %4,15 ve %17,33'e gerilemiştir. Toplam yıllık enerji sistem maliyeti 520.925 M€ olarak gerçekleşmiştir.
- **2b** alt seçeneğinde toplam birincil enerji kullanımı 2745,69 TWh olarak gerçekleşmiş ve 1b ve 2a alt seçeneklerindeki değerlerin altında kalmıştır. Bunun sebebi nükleer santral yerine verimliliği yüksek ve yalnızca doğal gaz kullanan PP2 santrallerinin almasıyla kojenerasyon birimlerinin elektrik ve ısı üretimine 2a alt seçeneğine göre daha çok katılmasıdır. Kojenerasyon birimlerinin ve kazanların tam yükte çalışma saatleri sırasıyla 2619 ve 285 olmuştur. 1b alt seçeneğiyle karşılaştırıldığında kömür kullanılan kişisel kazanlar ve PP1 üretimindeki azalma sebebiyle kömür tüketimi 496,46 TWh'e gerilemiştir.
- Yine kişisel ısıtmada kullanılan petrol kazanlarının tamamen kaldırıldığı için petrol tüketimi 564,3 TWh'e gerilemiştir. Kojenerasyon birimleri ve kazanların yalnızca doğal gaz tüketmesi sebebiyle doğal gaz tüketimi 884,49 TWh'e yükselmiş, ancak kömür ve petroldeki düşüş sebebiyle birincil kaynak kullanımı içerisinde fosil yakıt kullanma oranı %70,85'e düşmüştür. Kojenerasyon birimlerinin eklenmesiyle elektrik üretiminde kurulu güç 1b alt seçeneğine göre

artarak 278.280 MW'a ulaşmıştır. Bunun yanında kurulu güç 1a alt seçeneğindeki değerin 3620 MW altında kalmıştır.

- Toplam kurulu güç içerisinde yenilenebilir elektrik santrallerinin oranı %54,3, güneş ve rüzgâr santrallerinin oranı %39,49 olmuştur.
- Toplam 718,34 TWh'lik elektrik üretiminin %18,23'ü kojenerasyon birimleri, %33,02'si PP'ler, %16,49'u ise güneş santralleri tarafından sağlanmıştır.
- Yıl boyunca toplam elektrik üretiminin %2,38'i CEEP olarak gerçekleşmiş ve elektrik talebinin üzerine çıkmıştır.
- 2b alt seçeneğinde yıllık toplam CO₂ salımı 513,09 Mton ve kişi başına düşen salım miktarı 5,28 ton olmuştur. 1b alt seçeneğiyle kıyaslandığında kojenerasyon birimlerinin kullanılmasıyla fosil yakıt kullanımı azalmış, dolayısıyla CO₂ salım miktarları da düşmüştür. Ancak nükleer santral bulunmadığı için gerekli elektriğin sağlanmasında, yüksek verimlilikle de olsa hala doğal gaz kullanılmaktadır. Bu sebeple salım miktarı, 2a alt seçeneğinin yaklaşık 46 Mton üzerinde kalmıştır.
- 2b alt seçeneği yıllık enerji sistem maliyetlerinde 519.596 M€ ile hem 1b hem de 2a alt seçeneklerinden daha uygun seviyededir. Yakıt ve CO₂ maliyetleri 2a alt seçeneğine göre daha yüksek olmasına rağmen yatırım ve işletme giderlerinin daha düşük olması toplam maliyetin de düşmesini sağlamaktadır. Kojenerasyon birimlerinin enerji sistemine dahil olmasıyla 2b alt seçeneğinde CO₂ maliyetleri ve yakıt maliyetlerinin toplam maliyet içerisindeki oranları 1b alt seçeneğine göre azalarak sırasıyla %4,67 ve %17,7'ye gerilemiştir.



Şekil 25 2050 Senaryolarında Isı Üretimi

3a, 3b Isı Pompaları

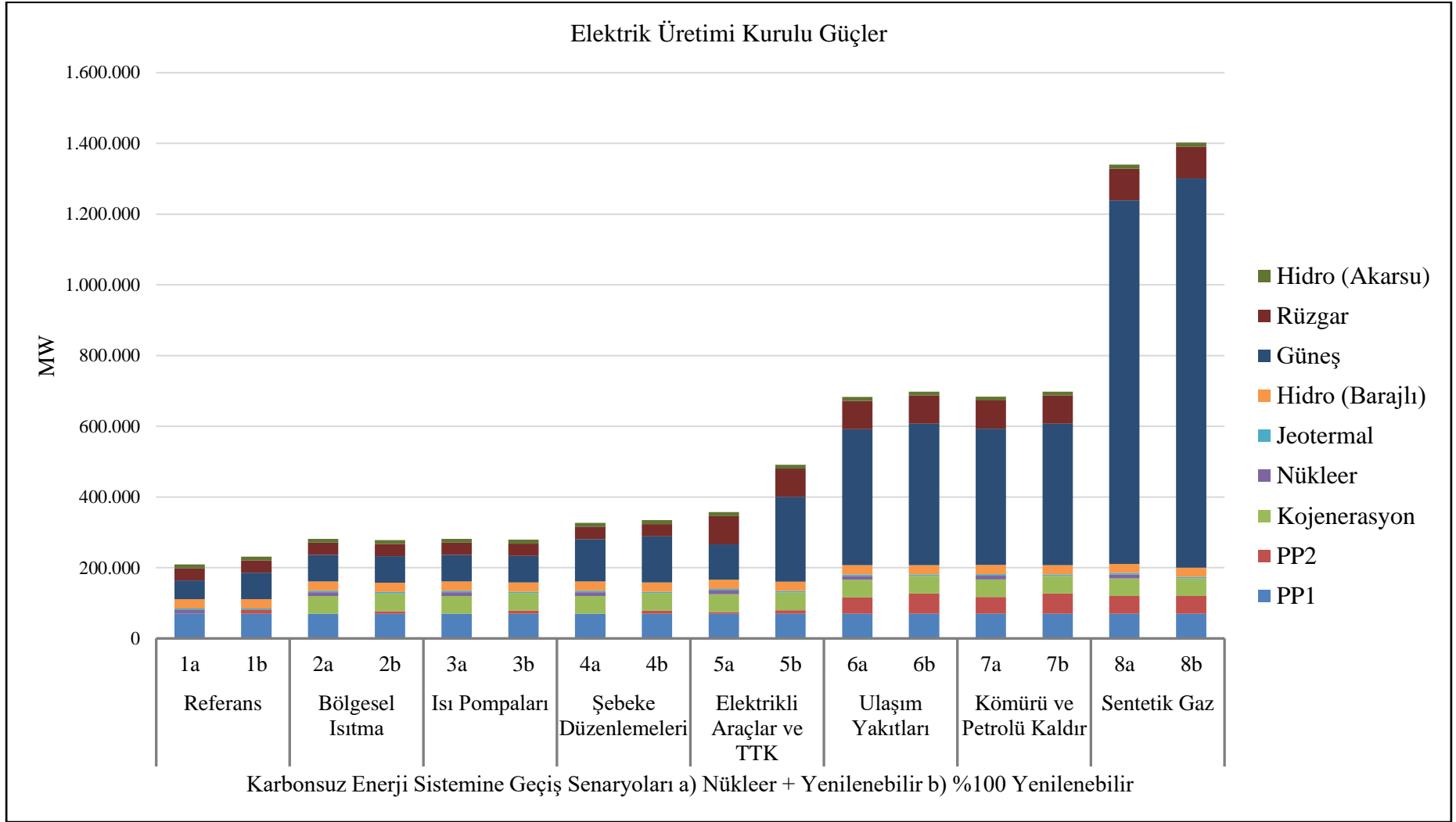
Isı pompaları enerji sistemine eklendiğinde karbonsuz enerji sistemine geçişte ısıtma sektöründeki dönüşüm de tamamlanmış olmaktadır. Fosil yakıt kullanan kazanların kaldırılıp performans katsayıları görece oldukça yüksek ısı pompalarının kullanılmasıyla birincil enerji kaynağı kullanımında 2a ve 2b alt seçeneklerinde göre düşüş gözlenmiştir. Kişisel ısı pompaları herhangi bir şebeke düzenlemesine katılmadığı ve esnek çalışmadığı, aynı zamanda yenilenebilir ya da nükleer santrallerin yıllık üretimlerinde herhangi bir artış olmadığı için ısı pompaları için ihtiyaç olan elektrik, kojenerasyon ve PP'lerin elektrik üretimindeki artışlarıyla karşılanmıştır. Bu nedenle bu alt seçenekler incelendiğinde;

- **3a** alt seçeneğinde toplam birincil enerji kaynağı kullanımını 2722,02 TWh'e gerilerken, bu değer %62,77'sini fosil yakıtlar oluşturmuştur.
- Kişisel kazanların kaldırılması doğal gaz tüketiminin azalmasına yol açmış, ancak PP'lerin tam yükte çalışma saatlerinin 2a alt seçeneğine göre artarak 2824'e ulaşmasıyla kömür ve biyokütle tüketimi sırasıyla 405,24 TWh ve 173,23 TWh olarak gerçekleşmiştir.
- Isı pompalarının elektrik tüketimi sebebiyle, ilk defa toplam elektrik tüketiminde artış gözlenmiş ve toplam elektrik tüketimi 748,35 TWh olarak gerçekleşmiştir. Bölgesel ısıtma sisteminde kullanılan büyük ısı pompalarıyla kişisel ısı pompalarının toplam elektrik tüketiminin %6,43'ünü oluşturmaktadır.
- Elektrik tüketimindeki artışa paralel olarak elektrik üretimi de artarak toplamda 761,57 TWh'e ulaşmıştır. Elektrik üretiminin %11,29'u nükleer santrallerden, %25,96'sı PP'lerden ve %16,90'ı kojenerasyon birimlerinden karşılanmıştır.
- Yenilenebilir elektrik üretimi değişmediği ve ısı pompalarının ihtiyaç duyduğu elektrik, esnek çalışabilen PP'ler ve kojenerasyon birimlerinden karşılandığı için CEEP oranı %1,73'e gerilemiştir.
- 3a alt seçeneğiyle birlikte kişisel ısıtma birimlerinin ısı üretimlerinin %63,77'si kişisel ısı pompalarından karşılanmaya başlanmıştır. Bu oran karbonsuz enerji sistemine geçene kadar değişmeyecektir. Bölgesel ısıtma şebekesinde kojenerasyon birimlerinin elektrik üretimine daha çok katılmaları ve büyük ısı pompaları ve elektrikli kazanların sisteme dahil olmasıyla kazanların ısı üretimi 2a alt seçeneğindeki üretimin yaklaşık üçte birine düşmüştür (16,25 TWh).

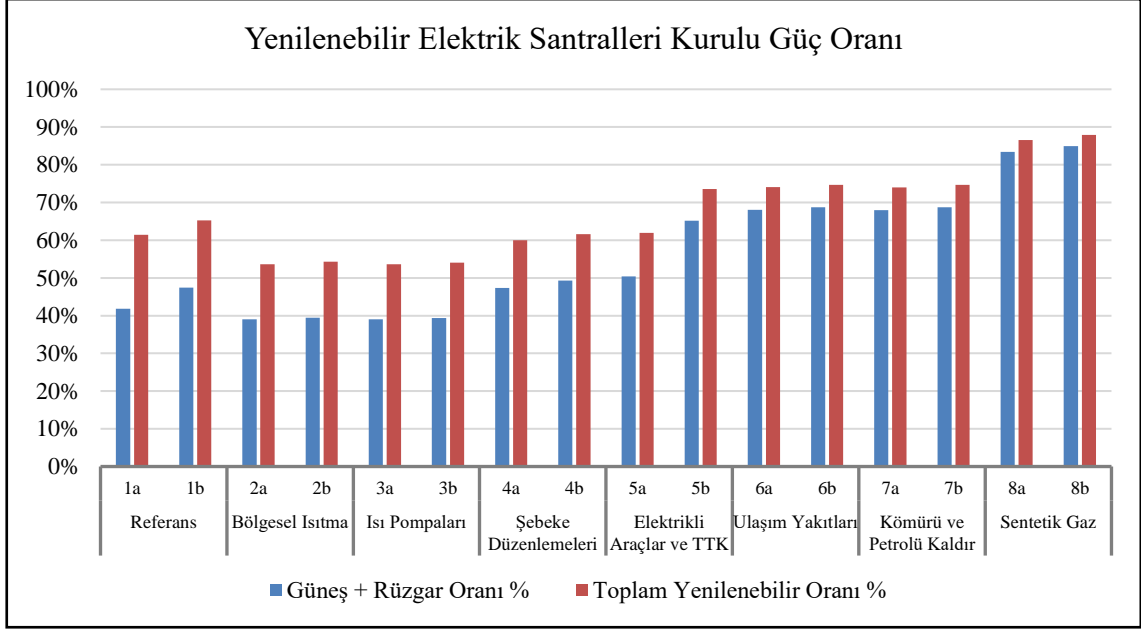
Bölgesel ısıtmada ısı üretiminin %7,28'i büyük ısı pompaları, %0,05'i elektrikli kazanlar ve %70,59'u kojenerasyon birimleri tarafından karşılanmıştır.

- Isı pompalarının yüksek performans katsayıları sayesinde fosil yakıt kullanımının düşmesiyle beraber CO₂ salımları toplamda 450,10 Mton'a, kişi başına düşen salımlar 4,63 ton'a düşmüştür.
- Isı pompalarının yatırım maliyetleri kişisel kazanların üzerinde olmasına rağmen yakıt maliyetleri ve CO₂ maliyetlerindeki düşüş sayesinde toplam yıllık enerji sistem maliyeti düşmüş ve 519.139 M€ olmuştur. Bu maliyetin %16,41'ini yakıtlar ve %4,10'unu karbon salımı oluşturmaktadır.
- **3b** alt seçeneğinde nükleer santral olmadığı ve verimliliği daha yüksek PP santralleri ve kojenerasyon birimleri kullanıldığı için birincil enerji kaynağı kullanımı 3a alt seçeneğinin altında kalarak 2688,2 TWh olmuştur. Isı pompalarının sisteme dahil olmasıyla beraber fosil yakıt kullanımı 2b alt seçeneğine göre gerilemiş ve toplam birincil enerji kaynağı kullanımındaki oranı %70,62 olmuştur. Ancak 3a alt seçeneğine göre kömür ve doğal gaz kullanımı daha yüksektir. Fosil yakıt kullanımı içerisinde kömür ve doğal gazın kullanım oranı sırasıyla %27,98 ve %42,30 olarak gerçekleşmiştir.
- Bununla beraber 2b alt seçeneğine göre azalarak 509,68 Mton'a gerileyen toplam CO₂ salımları, fosil yakıt tüketimiyle paralel olarak 3a alt seçeneğinin üzerinde kalmaya devam etmiştir.
- Isı pompalarının elektrik tüketimi sebebiyle toplam elektrik tüketimi 2b alt seçeneğine göre artarak 747,24 TWh'e ulaşmıştır. Bu değer 3a alt seçeneğinin altında kalma nedeni EnergyPLAN'ın fosil yakıt kullanımını en aza indirecek şekilde enerji sistem operasyonunu optimize etmesidir. 3a alt seçeneğinde nükleer santral olmadığı ve elektrik üretimindeki artış PP'lerle kojenerasyon birimlerinden sağlandığı için bölgesel ısıtmada büyük ısı pompaları daha az kullanılmış, dolayısıyla da elektrik tüketiminde de küçük bir düşüş yaşanmıştır.
- Elektrik üretimi 2b alt seçeneğine göre artarak 760,51 TWh'e yükselmiş ancak 3a alt seçeneğine göre elektrik tüketiminde yaşanan küçük düşüş, elektrik üretimine de yansımıştır. Toplam elektrik üretiminin %36,69'u tam yükte çalışma saatleri 3564 olan PP'lerden ve %17,39'u tam yükte çalışma saatleri 2644 olan kojenerasyon birimlerinden karşılanmıştır.

- 3b alt seçeneğinde, 3a'ya göre kojenerasyon üretimi arttığı için bölgesel ısıtmada kojenerasyonun ısı üretimindeki payı artarak %72,5'e yükselmiştir. Daha önce açıklandığı gibi büyük ısı pompaları 3a alt seçeneğine göre daha az devreye girmiş ve bölgesel ısı üretimindeki payı %5,75 olmuştur. Kişisel ve büyük ısı pompalarının toplam ısı üretimindeki payı ise 3a alt seçeneğindeki %33,71'lik orandan %32,90'a gerilemiştir.
- Toplam enerji sistem maliyetleri 3a ve 2b alt seçeneklerine göre azalarak 518.305 M€'ya düşen 3b alt seçeneğinde, ısı pompalarının eklenmesiyle yatırım maliyetlerinin oranı 2b alt seçeneğine göre artarak %55,02'ye yükselmiştir. Fosil yakıt kullanımı 3a alt seçeneğine göre daha yüksek olduğundan yakıt ve CO₂ maliyetleri de 3b alt seçeneğinde daha yüksektir. Ancak 3a alt seçeneğinde nükleer santralin yatırım maliyeti yüksek olduğundan 3b alt seçeneğinin toplam maliyeti düşük kalmaktadır.



Şekil 26 2050 Senaryolarında Elektrik Üretim Santralleri Kurulu Güçleri



Şekil 27 2050 Senaryolarında Yenilenebilir Elektrik Santrallerinin Kurulu Güç Oranları

4a, 4b Şebeke Düzenlemeleri

Merkezi güç santrallerinin elektrik üretiminde her saat en az %30 paya sahip olma sınırı kaldırılınca, yenilenebilir santraller enerji sistemine daha yüksek oranda entegre olabilmıştır. Bu sayede güneş santrali kurulu gücü ve elektrik üretimi yükselirken PP'lerin ve kojenerasyon birimlerinin üretimleri düşmüştür. Böylece;

- **4a** alt seçeneğinde birincil enerji kullanımında yenilenebilir enerji oranı 3a ve 3b alt seçeneklerine göre artarak %32'ye çıkmıştır. Fosil yakıtların yerini güneş enerjisi aldığından toplam birincil enerji kullanımı 2693,25 TWh'e gerilemiştir.
- Güneş santrallerinin üretiminin artmasıyla CEEP artmış ve CEEP regülasyonuna uygun olarak kojenerasyon üretimi azalmış, kazanların ve büyük ısı pompalarının ısı üretimi artmıştır. Bununla beraber batarya ve PHES, dengeleme faaliyetine daha çok katılmıştır.
- Elektrik tüketimi, büyük ısı pompalarının bölgesel ısıtmada daha fazla kullanılması ve bataryanın daha çok şarj olması sebebiyle artarak 754,74 TWh'e ulaşmıştır.
- Elektrik üretimi artarak 792,21 TWh'e ulaşmış, bu enerjinin %23,92'si güneş santrallerinde, %10,86'sı nükleer santrallerde, %20,59'u PP'lerde, %15,13'ü ise kojenerasyon birimlerinde üretilmiştir. Güneş ve rüzgâr santralleri toplamda

elektrik üretiminin %38'ini karşılamıştır. CEEP oranı %4,73 ile daha önceki alt seçeneklerin tümünü aşmıştır.

- Elektrik üretim santrallerinin toplam kurulu gücü 326.900 MW'a yükselmiştir (Şekil 26). Eklenen kurulu güç, tamamen güneş santrallerinden oluşmaktadır. Bu değişiklikle beraber Şekil 27'te gösterildiği gibi kurulu gücün %47,38'i güneş ve rüzgâr santrallerinden, %59,99'u yenilenebilir santrallerden ve %3,30'u nükleer santrallerden oluşmaktadır.
- Toplam ısı üretiminde 3a ve 3b alt seçeneklerine göre herhangi bir değişiklik olmazken, bölgesel ısıtmada ısı üreten birimlerin oranlarında farklılık yaşanmıştır. Kojenerasyon birimlerinin ısı üretimi azalırken kazanların ve büyük ısı pompalarının ısı üretimi artmıştır. Bölgesel ısıtma sistemi için ısı üretiminin %65,71'i kojenerasyon birimlerinden, %7,13'ü kazanlardan ve %10,59'u büyük ısı pompalarından sağlanmıştır. Büyük ısı pompalarının tam yükte çalışma saatlerinin 1610'a yükselmesiyle kişisel ve büyük ısı pompaları, toplam ısı üretiminin %35,47'sini karşılamıştır.
- PP'lerin ve kojenerasyon birimlerinin tam yükte çalışma saatlerinin sırasıyla 2330 ve 2397'ye gerilemesiyle fosil yakıt kullanım miktarları azalmış ve dolayısıyla CO₂ salımında da düşüş gözlenmiştir. 4a alt seçeneğinde yılda toplam 421,66 Mton CO₂ salımı oluşurken kişi başına düşen salımlar da 4,34 ton'a inmiştir.
- Yıllık toplam enerji sistem maliyetleri, 3a ve 3b alt seçeneklerine göre gerileyerek 517.299 M€ olmuştur. Yatırım ve sabit işletme giderleri artmış olmasına rağmen fosil yakıtların daha az kullanılmasıyla yakıt ve CO₂ salım maliyetlerinde yaşanan düşüş toplam maliyette düşüşü sağlamıştır. Yıllık enerji sistem maliyeti içerisinde yatırım maliyetlerinin oranı %56,37'ye yükselirken; CO₂ maliyetlerinin oranı %3,86'ya, yakıt maliyetlerinin oranıysa %15,98'e düşmüştür. Güneş santrallerinin kurulu gücündeki artışla beraber yenilenebilir santrallerin maliyeti, taşıt maliyetleri çıkarıldığında toplam maliyetin %8,77'sine yükselmiştir.
- **4b** alt seçeneğinde yıl boyunca sürekli çalışan ve dengeleme faaliyetine katılmayan nükleer santral olmadığı için 4a alt seçeneğine göre daha fazla güneş santrali enerji sistemine dahil edilebilmiştir. Nükleer santralin yerini PP

santrallerinin alması ve fosil yakıt kullanımının artmasına rağmen, birincil enerji kaynak kullanımında yenilenebilir kaynakların kullanımı 4a alt seçeneğini aşarak %33'e ulaşmıştır. 3b alt seçeneğiyle karşılaştırıldığında güneş santrallerinin daha fazla kullanılmasıyla fosil yakıt tüketimi azalmış ve fosil yakıtlar içerisinde kömür, petrol ve doğal gazın kullanım oranları sırasıyla %25,42, %32,11 ve %42,48 olarak gerçekleşmiştir. Büyük ısı pompaları ve elektrik depolama birimleri dengeleme faaliyetlerine 4a alt seçeneğine göre daha az, 3b alt seçeneğine göre daha fazla katılmıştır. Dolayısıyla toplam elektrik tüketimi olan 753,02 TWh; 4a alt seçeneğindeki değerin altında, 3b alt seçeneğindeki değerin ise üzerindedir. Büyük ve kişisel ısı pompaları toplam elektrik tüketiminin %6,58'ini oluşturmaktadır. Elektrik üretiminde güneş enerjisinin oranı %26,10'a ulaşarak 3b ve 4a alt seçeneklerindeki oranın üzerine çıkmıştır.

- 4b alt seçeneğinde, elektrik üretim santrallerinin toplam kurulu gücü 334.400 MW'a ulaşmış ve bu kurulu güç içerisinde yenilenebilir santrallerin oranı %61,63'e, rüzgâr ve güneş santrallerinin oranı %49,31'e yükselmiştir. PP'lerin ve kojenerasyon birimlerinin tam yükte çalışma saatleri, 3b alt seçeneğine göre sırasıyla 2865 ve 2397'ye düşmüştür.
- Isı üretiminde kojenerasyon birimleri 3b alt seçeneğine göre daha az ısı üretmiş, kazanlar ve büyük ısı pompalarının üretimleri artmıştır. Bölgesel ısıtmada ısı üretiminin %65,77'si kojenerasyon birimlerinden, %6,60'ı kazanlardan ve %9,12'si büyük ısı pompalarından karşılanmıştır.
- Fosil yakıt kullanımının azalmasıyla birlikte CO₂ salımları 3b alt seçeneğine göre düşerek toplamda 466,95 Mton ve kişi başına yılda 4,81 ton olmuştur.
- Yıllık enerji sistem maliyeti 3b ve 4a alt seçeneklerinin altına düşerek 515.239 M€ olarak gerçekleşmiştir. Yenilenebilir santrallerin maliyeti toplam maliyetin %2,54'üne, taşıt maliyetleri çıkarıldığında ise %9,11'ine ulaşmıştır. 3b alt seçeneğine göre yatırım maliyetleri artmış olmasına rağmen yakıt ve CO₂ maliyetlerinin azalmasıyla yıllık enerji sistem maliyeti azalmıştır. Toplam maliyetin %16,20'sini yakıt maliyetleri, %4,29'unu ise CO₂ maliyetleri oluşturmaktadır.

5a, 5b Elektrikli Araçlar ve Talep Tarafı Katılımı

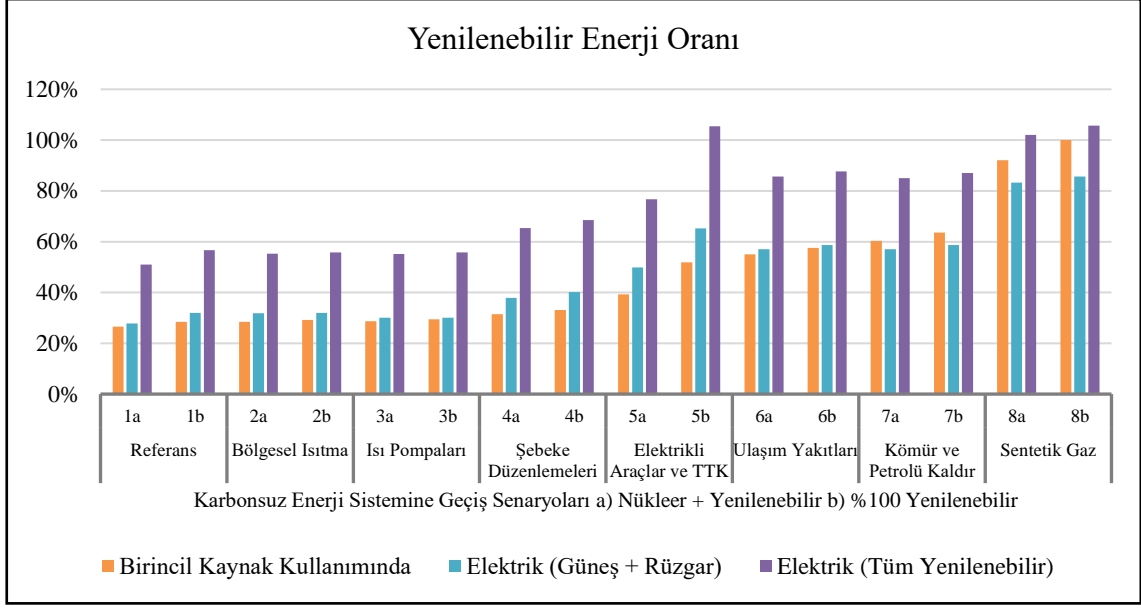
Taşıtlarının bir bölümünün elektrikli araç olması, elektrikli araç bataryalarının şebeke dengeleme faaliyetlerine katılması ve geleneksel yüklerin %10'unun talep tarafı katılma dahil edilmesi, daha fazla yenilenebilir elektrik santrallerinin enerji sistemine dahil olmasını sağlamıştır. Böylece;

- **5a** alt seçeneğinde toplam birincil enerji kullanımı 2422,38 TWh'e düşmüştür. PP'ler ve kojenerasyon birimlerinin tam yükte çalışma saatleri sırasıyla 1178 ve 1954'e gerilemiştir.
- Elektrikli araçlara geçişle birlikte ulaşım ve endüstri sektörlerinde geriye 398,4 TWh'lik petrol tüketimi kalmıştır. Dolayısıyla fosil yakıt kullanım oranı da %51,11'e gerilemiştir. Biyokütle kullanımı 161,56 TWh'e inerek 4a ve 4b alt seçeneklerinden daha düşük bir seviyeye varmıştır.
- Elektrikli araçların yaygın kullanımı ile birlikte elektrik tüketimi 825,56 TWh'e ulaşmış, bu tüketim içerisinde geleneksel yüklerin oranı %66,71'e gerilemiştir. Elektrikli araçlar ve esnek yükler elektrik tüketiminin %18,74'üne, büyük ve kişisel ısı pompaları da %6,75'ine denk gelmektedir.
- Elektrik üretiminin %50'si güneş ve rüzgâr santrallerinden %10,42'si nükleer santrallerden sağlanmaktadır. Yıl boyunca üretilen elektriğin %3,31'i (27,3 TWh) elektrikli araç bataryalarından şebekeye enerji aktarılmasıyla sağlanmıştır. Elektrik üretim ve tüketim dengesi her saat için sağlanabilmiş ve hiç fazla elektrik üretimi gerçekleşmemiştir.
- Rüzgâr santrallerindeki kapasite artışıyla birlikte elektrik santralleri kurulu gücünün %50,42'si güneş ve rüzgâr santrallerinden, %61,96'sı ise yenilenebilir santrallerden oluşmuştur. Kojenerasyon birimlerinin daha az çalışması ile kazanların ve büyük ısı pompalarının tam yükte çalışma saatleri sırasıyla 307 ve 2622'ye yükselmiştir.
- 5a alt seçeneğinde büyük ısı pompaları 39,33 TWh ısı üreterek bölgesel ısı üretiminin %17,26'sını sağlamıştır ve bu değerler tüm alt seçeneklerdeki en yüksek seviyededir.
- Yenilenebilir elektrik üretimindeki artışla beraber CO₂ salımları, 4a ve 4b alt seçeneklerine göre düşerek toplamda 315,79 Mton'a kişi başı salımlar da 3,25 ton'a ulaşmıştır.

- Yakıt ve CO₂ maliyetlerindeki düşüş yatırım ve sabit işletme maliyetlerindeki artıştan daha büyük olduğundan yıllık enerji sistem maliyeti 502.777 M€'a inmiştir.
- Elektrikli araçların sisteme eklenmesi ve yenilenebilir santrallerin kurulu gücündeki artış sebebiyle yatırım maliyetlerinin toplam maliyet içerisindeki oranı %62,99'a yükselmiştir. Toplam maliyet düşmesine rağmen taşıt maliyetleri yükselmiş ve toplam maliyetin %75'ini oluşturmuştur. Yenilenebilir santral maliyetleri toplam yıllık enerji sistem maliyetinin %3,12'sine, taşıt maliyetleri çıkarıldığında da %12,45'ine denk gelmektedir.
- **5b** alt seçeneklerinde elektrikli araç çift yönlü olarak şarj-deşarj edilebilmesinin sağladığı büyük esneklikle birlikte yenilenebilir santrallerin entegrasyonu yüksek seviyelere ulaşmıştır. Elektriğin büyük oranda yenilenebilir santrallerden karşılanmasıyla birlikte PP'lerin üretimi dramatik şekilde düşmüş ve tam yükte çalışma saatleri 175 olmuştur. Kojenerasyon birimleri de CEEP regülasyonu sebebiyle 4b alt seçeneğine göre daha az üretim yapmış, kazan ve elektrikli kazanların üretimleri artmıştır. Büyük ısı pompalarının tam yükte çalışma saatleri 5a alt seçeneğine göre daha düşük kalmakla birlikte 4b alt seçeneğine göre oldukça yüksek olan 2444 olarak gerçekleşmiştir.
- 5b alt seçeneğine kadar %100 yenilenebilir senaryosundaki alt seçeneklerde PP üretimleri, Nükleer+yenilenebilir senaryosundaki alt seçeneklere göre yüksek olmuştur, çünkü nükleer santralin elektrik üretimi genellikle PP'lerle yer değiştirmiştir. Ancak 5b alt seçeneğinde ilk defa PP'ler yıl boyunca yalnızca 14 TWh elektrik üretmiş ve toplam elektrik üretiminin %1,44'ünü sağlayabilmişlerdir. Bunun yanında elektrik üretiminin 106,34 TWh'i (%10,97) V2Gdeşarjından sağlanmış bu sayede yenilenebilir elektrik üretiminin yüksek olduğu saatlerde şarj edilen elektrikli araç bataryalarından gün içerisinde ihtiyaç duyulan diğer saatlerde yararlanılmıştır.
- Güneş ve rüzgâr santrallerinin toplam kurulu gücü 320.000 MW'a ulaşmış ve elektrik üretim santrallerinin %65,13'ünü oluşturmaya başlamışlardır. Toplam birincil enerji kaynağı kullanımı 2243,35 TWh ile, biyokütle kullanımı da 153,63 TWh ile tüm alt seçeneklerdeki en düşük seviyeye ulaşmışlardır. 4b alt seçeneğiyle karşılaştırıldığında petrol kullanımı elektrikli araç kullanımıyla,

kömür ve doğal gaz kullanımını da PP ve kojenerasyon birimlerinin üretimlerinin azalmasıyla düşüş göstermiştir.

- Birincil kaynak kullanımında yenilenebilir enerji oranı Şekil 28'teki gibi %52'ye, elektrik üretiminde güneş ve rüzgâr santrallerinin oranı ise %65'e yükselmiştir. Fosil yakıtlar içerisinde kömür, petrol ve doğal gazın kullanım oranları sırasıyla %11,27, %36,95 ve %51,78 olmuştur.
- Elektrik tüketiminin toplam değeri olan 923,04 TWh 5a ve 4b alt seçeneklerinin üzerindedir. Elektrikli araçların eklenmesi doğrudan elektrik tüketimini artıran bir etken olmakla birlikte elektrik üretim santrallerinin yapısına göre farklı oranlarda şarj-deşarj ihtiyacı olabilir. 5b alt seçeneğinde de elektrikli araçlar ve esnek yükler toplam elektrik tüketiminin %27,33'ünü oluşturmuş elektrik tüketiminde aynı güce sahip birimlerin kullanılmasına rağmen 5a alt seçeneğine göre yıl boyunca daha yüksek elektrik tüketimi yaşanmıştır.
- Bölgesel ısıtma sistemleri için üretilen ısının %55,79'u kojenerasyon birimlerinden, %11,57'si kazanlardan ve %16,08'i büyük ısı pompalarından karşılanmıştır.
- Yıllık CO₂ salımı 264,03 Mton'a düşmüş ve ilk defa %100 yenilenebilir enerji senaryosundaki bir alt seçenekte CO₂ salımı miktarı, Nükleer+yenilenebilir senaryosundaki değerin altına inmiştir.
- Toplam enerji sistem maliyeti tüm alt seçeneklerdeki en düşük seviyeye inmiş ve 494.857 M€ olarak gerçekleşmiştir. Yatırım maliyetleri 5a alt seçeneğine göre artarak toplam maliyetin %64,04'üne çıkmıştır. Taşıtlı maliyetleri çıkarıldığında, kapasite artışının etkisiyle yenilenebilir santraller toplam maliyetin %17,01'sine, yakıt maliyetleri de %49,26'sına denk gelmiştir.



Şekil 28 2050 Senaryolarında Yenilenebilir Enerji Kullanım Oranları

6a, 6b Ulaşım Yakıtları

CO₂ hidrojenleştirilmesi ve biyokütle hidrojenleştirilmesi yollarıyla elde edilen sıvı elektroyakıtlar sayesinde ulaşım sektöründe kullanılan herhangi bir fosil yakıt kullanımı kalmamıştır. Elektroyakıtların üretilmesi için elektrolizörler aracılığıyla elektrik tüketerek hidrojen üretilmiştir. Ayrıca CO₂ yakalamak ve biyokütleyi gazlaştırmak için de elektrik tüketilmesi gerekmektedir. Bu alt seçeneklerin sonuçları irdelendiğinde;

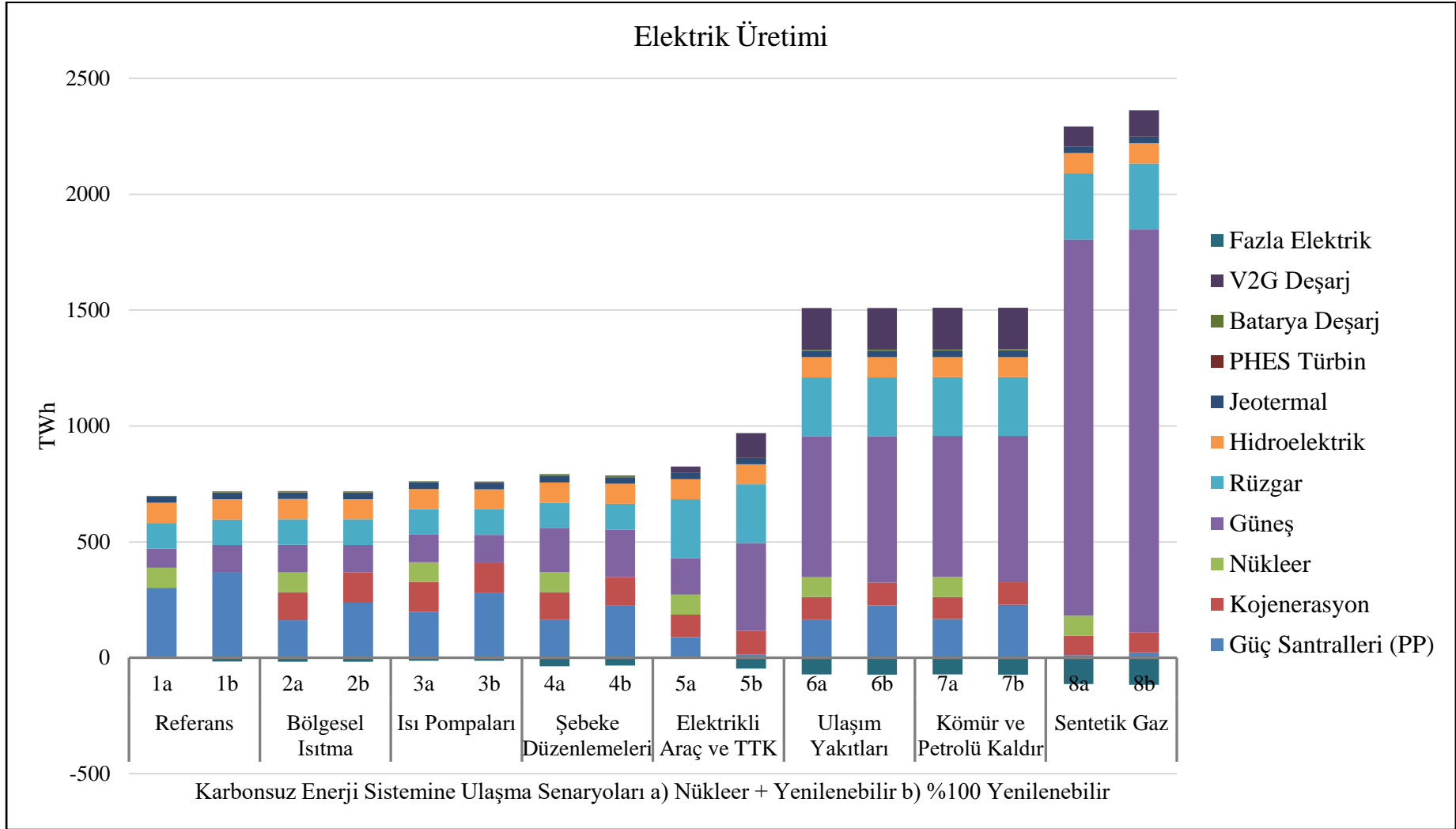
- **6a** alt seçeneğinde toplam elektrik tüketimi 1a alt seçeneğinin iki katını aşarak Şekil 30'dan görüldüğü gibi 1436,99 TWh'e yükselmiştir. Geleneksel elektrik yükü, biyokütle gazlaştırmasından gelen ilave elektrik yüküyle birlikte 5a ve 5b alt seçeneklerine göre artarak 552,21 TWh'e ulaşmış ancak toplam yük içerisindeki oranı %38,43'e gerilemiştir.
- Elektrik tüketimindeki artışın ana sebebi olan elektrolizör ve CO₂ geri dönüşümü toplam elektrik yükünün %29,31'ini oluşturmuştur. Yenilenebilir santrallerin artmasıyla elektrikli araçlar dengeleme faaliyetlerine daha fazla katılmış, böylece elektrikli araç şarjı ve esnek yükler toplam yükün %23,94'ünü oluşturmuştur.
- Elektrik tüketimindeki yükselişe paralel olarak Şekil 29'da gösterildiği gibi elektrik üretiminde de artış yaşanmıştır. Güneş santralleri 1509,34 TWh'lik toplam elektrik üretiminin %40,28'ini karşılamaktadır. Sıvı elektroyakıtların

üretimi yıl boyunca her saat sabit olduğundan PP'lerin üretimleri de 5a ve 5b alt seçeneklerine göre artmış ve toplam elektrik üretiminin %10,82'sini sağlamıştır.

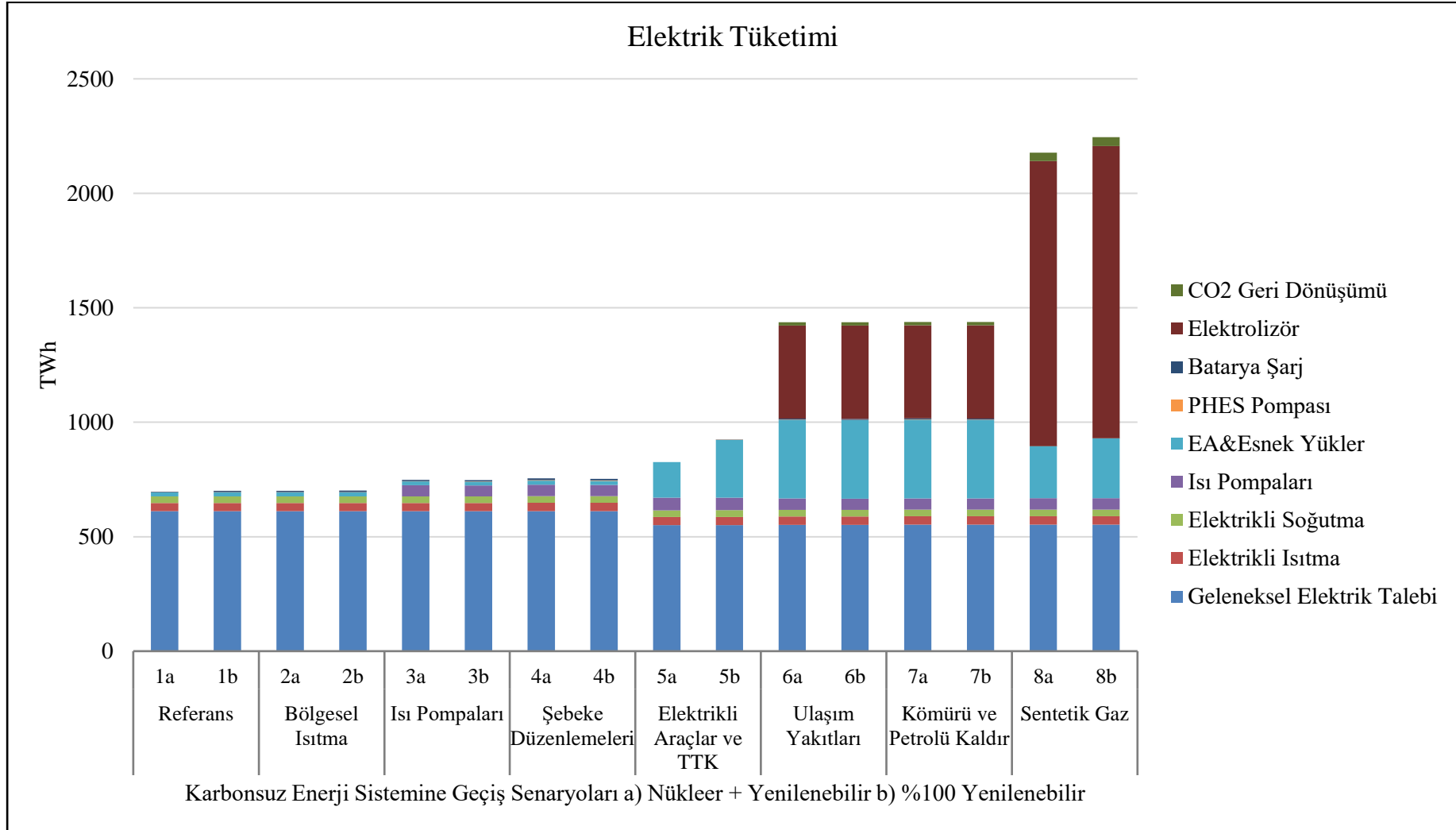
- Elektrik üretiminde elektrikli araçtan şebekeye verilen enerji miktarı 5a ve 5b alt seçeneklerine göre oldukça yükselerek 180,68 TWh'e ulaşmıştır. Bu, toplam elektrik üretiminin %11,97'sine denk gelmektedir. Toplam elektrik üretimi arttığı ve nükleer santrallerin elektrik üretimi değişmediği için nükleer santrallerin toplam üretimdeki payı %5,70'e gerilemiştir. PP'lerin hem kurulu gücü artmış hem de tam yükte çalışma saatleri 5a ve 5b alt seçeneklerini aşarak 1408'e yükselmiştir.
- Kojenerasyon birimleri de 5a alt seçeneğine göre daha çok üretim yapmış ve tam yükte çalışma saatleri 1975'e yükselmiştir. Dolayısıyla güneş ve rüzgâr santrallerinin toplam elektrik üretimindeki payları 5a alt seçeneğine göre yükselmiş ancak 5b alt seçeneğinin altında kalarak %57 olarak gerçekleşmiştir.
- Toplam fosil yakıt kullanımı petrol ürünlerinin ulaşım sektöründen çıkarılmasıyla azalsa da kömür ve doğal gaz tüketiminde artış olmuştur. Biyokütle kullanımı hem PP'lerdeki üretim artışıyla hem de elektroyakıt üretimine kaynaklık etmesiyle 313,09 TWh'e yükselmiştir.
- Biyokütle ve güneş elektrik üretimindeki artışla beraber birincil enerji kaynağı kullanımında yenilenebilir enerjinin oranı %55'e ulaşmıştır. Toplam birincil enerji kaynağı kullanımı 5a ve 5b alt seçeneklerine göre tekrar yükselmiş ve 2824,08 TWh olmuştur.
- Elektrik üretim santrallerinin toplam kurulu gücü 683.000 MW olmuş ve bu kurulu gücün %68,08'ini güneş ve rüzgâr santralleri, %74,11'ini tüm yenilenebilir santraller ve %1,58'ini nükleer santraller oluşturmuştur.
- Isı üretiminde en önemli değişiklik elektroyakıt üretimi süreçlerinde üretilen atık ısının bir kısmının 3. Grup bölgesel ısıtma şebekesine aktarılması olmuştur. Atık ısı yıl boyunca olduğu için ısı talebini aşan üretimler oluşmuş ve ilk defa 6a alt seçeneğiyle beraber fazla ısı üretimi oluşmuştur. Bölgesel ısıtma şebekesi için ısı üretiminin %32,11'i jeotermal ve atık ısıdan sağlanmış, kişisel ve merkezi olarak üretilen ısının %2,78'i ısı talebini aşmıştır. 5b alt seçeneğine göre kojenerasyon üretimi düşmüş olmasına rağmen yenilenebilir ve atık ısı öncelendiği için kazanların üretimi düşmüştür ve tam yükte çalışma saatleri 187 olmuştur.

- Enerji taleplerinin yıl boyunca karşılanması sonucu toplamda 268,43 Mton CO₂ salımı oluşurken kişi başına düşen salım miktarı 2,76 ton'a gerilemiştir. Salımlar 5a alt seçeneğinin altında kalsa da 5b alt seçeneğini az miktarda aşmıştır. Bunun sebebi toplam fosil yakıt kullanımının azalmasına rağmen kömür kullanımının artmasıdır. Toplam yıllık enerji sistemi tekrar artmaya başlamış ve bu artışta elektroyakıt üretimi için gerekli yatırımlar belirleyici olmuştur. 515.088 M€'luk toplam maliyetin %65,18'i yatırım maliyetlerinden oluşmaktadır.
- Yenilenebilir santraller toplam maliyetin %4,79'unu oluştururken, taşıt maliyetleri çıkarıldığında bu oran %17,87 olmaktadır. 6a alt seçeneğiyle birlikte ilk defa maliyetlere katılan elektroyakıt üretimi toplam yıllık maliyetin %1,15'ini oluşturmaktadır.
- **6b** alt seçeneği elektrik tüketimi, elektrik üretimi ve ısı üretiminde 6a alt seçeneğine oldukça benzemektedir. Birincil enerji kaynağı kullanımı toplam 2743,86 TWh olmuş ve bu tüketimin 317,04 TWh'ini biyokütle oluşturmuştur.
- Elektrik üretim santrallerinin kurulu gücü 698.200 MW'a yükselmiştir. Bu kurulu gücün %68,75'i rüzgâr ve güneş santrallerinden oluşmaktadır.
- Bu artışın elektrik üretiminde de etkisi olmuş, rüzgâr ve güneş santrallerinin elektrik üretimindeki payı %59'a ulaşmıştır.
- 6b alt seçeneğinde nükleer santral kullanılmadığı ve PP'lerin 6a alt seçeneğine göre daha çok üretim yapması nedeniyle fosil yakıt tüketimi artmıştır. Fosil yakıtlar içerisinde kömür, petrol ve doğal gaz kullanım oranları sırasıyla %32,17, %7,97, %59,95 olmuştur. Petrol tüketimi 6a alt seçeneğiyle aynı olmasına karşın fosil yakıt içerisindeki oranı düşmüştür. Birincil enerji kaynağı kullanımında yenilenebilir enerjinin payı ise 6b alt seçeneğinden önceki tüm seçenekleri aşarak %58'e ulaşmıştır. Bu artışta güneş santralleri kurulu gücündeki artış, ulaşım sektöründe petrol kullanımının sonlandırılması ve biyokütle kullanımındaki artış etkili olmuştur.
- PP'lerin tam yükte çalışma saatleri 6a ve 5b alt seçeneklerini aşarak 1770'e yükselmiştir. Elektrolizörler ise 6a alt seçeneğinde olduğu gibi tüm yıl her saat tam yükte çalışmışlar ve ulaşım yakıtı üretiminde kullanılmak üzere 407,12 TWh'lik hidrojen üretmişlerdir.

- Toplam enerji sistem maliyetleri 6a alt seçeneğine göre gerileyerek 513.129 M€ olmuş, yakıt ve CO₂ maliyet oranları ise sırasıyla %10,93 ve %2,80'e yükselmiştir. Yenilenebilir santrallerin kurulu gücünün artmasıyla toplam enerji sistem maliyeti içindeki payları %4,90'a, taşıt maliyetleri çıkarıldığında ise %18,47'ye yükselmiştir.



Şekil 29 2050 Senaryolarında Elektrik Üretimi



Şekil 30 2050 Senaryolarında Elektrik Tüketimi

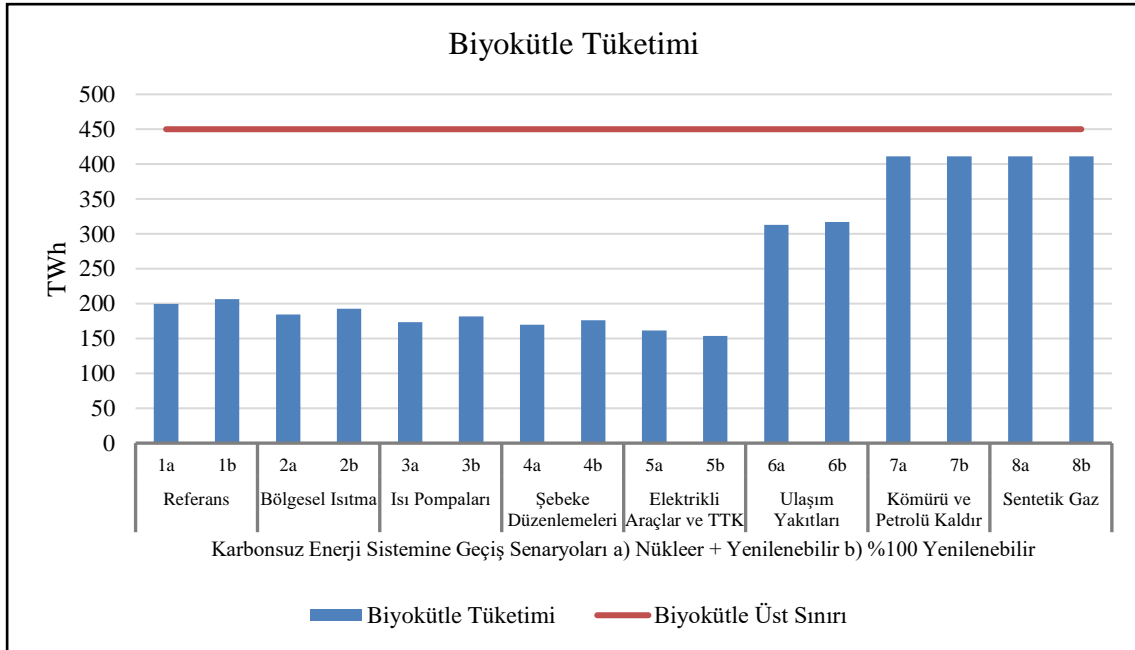
7a, 7b Kömür ve Petrolü Kaldır

Kömür ve petrolü kaldır alt seçenekleri ulaşım yakıtları alt seçeneklerine oldukça benzemektedir. Yalnızca endüstri ve elektrik üretiminde bu aşamaya kadar kullanılan petrol ve kömür, CO₂ salım faktörü en düşük fosil yakıt olan doğal gaz ile yer değiştirmiştir. Bunun yanında biyokütle gazlaştırma artırılarak 94,89 TWh'lik yenilenebilir gaz doğal gaz şebekesine verildiği için fosil gaz tüketimi azaltılmıştır.

- **7a** alt seçeneğinde birincil enerji kaynağı kullanımı 6a ve 6b alt seçeneklerine göre düşerek 2740,13 TWh olmuştur. Fosil yakıt olarak yalnızca 856,04 TWh doğal gaz kalmış ve doğal gazın toplam birincil enerji kaynağı kullanımındaki payı %31,24'e gerilemiştir.
- Biyokütle kullanımı Şekil 31'deki gibi karbonsuz enerji sistemi seçeneklerindeki gerekli değer olan 411,14 TWh'e yükselmiştir. Herhangi bir yenilenebilir enerji santrali sisteme eklenmemesine rağmen biyokütle kullanımındaki artış ve fosil yakıt kullanımındaki düşüşle beraber, birincil enerji kaynağı kullanımında yenilenebilir enerji oranı %60'a yükselmiştir.
- PP'ler, jeotermal, nükleer, hidroelektrik santraller ve kojenerasyon birimleri gibi geleneksel santrallerin elektrik üretimindeki toplam payı %30,68 olmuştur. Daha fazla biyokütlenin gazlaştırma sürecine katılmasıyla birlikte ısı şebekesinde kullanılan jeotermal ve atık ısı değeri 88,44 TWh'e yükselmiştir. Atık ısı kullanımı öncelikli olduğu için diğer ısı üretim birimlerinin üretimleri azalmıştır.
- CO₂ salımları karbonsuz enerji sistemine geçmeden önce en düşük seviye olan toplamda 171,42 Mton'a, kişi başına salımlar da 1,76 ton'a düşmüştür. Enerji kaynaklı salımlar hala 1990 yılı seviyesinin %23,89 üzerindedir.
- 6a alt seçeneğine göre CO₂ maliyetleri düşmüş olmasına rağmen yakıt maliyetleri artmış ve toplam enerji sistem maliyeti de artarak 517.651 M€ olmuştur. Yakıt maliyetleri toplam maliyetin %11,82'sini, taşıt maliyetleri çıkarıldığında ise %43,62'sini oluşturmaktadır.
- **7b** alt seçeneğinde toplam birincil enerji kaynağı kullanımı 7a ve 6b alt seçeneklerinin altında kalarak 2633,19 TWh olarak gerçekleşmiştir. Birincil enerji kaynakları içinde yenilenebilir enerjinin payı karbonsuz enerji sistemi

seçeneklerine geçmeden en yüksek seviyesine ulaşmış ve %64'e yükselmiştir. Nükleer santral olmadığı için PP ve kojenerasyon birimleri 7a alt seçeneğine göre daha fazla üretim yapmış, tam yükte çalışma saatleri sırasıyla 1798 ve 1938 olmuştur. Dolayısıyla doğal gaz tüketimi de 7a alt seçeneğine göre artarak 957,84 TWh olmuştur.

- Isı üretiminde 7a alt seçeneğinde olduğu gibi jeotermal ve atık ısı katkısı 88,44 TWh'e ulaşıncı kojenerasyon birimlerinin tam yükte çalışma saati 6b alt seçeneğine göre düşerek 1938 olmuştur. Bu değer 7a alt seçeneğine göre yüksek olmasının sebebi, 7a alt seçeneğinde nükleer santral kullanılmasıdır.
- Kömür ve petrol kullanımının sona ermesi ve yenilenebilir gaz kullanımının başlamasıyla CO₂ salımları 6b alt seçeneğine göre düşerek toplamda 191,79 Mton, kişi başına düşen salımlar da 1,97 ton olmuştur.
- Toplam maliyetler 6b alt seçeneğiyle karşılaştırıldığında yakıt ve yatırım maliyetlerindeki artışla birlikte yükselmiş ve 515.493 M€ olmuştur. Nükleer santral maliyeti olmadığı için toplam maliyet 7a alt seçeneğinin altında kalmaktadır. Elektroyakıt üretimi toplam maliyetin %1,59'unu oluşturmaktayken, taşıt maliyetleri çıkarıldığında bu oran %5,91'e yükselmektedir.



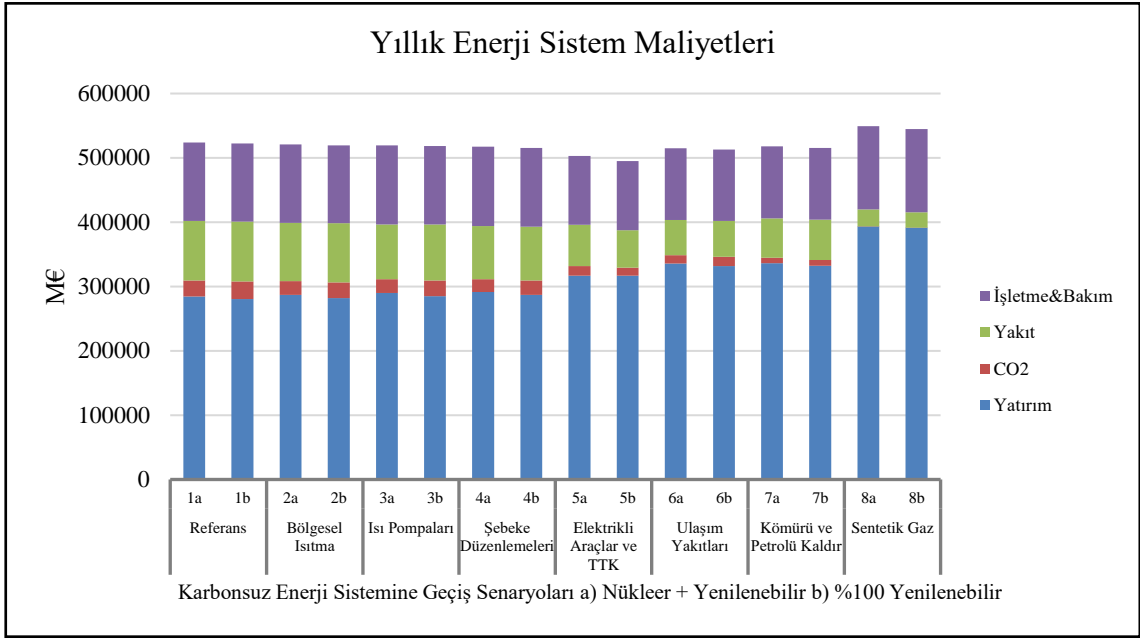
Şekil 31 2050 Senaryolarında Biyokütle Tüketimi ve Seçilen Kullanım Sınırı

8a, 8b Sentetik Gaz

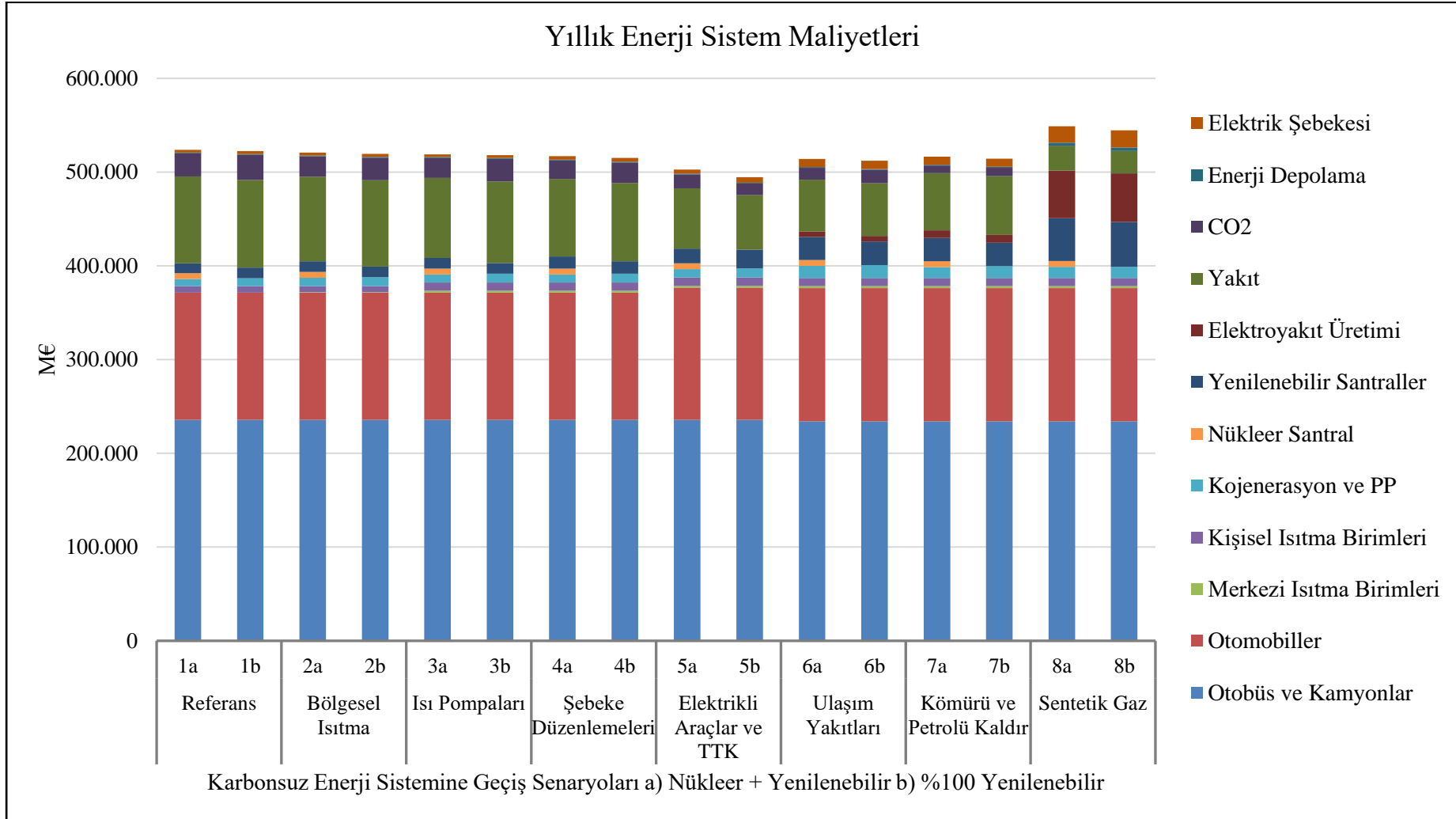
Karbonsuz enerji sistemi seçeneklerine ulaşılan bu adımda geride kalan tek yakıt olan doğal gaz, yenilenebilir sentetik gazla yer değiştirmiştir. Bu sayede enerji sisteminde herhangi bir fosil yakıt kullanımı kalmamış ve CO₂ salımları ortadan kalkmıştır.

- 8a alt seçeneğinde birincil enerji kaynağı kullanımı 1a alt seçeneğinin yalnızca 17,44 TWh üzerine çıkararak 2931,53 TWh olmuştur.
- 7a alt seçeneğine göre yalnızca güneş ve rüzgâr santrallerinin elektrik üretimleri artmıştır. Toplam birincil enerji kaynağı kullanımının %55,38'ini güneş santralleri, %7,93'ünü nükleer yakıt, %14,02'sini biyokütle oluşturmakta, geri kalan birincil enerji kaynağı da jeotermal ısı, güneş ısı, rüzgâr santralleri ve hidroelektrik santrallerden sağlanmaktadır. Biyokütle kullanımı 411,14 TWh olmuş ve başlangıçta seçilen 450 TWh'lik sınırın altında kalmıştır.
- 8a alt seçeneğinde birincil enerji kaynağında yenilenebilir enerji oranı %92 olmuştur. Geri kalan kaynağı da nükleer yakıt sağlamaktadır.
- Elektrik tüketimi, gerekli sentetik gazı üretebilmek amacıyla dramatik şekilde artarak 2177,89 TWh'e ulaşmıştır. Bu değer 1a alt seçeneğindeki elektrik tüketiminin 3,13 katına eşittir. Yenilenebilir sıvı ve gaz yakıtları üretimde kullanılan elektrolizörler ve CO₂ geri dönüşümü süreci bu artışın sorumlusu olmuştur ve toplam elektrik tüketiminin %58,84'ünü oluşturmuşlardır. Toplam elektrik tüketiminin artmasıyla geleneksel elektrik yüklerinin payı %25,41'e gerilemiştir.
- Elektrikli araçlar ve esnek yükler 227,58 TWh'le toplam elektrik yükünün %10,45'ine denk gelmektedir. Elektrolizörler ve CO₂ hidrojenleştirme süreci sentetik gaz üretiminde elektrik üretimindeki değişkenliğe uyum sağlayarak esnek şekilde çalışabilmektedir. Elektrik üretimine esneklik sağlayabilmek için hidrojen depolama birimi kullanılmaya başlanmış ve doğal gaz depolama biriminin kapasitesi artırılmıştır.
- Elektrik tüketiminin artışı ile elektrik üretiminde de ani bir artış yaşanmıştır ve toplam elektrik üretimi 2291,89 TWh'e ulaşmıştır. Bu üretimin 114 TWh'i (%4,97) elektrik talebini aşmıştır. Güneş santralleri yılda 1623,52 TWh'lik üretim ve %70,84'lük pay ile elektrik üretiminin ana kaynağı haline gelmiştir. Güneş ve rüzgâr santralleri ise birlikte elektrik üretiminin %83'ünü sağlamaktadır.

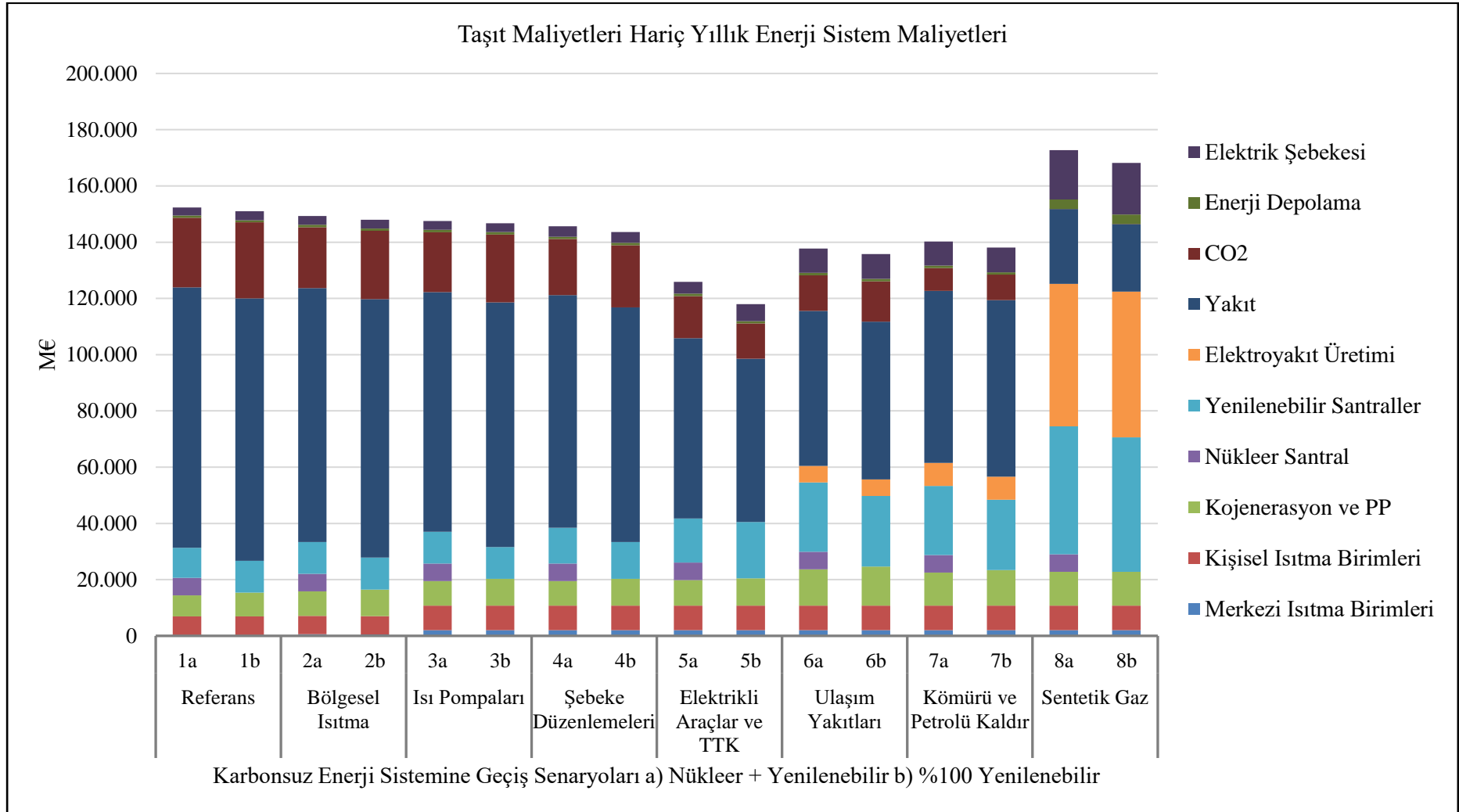
- Nükleer santrallerin üretimi 1a alt seçeneğinden beri değişmemekle birlikte toplam elektrik üretimindeki payı %3,75'e gerilemiştir. PP'lerin ve kojenerasyon birimlerinin tam yükte çalışma saatleri sırasıyla 88 ve 1702'ye düşmüş; birlikte, üretilen elektriğin %4,17'sini sağlamışlardır. Elektrikli araçlardan şebekeye verilen elektrik miktarı 7a ve 7b alt seçeneklerine göre düşmüş ve 86,34 TWh'te (%3,77) kalmıştır.
- Elektrik üretim santrallerinin toplam kurulu gücü 1.340.000 MW'a ulaşmış ve bu kurulu gücün 1.028.000 MW'ını güneş santralleri oluşturmuştur. Toplam kurulu gücün %83,43'ü güneş ve rüzgâr santrallerine denk gelmekteyken, nükleer santrallerinin payı %0,81 olmuştur.
- Sentetik gaz üretiminde oluşan atık ısının 3. grup ısı şebekesine aktarılmasıyla toplam jeotermal ve atık ısı miktarı 117,05 TWh'e yükselmiştir. Bölgesel ısıtma sistemine ısı üreten kojenerasyon birimlerinin katkısı %49,06, büyük ısı pompalarının katkısı %8,10 ve kazanların katkısı %6,97 olmuştur. 7a alt seçeneğine göre kojenerasyon birimlerinin ısı üretimi azalmış ve ısı talebini karşılamak için, kazanlar, elektrikli kazanlar ve büyük ısı pompalarının üretimleri artmıştır. Kişisel ısı pompaları ve büyük ısı pompaları toplam ısı üretiminin %32,23'ünü sağlamışlardır.
- 2a alt seçeneğinde bölgesel ısıtmanın %16,33'ü jeotermal ısıyla karşılanırken, 8a alt seçeneğinde atık ısıların eklenmesiyle bu oran %44,23'e çıkmıştır. Bölgesel ısıtmada kullanılan atık ısının artmasıyla, ısı talebini aşan ve kullanılmayan ısı 36,69 TWh'e (%7,89) ulaşmıştır. Enerji sistemine ait herhangi bir CO₂ salımı kalmayınca CO₂ maliyetleri de ortadan kalkmış; enerji sistem maliyetleri yatırım, yakıt ve sabit işletme&bakım maliyetlerinden oluşmaya başlamıştır.
- Yıllık enerji sistem maliyeti Şekil 32'deki gibi başlangıçta referans olarak alınan 1a alt seçeneğine göre %4,80 artarak 549.051 M€ olmuştur. Toplam maliyetin içerisinde yatırım maliyetleri %71,63'e ulaşmış yakıt maliyetleri ise %4,83'e gerilemiştir. Güneş ve rüzgâr santralleri kapasitelerinin artmasıyla yenilenebilir santraller Şekil 33'te görüldüğü gibi toplam enerji sistem maliyetlerinin %8,30'unu oluşturmuştur. Toplam maliyet içerisinde nükleer santraller %1,13, elektroyakıt üretimi ise %9,23'lük paya sahiptir. Taşıtlı maliyetleri çıkarıldığında ise toplam enerji sistem maliyetleri Şekil 34'de gösterildiği gibi 1a alt seçeneğine göre %13,40 artmıştır.



Şekil 32 2050 Senaryoları Maliyet Türüne Göre Yıllık Enerji Sistem Maliyetleri



Şekil 33 2050 Senaryolarında Sistem Bileşenlerine Göre Yıllık Enerji Sistem Maliyetleri



Şekil 34 2050 Senaryolarında Taşıt Maliyetleri Hariç Yıllık Enerji Sistem Maliyetleri

- **8b** alt seçeneğinde kullanılan birincil enerji kaynağının %100'ü yenilenebilir enerji kaynaklarından oluşmaktadır. Toplam birincil enerji kaynağı kullanımı 7b alt seçeneğine göre yükselmiş, ancak 7a alt seçeneğinin altında kalarak 2814,25 TWh olmuştur. Bu değer 1b alt seçeneğindeki tüketimin 57,04 TWh altındadır. Toplam birincil enerji kaynağı tüketimi içerisinde güneş santrallerinin payı %61,79 ve biyokütlenin payı %14,61 olmuştur.
- Biyokütle kullanım oranı 7a alt seçeneğine göre artmış olsa da hala aynı miktarda biyokütle kullanılmaktadır. 7a alt seçeneğine göre daha fazla güneş santrali kullanıldığından ve CEEP oranının %5'in altında tutulması gerektiğinden elektrolizör ve CO₂ geri dönüşümü için gerekli elektrik tüketimi artmıştır. Bu sebeple toplam elektrik tüketimi 7a alt seçeneğine göre artarak ve 1b alt seçeneğinin 3,2 katına ulaşarak 2245,39 TWh olmuştur. Elektrolizörler ve CO₂ geri dönüşümü toplam elektrik tüketiminin %58,56'sından sorumludur.
- Nükleer santral olmadığı için 7b alt seçeneğinde elektrikli araçlar şebeke dengelemesine daha çok katılmıştır ve elektrik tüketiminin %11,65'i elektrikli araçlarla esnek yüklerden oluşmuştur. Geleneksel yüklerin payı tüm alt seçenekler içerisinde en düşük oran olan %24,64'e gerilemiştir.
- Elektrik üretimi tüm alt seçeneklerdeki en yüksek değer olan 2361,98 TWh'e ulaşmıştır. Toplam elektrik üretiminin %73,62'si güneş santrallerinden, %86'sı güneş ve rüzgâr santrallerinden, %4,82'si elektrikli araçların şebekeye verdiği enerjiden karşılanmıştır. 116,57 TWh'lik (%4,94) bir elektrik üretimi de talebi aşarak kullanılamamıştır. PP'lerin ve kojenerasyon birimlerinin tam yükte çalışma saatleri 7b alt seçeneğinden düşük ancak 8a alt seçeneğinden yüksek olan 192 ve 1712 olmuştur ve toplamda elektrik üretiminin %4,60'ını karşılamışlardır.
- Elektrik üretim santrallerinin kurulu güçleri toplamda 1.402.200 MW'a ulaşmış ve bu kurulu gücün 1.101.000 MW'ı güneş santrallerinden oluşmuştur. Kurulu güç içerisinde rüzgâr ve güneş santrallerinin oranı %84,94'e tüm yenilenebilir santrallerin oranı %87,88'e ulaşmıştır. PP kurulu gücü 120.000 MW'tır.
- Isı üretimi açısından 8a ve 8b alt seçenekleri birbirlerine oldukça benzemektedir.
- Yıllık enerji sistem maliyetleri 544.547 M€ olmuş ve bu değer 1b alt seçeneğinden %4,20 fazla olmakla beraber 8a alt seçeneğinin 4504 M€ altında kalmıştır. Toplam maliyet içerisinde yatırım maliyetinin oranı tüm alt seçeneklerdeki en yüksek değer olan %71,87'ye ulaşmıştır. Nükleer yakıt kullanılmadığı için yakıt

maliyetlerinin oranı da 7a alt seçeneğinin altında kalarak %4,40 olmuştur. 8a alt seçeneğine göre daha fazla güneş santrali bulunduğu için 8b alt seçeneğinde yenilenebilir santrallerin toplam maliyetteki payı %8,79'a yükselmiştir. Elektroyakıt üretimi için toplam maliyetin %9,52'si ayrılmıştır. Taşıt maliyetleri çıkarıldığında toplam maliyetin %30,82'sini elektroyakıt üretimi ve %28,44'ünü yenilenebilir santraller oluşturmaktadır.

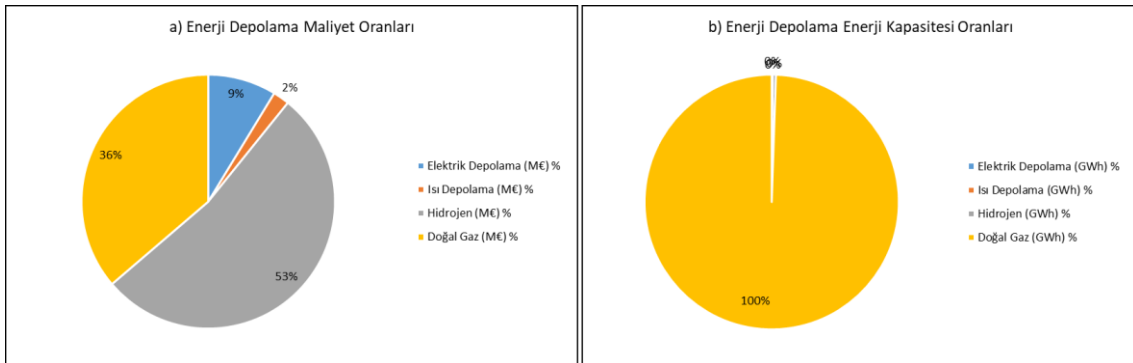
5.3 Sonuçların Değerlendirilmesi

2050 yılı referans enerji sisteminden karbonsuz enerji sistemi seçeneklerine geçişte hem **nükleer+yenilenebilir** hem de **%100 yenilenebilir** senaryolarında ortak olan bazı noktalar bulunmaktadır:

- İki senaryoda da enerji sistem maliyetlerinde yakıt maliyetleri azalmış ve yatırım maliyetlerine dayalı bir sisteme ulaşılmıştır.
- İki senaryoda da birincil enerji kaynağı kullanımında fosil yakıtı dayalı bir sistemden yenilenebilir elektriğin temel kaynak olduğu bir sisteme geçilmiştir. Elektrik üretimi ve tüketimi 3 kattan fazla artarken birincil enerji kaynağı kullanımı referans senaryolar seviyesinde kalmıştır.
- Yıllık enerji sistemi maliyetlerine bakıldığında yapılan maliyet kabullerine dayanarak, nükleer+yenilenebilir senaryosunda, 2050 referans enerji sisteminin (1a alt seçeneği) %4,80 fazlasına, %100 yenilenebilir senaryosunda ise nükleersiz referans enerji sisteminin (1b alt seçeneği) %4,20 fazlasına karbonsuz enerji sistemi tasarlanabileceği görülmüştür.
- Güçten gaza, güçten ısıya ya da V2G gibi esneklikler sayesinde elektrik şebekesine ilave elektrik depolama kapasitesi eklenmeden karbonsuz enerji sistemi seçeneklerine ulaşılacağı görülmüştür. Çok yüksek değişken yenilenebilir santralleri kullanıldığında dahi ısı depolama, hidrojen depolama ve doğal gaz depolama birimleri kullanılarak anlık olarak fazla üretilen elektrik %5 sınırının altında tutulmuştur. Şekil 35'te görüldüğü gibi enerji depolama kapasitesinin neredeyse tamamı doğal gaz depolama birimleri olmasına ve alt seçenekler boyunca hiç elektrik depolama kapasitesi eklenmemiş olmasına rağmen, enerji depolama için ayrılan toplam maliyetin %9'unu elektrik depolama birimleri oluşturmuştur. 2050 senaryolarında tüm alt seçeneklerde kullanılan

enerji depolama birimleri enerji kapasiteleriyle, bu birimlerin yıllık enerji sistem maliyetleri EK4’te verilmiştir.

- Elektrik şebekesinde esneklik, üretim santrallerinden yüklere kaymıştır. Büyük ısı pompaları, elektrikli kazanlar ve en büyük oranda elektrolizörler, elektrik üretimindeki değişime uyum sağlayarak, üretim tüketim arasındaki dengeyi sağlamayı kolaylaştırmıştır.
- Sıfır salımlı enerji sistemlerine ulaşıldığında, PP’ler sistemde bulunmasına rağmen yalnızca ihtiyaç olduğunda devreye giren yedek santral görevini üstlenmiştir.
- Sistemde baz yükü karşılamak üzere elektrik üretim santrallerine herhangi bir sınırlama konmamasına rağmen, yıl boyunca her saat elektrik üretimi ve tüketimi dengelenebilmiştir.
- Doğal gaz depolama sayesinde enerji, mevsimsel olarak depolanabilmektedir. Güneş enerjisi üretiminin çok olduğu yaz aylarında üretilen sentetik gaz depolanıp kış aylarında kojenerasyon, kazan ve PP üretiminde kullanılmaktadır.
- Elektrik üretiminde güneş santrallerinin üretim yapmadığı saatlerde V2G ve sentetik gaz kullanan PP’lerin üretimi elektrik talebi için gerekli elektrik üretimini sağlamaktadır. Elektrik, gaz ve ısı şebekelerine ait saatlik üretim ve tüketimlerine ait görseller EK5’te bulunabilir.



Şekil 35 Karbonsuz Enerji Sistemi Seçeneklerinde Enerji Depolama Maliyet ve Enerji Kapasitesi Oranları

Nükleer+yenilenebilir senaryosuyla, *%100 yenilenebilir* senaryosu sonuçlarının ayrıştığı noktalar incelendiğinde;

- %100 yenilenebilir senaryoda ihtiyaç duyulan tüm enerji yerli olarak karşılanabilirken, nükleer+yenilenebilir senaryoda nükleer yakıtın ithal edilmesi gerekmektedir.
- Elektrikli araçlar ve TTK alt seçenekleri (5a, 5b) hariç birincil enerji kaynağı kullanımında %100 yenilenebilir senaryosu her alt seçenekte daha düşük seviyede kalmıştır.
- Elektrikli araçlar ve TTK alt seçenekleri (5a, 5b) hariç toplam enerji sistem maliyetlerinde %100 yenilenebilir senaryosu her alt seçenekte nükleer+yenilenebilir senaryosundan daha az maliyetlidir.
- Bölgesel ısıtma ve ısı pompaları alt seçenekleri (2a, 2b, 3a, 3b) hariç diğer tüm alt seçeneklerde hem birincil enerji kaynağı kullanımında hem de güneş ve rüzgârın elektrik üretimindeki oranında %100 yenilenebilir senaryosu daha fazla yenilenebilir enerji kullanılmasını sağlamıştır.
- Nükleer+yenilenebilir senaryosu PP'lerin daha az üretim yapmasını sağlayarak biyokütle kullanımının da azalmasını sağlamaktadır.
- Nükleer+yenilenebilir senaryosu, elektrikli araçlar ve TTK alt seçenekleri (5a, 5b) hariç CO₂ salımları açısından tüm alt seçeneklerde avantajlıdır. Sentetik gaz alt seçeneklerine kadar elektrik ve ısı üretiminde fosil yakıtlar kullanılmaya devam ettiği için nükleer santraller salımların ciddi oranda düşmesini sağlamıştır.

Mevcut enerji sisteminde büyük oranda ihtiyaç duyulan fosil yakıt ithalatına gerek kalmadan, Türkiye'nin 2050 enerji taleplerinin yenilenebilir enerji kaynakları sınırları aşılmadan karşılanabildiği görülmüştür. Sıfır salımlı enerji sistemi seçeneklerinde yıl boyunca her saat için enerji üretim ve tüketim dengeleri sağlanmıştır. İki senaryoda da yıllık toplam enerji sistem maliyetlerinde küçük bir yükselme ile sıfır salımlı enerji sistemlerine varılabilmektedir. Kojenerasyon birimleri, bölgesel ısıtma sistemleri, ısı pompaları, ısı depolama birimleri, elektrikli araçlar gibi teknolojiler halen kullanılan ve hızla yaygınlaşan teknolojilerdir. Bu nedenle enerji dönüşümüne bu seçenekler önceliklendirilerek başlanabilir. Sentetik sıvı ve gaz yakıtların üretimi henüz ticari süreçler olmadığından bu seçenekler ilerleyen aşamalarda enerji dönüşümüne dahil edilebilir.

6. SONUÇLAR VE TARTIŞMA

Bu çalışmada birçok teknik ve ekonomik kabule dayanarak Türkiye enerji sisteminin karbonsuzlaşabilmesi için iki senaryo önerilmiştir. Bu senaryolardan ilki nükleer santrallerin yanında yenilenebilir kaynakların kullanılabilceğini, diğeryse tamamen yenilenebilir kaynaklar kullanarak; elektrik, ısıtma&soğutma, endüstri ve ulaşım sektörlerinin tamamının enerji kaynaklı CO₂ salımlarının ortadan kaldırılabileceğini göstermektedir. Bu sayede küresel iklim değişikliğine sebep olan sera gazı salımlarının büyük bölümüne sebep olan enerji sisteminde, dönüşümün hangi son noktalara ulaşabileceğine dair iki alternatif önerilmiştir. Senaryolarda teknolojik değişikliklerin birincil enerji kaynağı kullanımında, elektrik üretim ve tüketiminde, CO₂ salımlarında ve ısı üretiminde ne gibi değişikliklere yol açacağı ortaya konmuştur.

Çalışmanın sonuçlarının Türkiye'nin iklim ve enerji politikalarına katkı sağlaması ve uzun vadeli hedefler belirlenirken fikir vermesi amaçlanmıştır. Ancak oluşturulan bu seçenekler Türkiye için oluşturulabilecek birçok seçenekten yalnızca iki tanesidir. Teknolojik gelişmeler ya da maliyet kabullerindeki değişikliklere göre senaryolar güncellenebilir ve yeni karbonsuzlaşma senaryoları oluşturulabilir. Biyokütle tüketiminin sürdürülebilir olması, enerji sistemi açısından oldukça önemlidir. Bu çalışmada biyokütle tüketimi referans çalışmalarda belirlenen potansiyellere göre seçilen sınırın altında kalmıştır. Ancak bu kadar biyokütle enerji sisteminde kullanılamazsa gerekli karbon ihtiyacının karşılanabilmesi için daha fazla elektrik tüketilmesi, daha fazla yenilenebilir santrallerin kurulması ve dolayısıyla enerji sistem maliyetlerinin artması gerekebilir. Bu çalışmada biyokütle karbon nötr kabul edilmiş olmasına rağmen son yıllarda yapılan çalışmalar bu kabulün tekrar sorgulanmasını gerektirmektedir [137, 138]. Benzer şekilde jeotermal elektrik santralleri de bu çalışmada net sıfır salıma sebep olduğu kabul edilmiş olmasına karşın, faaliyette olan santrallerde 1300 gr/kWh'e ulaşan CO₂ salımları tespit edilmiştir [139]. Bazı jeotermal santral salımlarının, linyit kullanan termik santrallerin salım miktarından yüksek olması sebebiyle jeotermal santrallerin CCS ile birlikte kullanılması önerilmiştir [140].

Çalışmaya dahil edilmeyen, binalardaki ısı kazanımının artmasıyla ısıtmaya ayrılan enerji kaynağı azalacağı için enerji sistem maliyetlerinin düşmesi beklenmektedir. Isıtmada en

düşük maliyetli seçeneği bulabilmek için Türkiye'nin ısıtma enerji yoğunluğu haritasının çıkarılması ve bu yoğunluk değerlerine göre bölgesel ısıtma şebekesinin ne kadar yaygınlaşacağı, enerji kazanımlarının hangi seviyeye kadar maliyet etkin olduğu ve kişisel ısı pompası kullanımını bir arada değerlendirilmelidir.

Sıfır salımlı enerji sistemi seçeneklerine yaklaştıkça kullanılması gereken seçenekler çoğalmakta ve en uygun teknolojileri bulmak zorlaşmaktadır. Elektroyakıt olarak amonyak, hidrojen gibi seçenekler, endüstri ya da ulaşımda kullanılması gelecek çalışmalarda değerlendirilebilir. Nükleer santraller bu çalışmada esnek olarak çalışmadığı kabul edilerek modellenmiştir. Ancak nükleer santrallerin esnek çalışabildiği bilinmektedir [141]. Bunun yanında küçük modüler reaktörlerde oluşan atık ısının ısıtma şebekesinde kullanılabilceğini gösteren çalışmalar mevcuttur [142, 143]. Nükleer+yenilenebilir senaryosunda bu seçenekler değerlendirilebilir. Enerji sistem maliyetleri hesaplanırken CO₂ maliyeti olarak IEA'nın AB için belirlediği genel bir değer kullanılmıştır. Türkiye'ye özgü karbon maliyeti uygulaması başladığında buna uygun olarak enerji sistem maliyeti hesaplaması güncellenebilir. EnergyPLAN'ın bir simülasyon modeli olduğu için senaryolarda ulaşılan maliyetlerin optimum sonuçlar olup olmadığı bilinmemektedir. Dolayısıyla burada sunulan seçeneklerin senaryo sonuçları olduğu ve optimum maliyetleri göstermediği bilinmelidir. Son olarak %100 yenilenebilir ya da nükleer+yenilenebilir senaryoları arasında seçim yapabilmek için bu çalışmada sunulan sonuçlar dışında diğer çevresel etkilerin ve yenilenebilir ya da nükleer santraller hakkındaki toplumsal duyarlılıkların da dikkate alınması önerilir.

7. KAYNAKLAR

- [1] J. Houghton, Global warming: the complete briefing, Cambridge university press 2009.
- [2] M.S. James Hansen, Pushker Kharecha, David Beerling, Robert Berner., M.P. Valerie Masson-Delmotte, Maureen Raymo, Dana L. Royer and, J.C. Zachos, Target Atmospheric CO₂: Where Should Humanity Aim?, The Open Atmospheric Science Journal, 2 (2008) 217-231.
- [3] Monthly Average Mauna Loa CO₂.
- [4] V. Masson-Delmotte, P. Zhai, H.-O. Pörtner, D. Roberts, J. Skea, P.R. Shukla., W.M.-O. A. Pirani, C. Péan, R. Pidcock, S. Connors, J.B.R. Matthews, Y. Chen, X. Zhou, M.I. Gomis., T.M. E. Lonnoy, M. Tignor, and T. Waterfield (eds.), IPCC, 2018: Summary for Policymakers. In: Global Warming of 1.5°C. An IPCC Special Report on the impacts of global warming of 1.5°C above pre-industrial levels and related global greenhouse gas emission pathways, in the context of strengthening the global response to the threat of climate change, sustainable development, and efforts to eradicate poverty, 2018.
- [5] H.J. Schellnhuber, S. Rahmstorf, R. Winkelmann, Why the right climate target was agreed in Paris, Nature Climate Change, 6 (2016) 649-653.
- [6] P. Agreement, Paris agreement, Report of the Conference of the Parties to the United Nations Framework Convention on Climate Change (21st Session, 2015: Paris). Retrived December, HeinOnline, 2015, pp. 2017.
- [7] J. Rogelj, M. Den Elzen, N. Höhne, T. Fransen, H. Fekete, H. Winkler, R. Schaeffer, F. Sha, K. Riahi, M. Meinshausen, Paris Agreement climate proposals need a boost to keep warming well below 2 C, Nature, 534 (2016) 631-639.
- [8] T.M. Lenton, H. Held, E. Kriegler, J.W. Hall, W. Lucht, S. Rahmstorf, H.J. Schellnhuber, Tipping elements in the Earth's climate system, Proceedings of the national Academy of Sciences, 105 (2008) 1786-1793.
- [9] C.-F. Schleussner, T.K. Lissner, E.M. Fischer, J. Wohland, M. Perrette, A. Golly, J. Rogelj, K. Childers, J. Schewe, K. Frieler, Differential climate impacts for policy-relevant limits to global warming: the case of 1.5 C and 2 C, Earth system dynamics, 7 (2016) 327-351.
- [10] CLIMATEWATCH, Global Historical Emissions.
- [11] IEA, Data and statistics, CO₂ emissions by sector, 2021.
- [12] IEA, Data and statistics, Total Energy Supply (TES) by Source.
- [13] IEA, Data and statistics, World Energy Balance, 2018.
- [14] W.H.O. (WHO), Air pollution.
- [15] M. Kampa, E. Castanas, Human health effects of air pollution, Environmental pollution, 151 (2008) 362-367.

- [16] M.Z. Jacobson, *Outdoor Plus Indoor Air Pollution From Fossil Fuels, Biofuels, Bioenergy, and Biomass Burning is the Second Leading Cause of Death Worldwide, and a 100 Percent WWS World Will Eliminate Most of These Deaths, 100% Clean, Renewable Energy and Storage for Everything*, Cambridge University Press, New York, 2020, pp. 427.
- [17] I.G. Megan Darby, *Which countries have a net zero carbon goal?*, CLIMATE HOME NEWS, 2021.
- [18] J. Murray, *Which countries have legally-binding net-zero emissions targets?*, NS ENERGY, 2020.
- [19] D. Mulvaney, *Energy Transitions, Sustainable Energy Transitions*, Palgrave Macmillan 2021.
- [20] IEA, *GERMANY 2020, Energy Policy Review*, IEA, 2020.
- [21] IEA, *United Kingdom 2019 Review, ENERGY POLICIES OF IEA COUNTRIES*, 2019.
- [22] C.C. Comitee, *About the Climate Change Committee*, 2021.
- [23] C.o.C. Change, *Reducing UK emissions, Progress Report to Parliament, Committee on Climate Change*, 2020.
- [24] IRENA, *TOWARDS 100% RENEWABLE ENERGY: STATUS, TRENDS AND LESSONS LEARNE*, (2019).
- [25] E. Comission, *A European Green Deal*, 2021.
- [26] E. Comission, *European Green Deal: what role can taxation play?*, 2021.
- [27] Avrupa Birliği İle Dış Ticaret, *T.C. TİCARET BAKANLIĞI*, 2021.
- [28] H. Lund, *Renewable energy strategies for sustainable development*, *Energy*, 32 (2007) 912-919.
- [29] H. Lund, B.V. Mathiesen, *Energy system analysis of 100% renewable energy systems—The case of Denmark in years 2030 and 2050*, *Energy*, 34 (2009) 524-531.
- [30] B.V. Mathiesen, H. Lund, K. Karlsson, *100% Renewable energy systems, climate mitigation and economic growth*, *Applied energy*, 88 (2011) 488-501.
- [31] M. Child, C. Breyer, *Vision and initial feasibility analysis of a recarbonised Finnish energy system for 2050*, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 66 (2016) 517-536.
- [32] D. Connolly, H. Lund, B.V. Mathiesen, M. Leahy, *The first step towards a 100% renewable energy-system for Ireland*, *Applied Energy*, 88 (2011) 502-507.
- [33] D. Connolly, B.V. Mathiesen, *A technical and economic analysis of one potential pathway to a 100% renewable energy system*, *International Journal of Sustainable Energy Planning and Management*, 1 (2014) 7-28.
- [34] F. Sáfián, *Modelling the Hungarian energy system—The first step towards sustainable energy planning*, *Energy*, 69 (2014) 58-66.
- [35] B. Ćosić, G. Krajačić, N. Duić, *A 100% renewable energy system in the year 2050: The case of Macedonia*, *Energy*, 48 (2012) 80-87.
- [36] M. Child, R. Ilonen, M. Vavilov, M. Kolehmainen, C. Breyer, *Scenarios for sustainable energy in Scotland*, *Wind Energy*, 22 (2019) 666-684.

- [37] K. Hansen, B.V. Mathiesen, I.R. Skov, Full energy system transition towards 100% renewable energy in Germany in 2050, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 102 (2019) 1-13.
- [38] G. Krajačić, N. Duić, Z. Zmijarević, B.V. Mathiesen, A.A. Vučinić, M. da Graça Carvalho, Planning for a 100% independent energy system based on smart energy storage for integration of renewables and CO2 emissions reduction, *Applied Thermal Engineering*, 31 (2011) 2073-2083.
- [39] M.Z. Jacobson, M.A. Delucchi, M.A. Cameron, S.J. Coughlin, C.A. Hay, I.P. Manogaran, Y. Shu, A.-K. von Krauland, Impacts of Green New Deal energy plans on grid stability, costs, jobs, health, and climate in 143 countries, *One Earth*, 1 (2019) 449-463.
- [40] M.Z. Jacobson, M.A. Delucchi, G. Bazouin, Z.A. Bauer, C.C. Heavey, E. Fisher, S.B. Morris, D.J. Piekutowski, T.A. Vencill, T.W. Yeskoo, 100% clean and renewable wind, water, and sunlight (WWS) all-sector energy roadmaps for the 50 United States, *Energy & Environmental Science*, 8 (2015) 2093-2117.
- [41] M.Z. Jacobson, M.A. Delucchi, G. Bazouin, M.J. Dvorak, R. Arghandeh, Z.A. Bauer, A. Cotte, G.M. de Moor, E.G. Goldner, C. Heier, A 100% wind, water, sunlight (WWS) all-sector energy plan for Washington State, *Renewable Energy*, 86 (2016) 75-88.
- [42] A. Kilickaplan, D. Bogdanov, O. Peker, U. Caldera, A. Aghahosseini, C. Breyer, An energy transition pathway for Turkey to achieve 100% renewable energy powered electricity, desalination and non-energetic industrial gas demand sectors by 2050, *Solar Energy*, 158 (2017) 218-235.
- [43] D.B. Manish Ram, Arman Aghahosseini, Ashish Gulagi, Solomon A. Oyewo, Michael Child, Upeksha Caldera, Kristina Sadovskaia, Javier Farfan, Larissa S.N.S. Barbosa, Mahdi Fasihi, Siavash Khalili, Christian Breyer, Hans-Josef Fell, Thure Traber, Felix De Caluwe, Georg Gruber, Bernhard Dalheimer, GLOBAL ENERGY SYSTEM BASED ON 100% RENEWABLE ENERGY Power, Heat, Transport and Desalination Sectors, Study by Lappeenranta University of Technology and Energy Watch Group, Lappeenranta, Berlin, 2019.
- [44] M. Child, D. Bogdanov, A. Aghahosseini, C. Breyer, The role of energy prosumers in the transition of the Finnish energy system towards 100% renewable energy by 2050, *Futures*, 124 (2020) 102644.
- [45] D. Bogdanov, A. Gulagi, M. Fasihi, C. Breyer, Full energy sector transition towards 100% renewable energy supply: Integrating power, heat, transport and industry sectors including desalination, *Applied Energy*, (2020) 116273.
- [46] R. Satymov, D. Bogdanov, C. Breyer, The Value of Fast Transitioning to a Fully Sustainable Energy System: The Case of Turkmenistan, *IEEE Access*, 9 (2021) 13590-13611.
- [47] J. Osorio-Aravena, A. Aghahosseini, D. Bogdanov, U. Caldera, E. Muñoz-Cerón, C. Breyer, Transition toward a fully renewablebased energy system in Chile by 2050 across power, heat, transport and desalination sectors, *Int J Sustain Energy Plan Manag*, 25 (2020) 77-94.
- [48] L. Sarmiento, T. Burandt, K. Löffler, P.-Y. Oei, Analyzing Scenarios for the Integration of Renewable Energy Sources in the Mexican Energy System—An

- Application of the Global Energy System Model (GENeSYS-MOD), *Energies*, 12 (2019) 3270.
- [49] L. Lawrenz, B. Xiong, L. Lorenz, A. Krumm, H. Hosenfeld, T. Burandt, K. Löffler, P.-Y. Oei, C. Von Hirschhausen, Exploring Energy Pathways for the Low-Carbon Transformation in India—A Model-Based Analysis, *Energies*, 11 (2018) 3001.
- [50] N.A. Sepulveda, J.D. Jenkins, F.J. de Sisternes, R.K. Lester, The role of firm low-carbon electricity resources in deep decarbonization of power generation, *Joule*, 2 (2018) 2403-2420.
- [51] M.E. Boot-Handford, J.C. Abanades, E.J. Anthony, M.J. Blunt, S. Brandani, N. Mac Dowell, J.R. Fernández, M.-C. Ferrari, R. Gross, J.P. Hallett, Carbon capture and storage update, *Energy & Environmental Science*, 7 (2014) 130-189.
- [52] C. Breyer, M. Fasihi, C. Bajamundi, F. Creutzig, Direct air capture of CO₂: A key technology for ambitious climate change mitigation, *Joule*, 3 (2019) 2053-2057.
- [53] J. Farfan, M. Fasihi, C. Breyer, Trends in the global cement industry and opportunities for long-term sustainable CCU potential for Power-to-X, *Journal of Cleaner Production*, 217 (2019) 821-835.
- [54] M. Thema, F. Bauer, M. Sterner, Power-to-Gas: Electrolysis and methanation status review, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 112 (2019) 775-787.
- [55] S. Brynolf, M. Taljegard, M. Grahn, J. Hansson, Electrofuels for the transport sector: A review of production costs, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 81 (2018) 1887-1905.
- [56] P. Palensky, D. Dietrich, Demand side management: Demand response, intelligent energy systems, and smart loads, *IEEE transactions on industrial informatics*, 7 (2011) 381-388.
- [57] K. Divya, J. Østergaard, Battery energy storage technology for power systems—An overview, *Electric power systems research*, 79 (2009) 511-520.
- [58] M. Götz, J. Lefebvre, F. Mörs, A.M. Koch, F. Graf, S. Bajohr, R. Reimert, T. Kolb, Renewable Power-to-Gas: A technological and economic review, *Renewable energy*, 85 (2016) 1371-1390.
- [59] A. Bloess, W.-P. Schill, A. Zerrahn, Power-to-heat for renewable energy integration: A review of technologies, modeling approaches, and flexibility potentials, *Applied Energy*, 212 (2018) 1611-1626.
- [60] C. Liu, K. Chau, D. Wu, S. Gao, Opportunities and challenges of vehicle-to-home, vehicle-to-vehicle, and vehicle-to-grid technologies, *Proceedings of the IEEE*, 101 (2013) 2409-2427.
- [61] S.G.D.B. T.C. ENERJİ PİYASASI DÜZENLEME KURUMU, DOĞAL GAZ PİYASASI 2019 YILI SEKTÖR RAPORU 2020.
- [62] Petform, Türkiye'de Petrol Üretimi İstatistikleri, 2018.
- [63] R.O. TURKEY, INTENDED NATIONALLY DETERMINED CONTRIBUTION, in: UNFCCC (Ed.), 2015.
- [64] U.N.T. Collections, Status of Treaties, 7.d Paris Agreement, (2021).
- [65] T.C.E.v.T.K. Bakanlığı, TÜRKİYE ULUSAL YENİLENEBİLİR ENERJİ EYLEM PLANI, 2014.

- [66] T.C.S.V.B. BAŞKANLIĞI, ON BİRİNCİ KALKINMA PLANI (2019-2023), 2019.
- [67] B. Kroposki, B. Johnson, Y. Zhang, V. Gevorgian, P. Denholm, B. Hodge, B. Hannegan, Achieving a 100% Renewable Grid: Operating Electric Power Systems with Extremely High Levels of Variable Renewable Energy, *IEEE Power and Energy Magazine*, 15 (2017) 61-73.
- [68] R. Bessa, C. Moreira, B. Silva, M. Matos, Handling Renewable Energy Variability and Uncertainty in Power System Operation, *Advances in Energy Systems* 2019, pp. 1-26.
- [69] H. Farhangi, The path of the smart grid, *IEEE Power and Energy Magazine*, 8 (2010) 18-28.
- [70] A. Ipakchi, F. Albuyeh, Grid of the future, *IEEE Power and Energy Magazine*, 7 (2009) 52-62.
- [71] P.D. Lund, J. Lindgren, J. Mikkola, J. Salpakari, Review of energy system flexibility measures to enable high levels of variable renewable electricity, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 45 (2015) 785-807.
- [72] B. Dunn, H. Kamath, J.-M. Tarascon, Electrical Energy Storage for the Grid: A Battery of Choices, *Science*, 334 (2011) 928-935.
- [73] IRENA, Electricity Storage and Renewables: Costs and Markets to 2030, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi, 2017.
- [74] T.M. Gür, Review of electrical energy storage technologies, materials and systems: challenges and prospects for large-scale grid storage, *Energy & Environmental Science*, 11 (2018) 2696-2767.
- [75] H. Lund, P.A. Østergaard, D. Connolly, B.V. Mathiesen, Smart energy and smart energy systems, *Energy*, 137 (2017) 556-565.
- [76] H. Lund, Renewable Energy Systems A Smart Energy Systems Approach to the Choice and Modeling of 100% Renewable Solutions, 2nd Edition ed., Academic Press, UK, 2014.
- [77] H. Lund, Østergaard, P. A., Connolly, D., Ridjan, I., Mathiesen, B. V., Hvelplund, F., Thellufsen, J. Z., & Sorknæs, P., Energy Storage and Smart Energy Systems, *International Journal of Sustainable Energy Planning and Management*, (2016) 3-14.
- [78] D. Fischer, H. Madani, On heat pumps in smart grids: A review, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 70 (2017) 342-357.
- [79] N. Bertelsen, B. Vad Mathiesen, EU-28 Residential Heat Supply and Consumption: Historical Development and Status, *Energies*, 13 (2020) 1894.
- [80] P. Woods, J. Overgaard, 1 - Historical development of district heating and characteristics of a modern district heating system, in: R. Wiltshire (Ed.) *Advanced District Heating and Cooling (DHC) Systems*, Woodhead Publishing, Oxford, 2016, pp. 3-15.
- [81] D.B.-D. Antonio Colmenar-Santos, Enrique Rosales-Asensio, *District Heating and Cooling Networks in the European Union*, Springer International Publishing, Switzerland, 2017.

- [82] H. Lund, S. Werner, R. Wiltshire, S. Svendsen, J.E. Thorsen, F. Hvelplund, B.V. Mathiesen, 4th Generation District Heating (4GDH): Integrating smart thermal grids into future sustainable energy systems, *Energy*, 68 (2014) 1-11.
- [83] E. Guelpa, V. Verda, Thermal energy storage in district heating and cooling systems: A review, *Applied Energy*, 252 (2019) 113474.
- [84] I. Ridjan, B.V. Mathiesen, D. Connolly, N. Duić, The feasibility of synthetic fuels in renewable energy systems, *Energy*, 57 (2013) 76-84.
- [85] C. Wulf, J. Linßen, P. Zapp, Review of Power-to-Gas Projects in Europe, *Energy Procedia*, 155 (2018) 367-378.
- [86] A. Mazza, E. Bompard, G. Chicco, Applications of power to gas technologies in emerging electrical systems, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 92 (2018) 794-806.
- [87] D. Connolly, B.V. Mathiesen, I. Ridjan, A comparison between renewable transport fuels that can supplement or replace biofuels in a 100% renewable energy system, *Energy*, 73 (2014) 110-125.
- [88] S.J. Davis, N.S. Lewis, M. Shaner, S. Aggarwal, D. Arent, I.L. Azevedo, S.M. Benson, T. Bradley, J. Brouwer, Y.-M. Chiang, C.T.M. Clack, A. Cohen, S. Doig, J. Edmonds, P. Fennell, C.B. Field, B. Hannegan, B.-M. Hodge, M.I. Hoffert, E. Ingersoll, P. Jaramillo, K.S. Lackner, K.J. Mach, M. Mastrandrea, J. Ogden, P.F. Peterson, D.L. Sanchez, D. Sperling, J. Stagner, J.E. Trancik, C.-J. Yang, K. Caldeira, Net-zero emissions energy systems, *Science*, 360 (2018) eaas9793.
- [89] D.F. Dominković, I. Bačeković, A.S. Pedersen, G. Krajačić, The future of transportation in sustainable energy systems: Opportunities and barriers in a clean energy transition, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 82 (2018) 1823-1838.
- [90] B.V. Mathiesen, H. Lund, D. Connolly, H. Wenzel, P.A. Østergaard, B. Möller, S. Nielsen, I. Ridjan, P. Karnøe, K. Sperling, F.K. Hvelplund, Smart Energy Systems for coherent 100% renewable energy and transport solutions, *Applied Energy*, 145 (2015) 139-154.
- [91] K. Hansen, C. Breyer, H. Lund, Status and perspectives on 100% renewable energy systems, *Energy*, 175 (2019) 471-480.
- [92] O.K. Hasan Aksoy, Volkan Yiğit, Kerim Gökşin Bavbek, Elif Koyuncuoğlu Toma, Mathis Rogner, 2030 yılına doğru Türkiye'nin optimum elektrik üretim kapasitesi, SHURA Enerji Dönüşüm Merkezi, 2020.
- [93] IICEC, Turkey Energy Outlook 2020, Sabancı University, 2020.
- [94] A. SAYDAM, Integration of Variable Renewable Energy to the National Power Grid, Mechanical Engineering, Marmara University, İstanbul, 2019.
- [95] E. Dal, M.A. Koksal, Modeling the Use of Renewable Energy Sources for Electricity Generation Based on Technological, Political, and Environmental Constraints, *Energy Procedia*, 142 (2017) 3129-3134.
- [96] M. SAĞLAM, Establishing mitigation strategies for energy related emissions for turkey using the markal family of models, Mechanical engineering, Marmara University, İstanbul, 2010.

- [97] S. Teske, *Achieving the Paris Climate Agreement Goals-Global and Regional 100% Renewable Energy Scenarios with Non-energy GHG Pathways for +1.5°C and +2°C*, Springer 2019.
- [98] H. Farzaneh, *Energy Systems Modeling-Principles and Applications*, Springer, Singapore, 2019.
- [99] H. Lund, F. Arler, P.A. Østergaard, F. Hvelplund, D. Connolly, B.V. Mathiesen, P. Karnøe, *Simulation versus Optimisation: Theoretical Positions in Energy System Modelling*, *Energies*, 10 (2017) 840.
- [100] D. Connolly, H. Lund, B.V. Mathiesen, M. Leahy, *A review of computer tools for analysing the integration of renewable energy into various energy systems*, *Applied Energy*, 87 (2010) 1059-1082.
- [101] E.A.e.s.a.c. model, *Introduction to EnergyPLAN*, Department of Development and Planning, Aalborg University.
- [102] J.Z.T. Henrik Lund, *EnergyPLAN Advanced Energy Systems Analysis Computer Model Documentation Version 15* in: A.U. Sustainable Energy Planning Research Group, Denmark (Ed.), 2019.
- [103] L. Rincon, M. Puri, A. Kojakovic, I. Maltsoğlu, *The contribution of sustainable bioenergy to renewable electricity generation in Turkey: Evidence based policy from an integrated energy and agriculture approach*, *Energy Policy*, 130 (2019) 69-88.
- [104] Enerji, Bilgi Merkezi, T.C. Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı 2021.
- [105] S. Keleş, S. Bilgen, *Renewable energy sources in Turkey for climate change mitigation and energy sustainability*, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 16 (2012) 5199-5206.
- [106] B. Dursun, C. Gokcol, *The role of hydroelectric power and contribution of small hydropower plants for sustainable development in Turkey*, *Renewable Energy*, 36 (2011) 1227-1235.
- [107] A.H. Dönmez, Y. Karakoyun, Z. Yumurtaci, *Electricity demand forecast of Turkey based on hydropower and windpower potential*, *Energy Sources, Part B: Economics, Planning, and Policy*, 12 (2017) 85-90.
- [108] D.L. Connolly, Henrik; Mathiesen, Brian Vad; Leahy, M., *Developing a Model of the Irish Energy-System*, *Proceedings of the Joint Action on Climate Change*, Department of Development and Planning, Aalborg University, 2009.
- [109] EUROSTAT, *2017 Turkey Energy Balance in Energy Balances TR 2020 Edition*, 2020.
- [110] EPİAŞ, *Gerçek Zamanlı Tüketim, Şeffaflık Platformu*.
- [111] TEİAŞ, *Türkiye Elektrik Üretim-İletim 2017 Yılı İstatistikleri-İthalat İhracat 2017*, 2017.
- [112] ENTSO-E, *Transmission Cross-Border Physical Flow*, 2017.
- [113] S.W. Urban Persson, *Quantifying the Heating and Cooling Demand in Europe*, *STRATEGO-Enhanced Heating and Cooling Plans*, Halmstad University, Sweden, 2015.
- [114] enverIPAB, *Hane Halkı Rehberi*, in: E.İ.E.İ.G. Müdürlüğü (Ed.).

- [115] M.S.-D. Werner Weiss, Solar Heat Worldwide Global Market Development and Trends in 2018 Detailed Market Figures 2017, IEA Solar Heating & Cooling Programme, 2019.
- [116] Enerji Verimliliği Eylem Planı 2017-2023, T.C. Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı, 2018.
- [117] Historical Weather, Weather Underground, 2017.
- [118] P.T. Day, Degree-days: theory and application, CIBSE-The Chartered Institution of Building Services Engineers, London SW12 9BS, 2006.
- [119] İllere ve hanehalkı tiplerine göre hanehalkı sayısı, in: TÜİK (Ed.) Adrese Dayalı Nüfus Kayıt İstatistikleri, 2017.
- [120] D.D. David Connolly, Kenneth Hansen, Tomislav Novosel, Creating Hourly Profiles to Model both Demand and Supply, Stratego Enhanced Heating and Cooling Plans, Aalborg University, Denmark, 2015.
- [121] 2016-2017 kurulu gücünün birinci enerji kaynaklarına göre dağılımı (MW), in: TEİAŞ (Ed.) Türkiye Elektrik Üretim-İletim İstatistikleri.
- [122] EPIAŞ, Gerçek Zamanlı Üretim, Şeffaflık Platformu, 2017.
- [123] TÜİK, Turkish Greenhouse Gas Inventory 1990 - 2017, National Inventory Report for submission under the United Nations Framework Convention on Climate Change, 2019.
- [124] K.K. Amit Garg, Tinus Pulles, 2006 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories Chapter 1, IPCC, 2006.
- [125] 2018 Ulusal Enerji Denge Tablosu, in: T.C.E.v.T.K. Bakanlığı (Ed.) EİGM Raporları, 2018.
- [126] Total Population 1960-2050, in: T.W. Bank (Ed.) Population Estimates And Projections, 2020.
- [127] Technology Data, Denmark Energy Agency, 2020.
- [128] Cost Database, EnergyPLAN, 2018.
- [129] IEA, World Energy Outlook 2020, IEA, Paris, 2020.
- [130] Heat Roadmaps, Heat Roadmap Europe, 2018.
- [131] D. Connolly, H. Lund, B.V. Mathiesen, Smart Energy Europe: The technical and economic impact of one potential 100% renewable energy scenario for the European Union, Renewable and Sustainable Energy Reviews, 60 (2016) 1634-1653.
- [132] T.W. Brown, T. Bischof-Niemz, K. Blok, C. Breyer, H. Lund, B.V. Mathiesen, Response to 'Burden of proof: A comprehensive review of the feasibility of 100% renewable-electricity systems', Renewable and Sustainable Energy Reviews, 92 (2018) 834-847.
- [133] Useable battery capacity of full electric vehicles, Electrical Vehicle Database, 2021.
- [134] M.C. Falvo, D. Sbordone, I.S. Bayram, M. Devetsikiotis, EV charging stations and modes: International standards, 2014 International Symposium on Power Electronics, Electrical Drives, Automation and Motion, 2014, pp. 1134-1139.
- [135] Terra EV fast chargers, ABB, 2021.

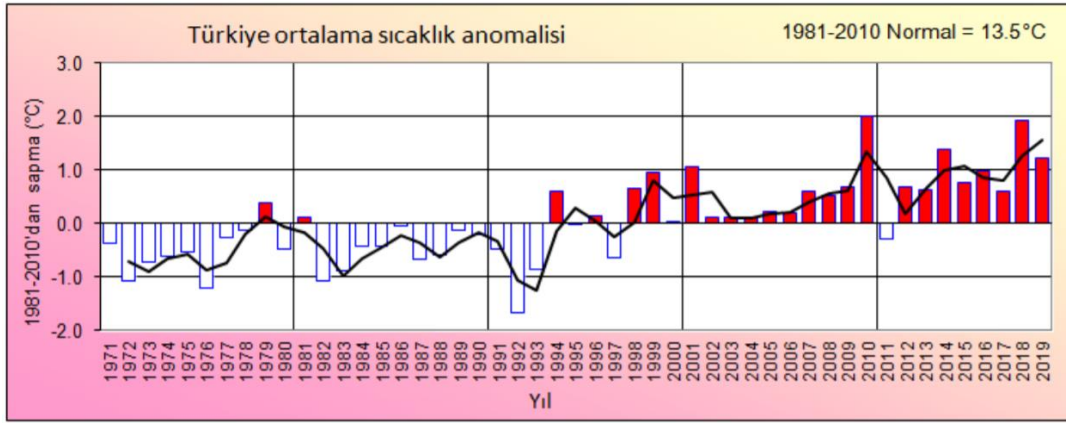
- [136] CO2 Emissions from Energy Sector, in: Eurostat (Ed.) Data Browser.
- [137] J.H. D. Brack, T. M. Marchand, Woody Biomass for Power and Heat Demand and Supply in Selected EU Member States, The Royal Institute of International Affairs, 2018.
- [138] M.S. Booth, Not carbon neutral: Assessing the net emissions impact of residues burned for bioenergy, *Environmental Research Letters*, 13 (2018) 035001.
- [139] N. Aksoy, O.S. Gok, H. Mutlu, G. Kilinc, CO2 emission from geothermal power plants in Turkey, *Proceedings World Geothermal Congress*, 2015, pp. 2015.
- [140] M.S. Kırlı, M. Fahrioğlu, Sustainable development of Turkey: Deployment of geothermal resources for carbon capture, utilization, and storage, *Energy Sources, Part A: Recovery, Utilization, and Environmental Effects*, 41 (2019) 1739-1751.
- [141] P. MORILHAT, S. Feutry, C. LE MAITRE, J.M. FAVENNEC, Nuclear Power Plant flexibility at EDF, 2019.
- [142] K. Värri, S. Syri, The Possible Role of Modular Nuclear Reactors in District Heating: Case Helsinki Region, *Energies*, 12 (2019) 2195.
- [143] A. Teräsvirta, S. Syri, P. Hiltunen, Small Nuclear Reactor—Nordic District Heating Case Study, *Energies*, 13 (2020) 3782.
- [144] 2019 Yılı İklim Değerlendirmesi, T.C. TARIM VE ORMAN BAKANLIĞI METEOROLOJİ GENEL MÜDÜRLÜĞÜ ARAŞTIRMA DAİRESİ BAŞKANLIĞI, 2020.
- [145] Ü.A. Şahin, B. Onat, C. Ayvaz, Climate Change and Greenhouse Gases in Turkey, Recycling and Reuse Approaches for Better Sustainability, Springer2019, pp. 201-214.
- [146] M. DEMİRCAN, H. GÜRKAN, O. ESKİOĞLU, H. ARABACI, M. COŞKUN, Climate change projections for Turkey: three models and two scenarios, *Türkiye Su Bilimleri ve Yönetimi Dergisi*, 1 (2017) 22-43.
- [147] M. Turkes, M.T. Turp, N. An, T. Ozturk, M.L. Kurnaz, Impacts of climate change on precipitation climatology and variability in Turkey, *Water resources of Turkey*, Springer2020, pp. 467-491.
- [148] A.A. Chandio, I. Ozturk, W. Akram, F. Ahmad, A.A. Mirani, Empirical analysis of climate change factors affecting cereal yield: evidence from Turkey, *Environmental Science and Pollution Research*, 27 (2020) 11944-11957.
- [149] Ö. Vanli, B.B. Ustundag, I. Ahmad, I.M. Hernandez-Ochoa, G. Hoogenboom, Using crop modeling to evaluate the impacts of climate change on wheat in southeastern turkey, *Environmental Science and Pollution Research*, 26 (2019) 29397-29408.
- [150] N. An, M.T. Turp, M. Türkeş, M.L. Kurnaz, Mid-Term Impact of Climate Change on Hazelnut Yield, *Agriculture*, 10 (2020).
- [151] N.A.B. Rana Roy, The Rising Cost of Ambient Air Pollution thus far in the 21st Century: Results from the BRIICS and the OECD Countries, *OECD Environment Working Papers*, OECD, 2017.
- [152] HAVA KIRLILIGI RAPORU 2019, TMMOB Çevre Mühendisleri Odası.

- [153] DEA, Technology Data Generation of Electricity and District Heating, Danish Energy Agency, 2020.
- [154] DEA, Technology Data Energy Storage, Danish Energy Storage, 2020.
- [155] DEA, Technology Data Renewable Fuels, Danish Energy Agency, 2020.
- [156] DEA, Technology Data Heating Installations, Danish Energy Agency, 2018.

EKLER

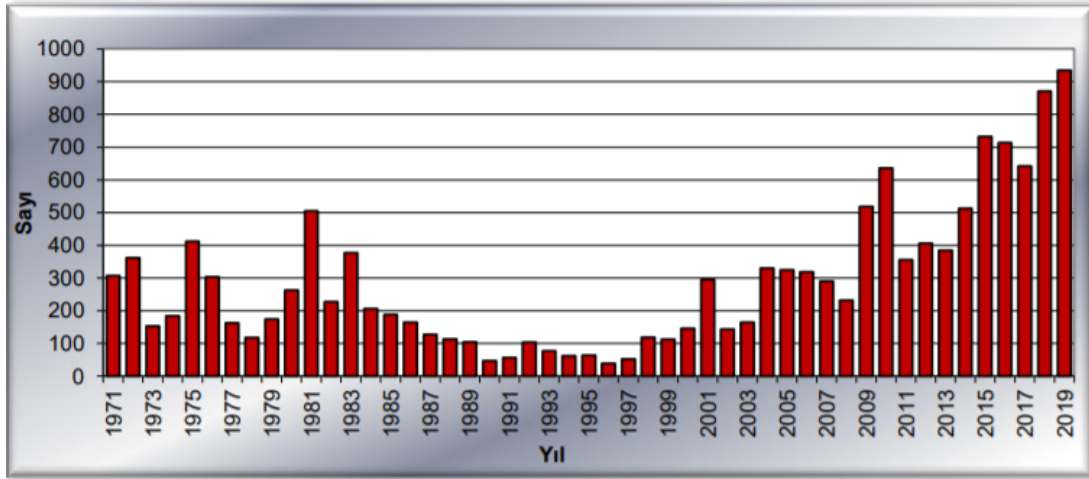
EK 1 – Türkiye’de İklim Değişikliği, Enerji ve Hava Kirliliği

İklim değişikliği, dünyanın pek çok bölgesini etkilediği gibi Türkiye’yi de etkilemektedir ve gelecekte de etkilemeye devam edecektir. 2019 yılı Türkiye ortalama sıcaklığı 14,7 °C olarak gerçekleşmiştir ve bu değer 1981-2010 yılları arasında ölçülen ortalama sıcaklıkların 1,2 °C üzerindedir [144]. 2019 yılı 1971’den beri gerçekleşen en sıcak 4. yıl olmuştur ve Şekil 36’da görüldüğü gibi ölçülen ortalama sıcaklıklar her yıl düzenli olarak artış göstermese de günümüze yaklaştıkça sıcaklıkların giderek arttığı sonucuna varılabilir.



Şekil 36 Türkiye yıllık ortalama sıcaklık sapmaları [144]

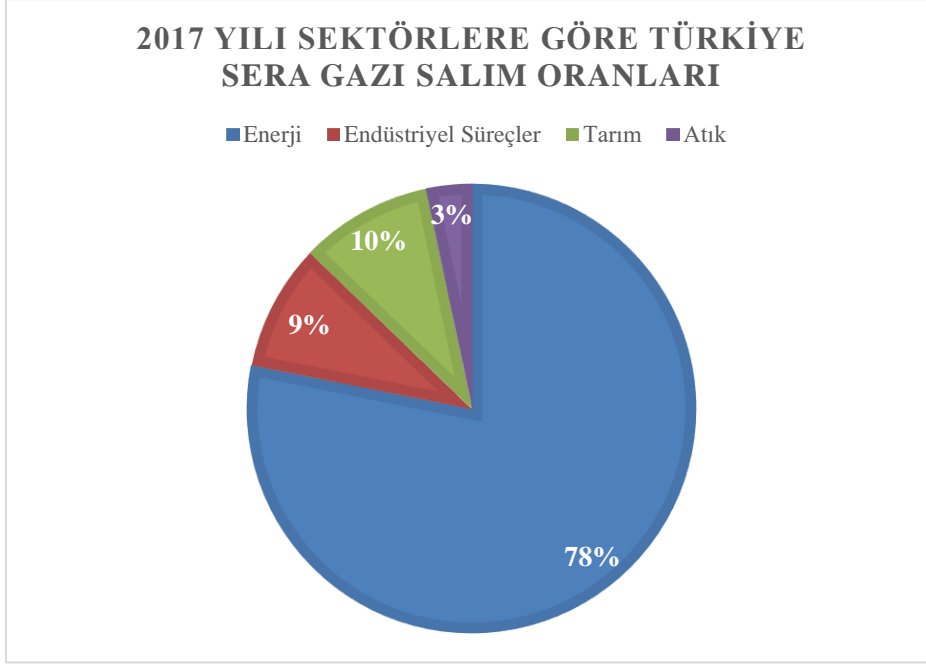
İklim değişikliğinin ekstrem hava olaylarında artışa sebep olduğu bilinmektedir. Şekil 37’ de, Türkiye’de 1971-2019 yılları arasında ekstrem olayların sayıları verilmiştir. Şekilden görüldüğü gibi, özellikle 2000’li yılların başından itibaren ekstrem olay sayılarda artış olduğu görülmektedir. 2019 yılı 935 ekstrem olayla 1971’den bu yana en çok sayıda ekstrem olayın yaşandığı yıl olmuştur. Bu olayların %36’sını şiddetli yağış/sel, %27’sini fırtına, %18’ini ise dolu olayları oluşturmaktadır.



Şekil 37 1971-2019 yılları arası ekstrem olayların sayıları [144]

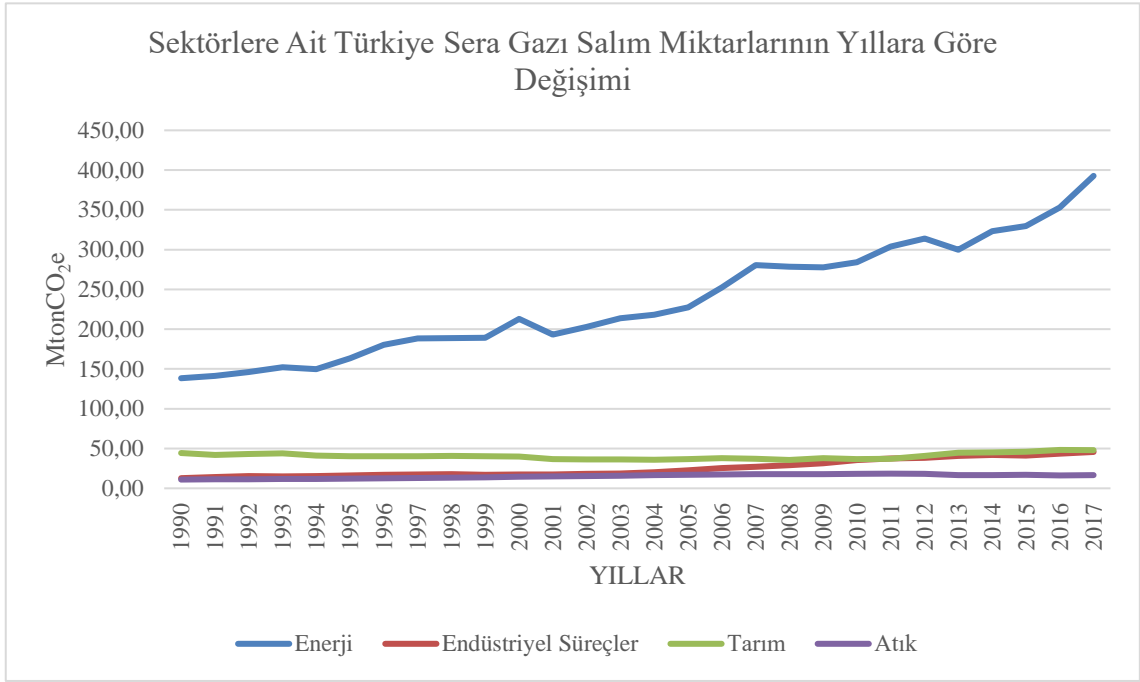
Türkiye’de de küresel ısınmanın, sıcak hava dalgaları, su kıtlığı, çölleşme, toz fırtınaları, biyolojik çeşitlilik kaybı ve sağlıkla ilgili sonuçları olacağı öngörülmektedir [145]. 2070-2099 yılları arasında, Türkiye’nin ege kıyısında ve güneydoğusunda yaz sıcaklıklarının, RCP4,5 senaryosuna göre 4-5 °C artabileceği, RCP8,5 senaryosuna göre bu sıcaklık artışı ülke genelinde 6 °C’yi bulabileceği öngörülmektedir [146]. Yakın gelecekte (2021-2050), özellikle Türkiye’nin batı ve güney bölgelerinde yağış miktarı azalabilir, uzak gelecekte (2071-2100) ise Türkiye genelinde özellikle RCP8.5 senaryosunda yoğun kuraklık beklenmektedir [147]. Küresel ısınmayla birlikte Türkiye’de tarım da önemli derecede etkilenecektir ve bu değişikliklerden daha az etkilenebilmek için, adaptasyon çalışmaları yapılması gerekecektir. Örneğin, CO₂ salımları ve sıcaklık artışlarının, tahıl üretimine negatif etkisi olabilecektir [148] Güneydoğu Anadolu bölgesinde buğday mahsulü sıcaklık artışına bağlı olarak %13 ile %16,8 arasında [149], ya da fındık üretimi 2050’ye kadar mevcut üretim bölgelerinde %13 oranında azalacaktır [150].

2017 yılı içerisinde Türkiye sınırları içerisinde ormancılık sektörü hariç 502,75 MtonCO₂e karbon salımı meydana gelmiştir. Şekil 38’deki gibi, toplam salımın %78’i enerji sektöründen, %10’luk oranı tarım ve %9 oranı endüstri sektöründen kaynaklanmıştır [10].



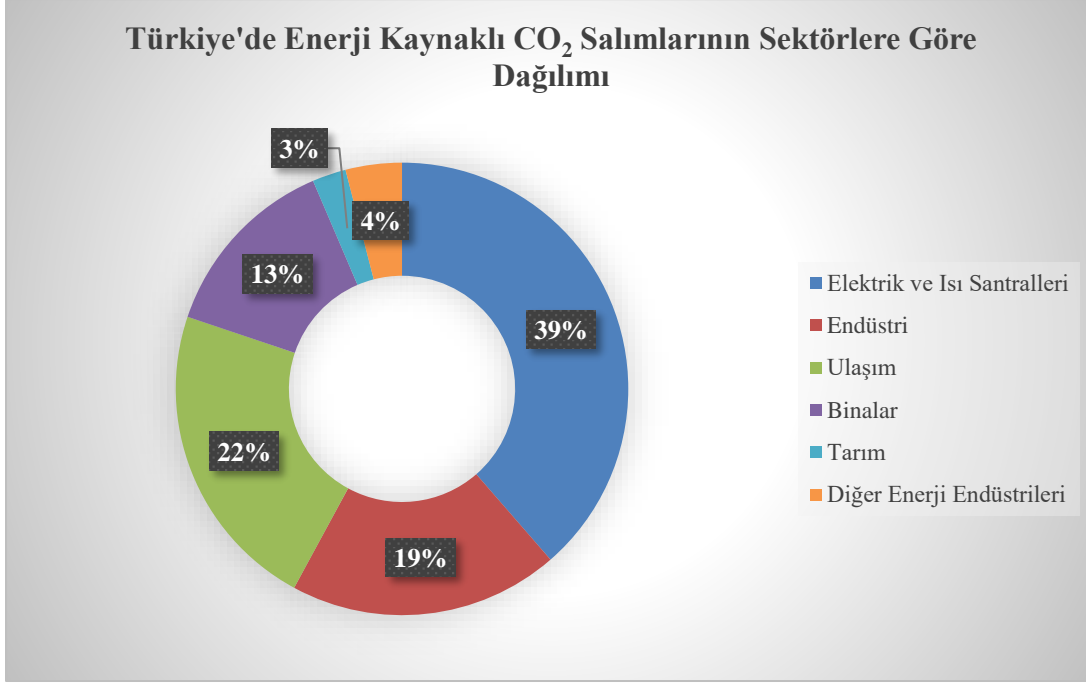
Şekil 38 2017 Yılı Sektörlere Göre Türkiye Sera Gazı Salım Oranları (veriler [10])

Sektörlerin yıllar içerisinde atmosfere saldıkları sera gazı miktarlarına bakıldığında, Şekil 39'daki görüldüğü enerji sektörü diğer sektörlerden açık şekilde ayrılmaktadır. Atık ve tarım sektöründe 1990-2017 yılları arası sera gazı salımları neredeyse değişmemiş ve endüstriyel süreçlerden kaynaklı salımlar üç katın üzerine çıkmış olsa da toplam salımlar içerisindeki oranı oldukça düşük kalmıştır. Enerji sektörü kaynaklı salımlar incelendiğindeyse, 1990'da 138,37 MtonCO₂e olan salımların %183,85 artarak 2017 yılında 392,76 MtonCO₂e'ya ulaştığı görülmektedir.



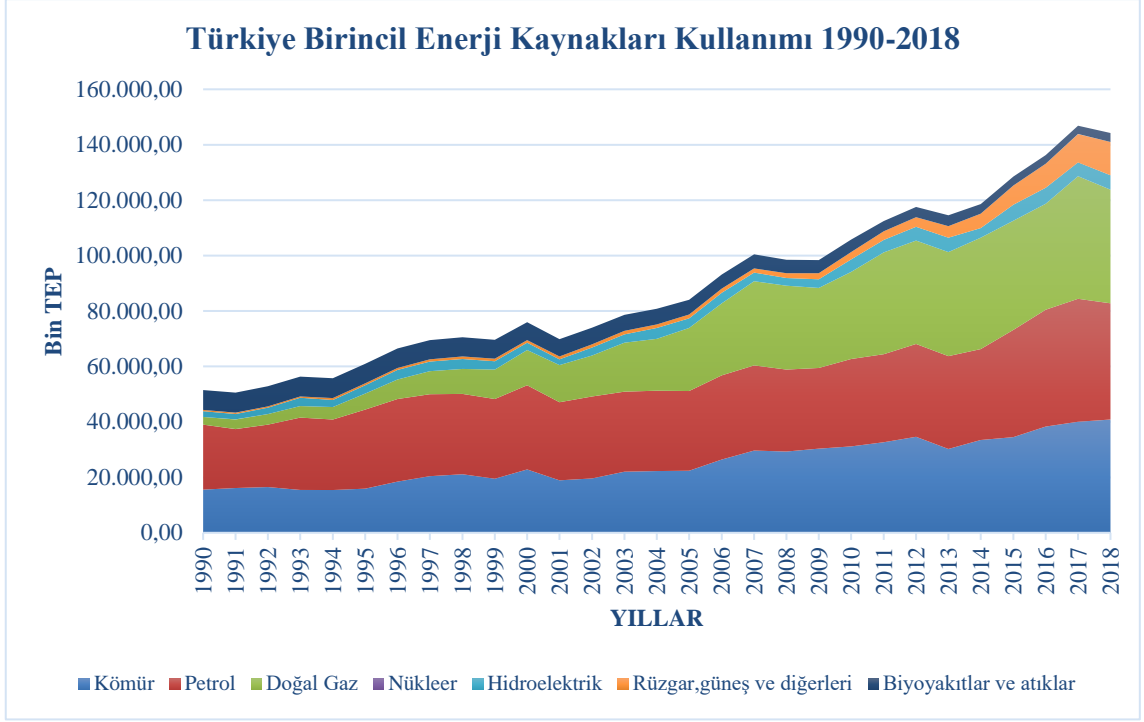
Şekil 39 Sektörlere Ait Sera Gazı Salım Miktarlarının Yıllara Göre Değişimi (veriler [10])

IEA verilerine göre 2018 yılı Türkiye enerji ile ilişkili CO₂ salım miktarı 373 Mton olarak gerçekleşmiştir [11]. Şekil 40'ta bu salımların alt sektörler için dağılımları verilmiştir. Buna göre enerji kaynaklı salımlarda elektrik ve ısı santralleri %39 ile en fazla CO₂ salımına neden olan sektör olmuştur. Ulaşımın Türkiye'deki CO₂ salım oranı dünyadaki oranla eşdeğer şekilde %22 olmuştur. Endüstri'nin enerji ihtiyacının karşılanması için %19 oranla 72 Mton CO₂ salımı olmuştur.



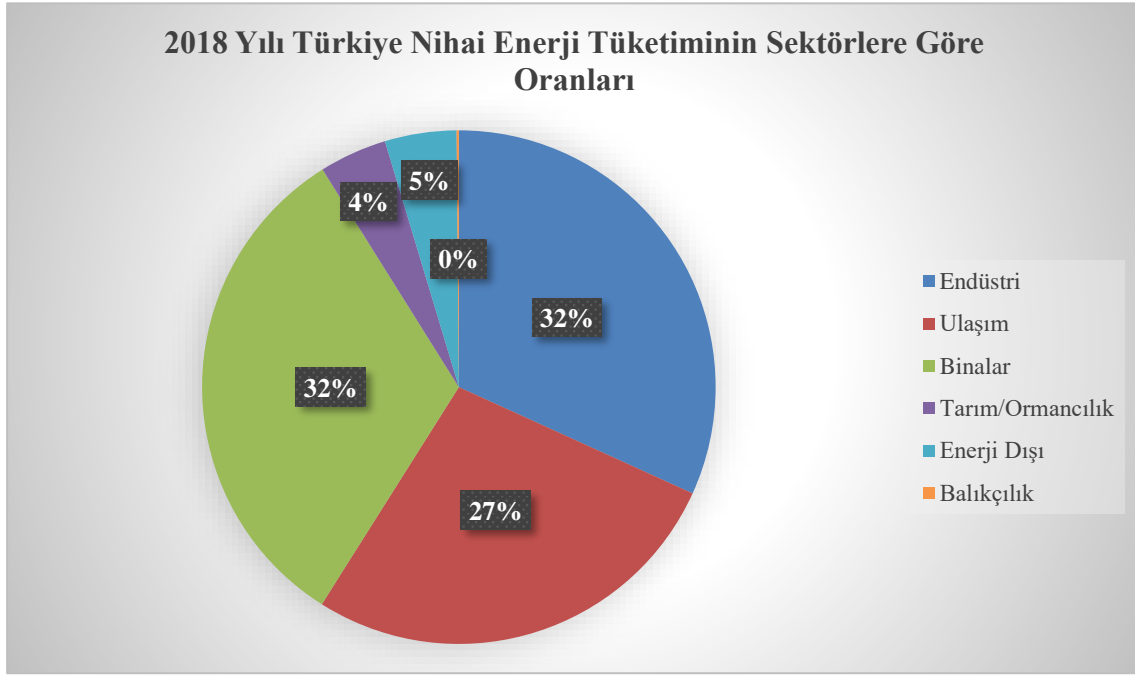
Şekil 40 Türkiye'de Enerji Kaynaklı CO₂ Salımlarının Sektörlere Göre Dağılımı (veriler [11])

Türkiye'nin 1990-2018 arası birincil enerji kaynağı kullanımını Şekil 41'de verilmiştir. Buna göre 1990 yılında 51.499 Bin TEP olan toplam birincil enerji kaynağı kullanımı, 2018 yılında 144.256 Bin TEP'e ulaşmıştır [12]. Petrol, doğal gaz ve kömürün toplam birincil enerji kullanımına oranına bakıldığında özellikle 2000'li yıllardan itibaren fosil yakıt kullanımının arttığı görülmektedir. En yüksek fosil yakıt kullanım oranı %90,51 ile 2008 yılında, en düşük fosil yakıt kullanımı ise %80,94 ile 1991 yılında gerçekleşmiştir. 2018 yılında ise kömür, petrol ve doğal gazın toplam birincil enerji kullanımına oranı %85,82 olmuştur. Bunun yanında güneş, rüzgâr ve diğer yenilenebilir enerji kullanımının 2008 yılından sonra artış göstermesine rağmen, fosil yakıt kullanım oranı hala dünyadaki toplam oranın üzerindedir.



Şekil 41 Türkiye Birincil Enerji Kaynakları Kullanımı 1990-2017 (veriler [12])

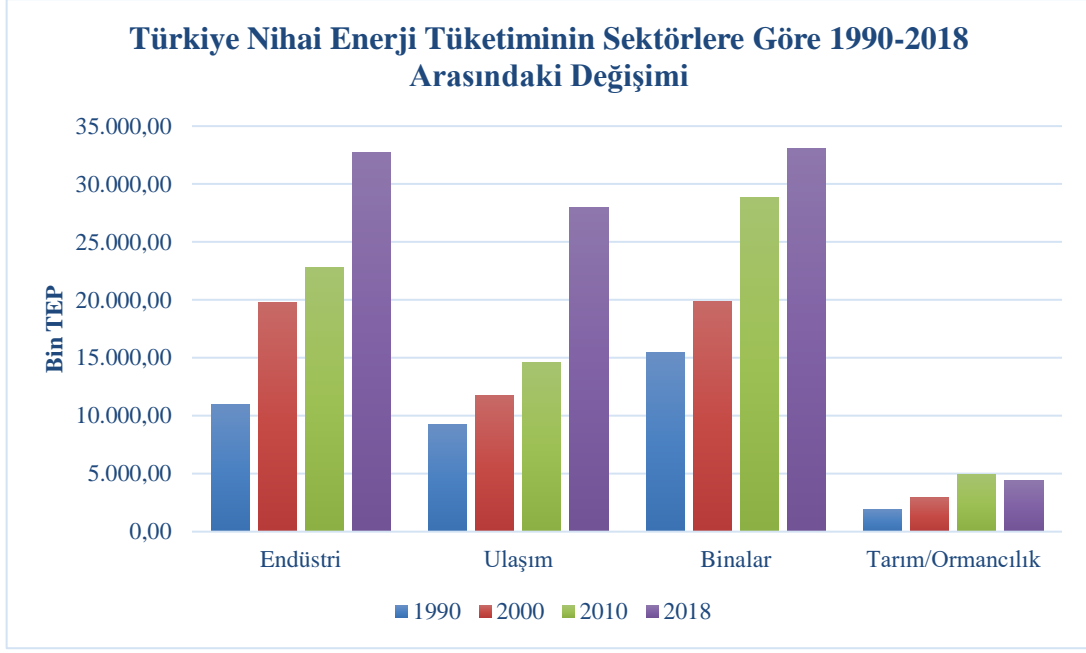
2018 yılı Türkiye nihai enerji tüketimleri incelendiğinde Şekil 42’deki gibi %32’lik payla binalar 33.084 Bin TEP enerji tüketerek en çok enerji tüketimi gerçekleştiren sektör olmuştur [13]. Ardından 32.734 Bin TEP’lik enerji tüketimiyle endüstri sektörü toplam enerji tüketiminin %32’sini ve 27.972 Bin TEP’lik enerji tüketimiyle ulaşım sektörü toplam enerji tüketiminin %27’sini oluşturmuştur.



Şekil 42 2018 Yılı Türkiye Nihai Enerji Tüketiminin Sektörlere Göre Oranları (veriler [13])

1990-2018 yılları arası nihai enerji tüketimindeki değişim incelendiğinde Şekil 43'teki gibi endüstri, ulaşım ve binalar sektörlerinde düzenli bir artış görülmektedir. Bu süreçte en yüksek enerji tüketimi artışı %203,25'lik oranla ulaşım sektöründe gerçekleşmiştir. Özellikle 2010 ve 2018 yılları arasında ulaşım sektörü enerji tüketimi hızlı şekilde artmıştır. 1990 yılından itibaren endüstri ve binalardaki enerji tüketimleri ise sırasıyla %199,38 ve %114,08 artmıştır.

OECD verilerine göre, 2015 yılında Türkiye'de partiküler maddelerin yol açtığı hava kirliliği sebebiyle, 26.000'den fazla kişi hayatını kaybetmiştir ve aynı yıl için açık hava partiküler madde ve ozon kirliliğinin maliyeti 74,5 milyar \$ olarak hesaplanmıştır [151]. Hava kirliliği ile ilgili değerler ülkemizin birçok noktasında alınan ölçümlerle düzenli olarak takip edilmektedir.



Şekil 43 Türkiye Nihai Enerji Tüketiminin Sektörlere Göre 1990-2017 Arasındaki Değişimi (veriler [13])

2019 yılında ölçüm yapılan ve güvenli veriye ulaşılabilen istasyonlar değerlendirildiğinde, PM_{2,5} için dünya sağlık örgütünün (DSÖ) belirlediği yıllık ortalama sınır değerler 48 istasyonda, AB sınır değerleri 10 istasyonda aşılmıştır. PM₁₀ için yıllık ortalama değerlerde 125 istasyonun 120'si DSÖ limitlerini, 75'i ise AB ve ulusal sınır değerlerini aşmıştır. SO₂ ölçümlerinde günlük değerler incelendiğinde 94 istasyonun 6'sında AB ve ulusal sınır değerler 3'ten fazla sayıda aşılmıştır. DSÖ sınır değerine göre ise 68 istasyonda yılda 3 defadan fazla sınır aşımı yaşanmıştır. Yıllık ortalama değerler incelendiğinde ise SO₂ seviyesinin 94 istasyondan 11'inde AB ve ulusal seviyenin üzerine çıktığı görülmektedir. O₃ ölçümlerine göre 89 istasyondan DSÖ sınır değerlerine göre 67 AB ve ulusal limit değerlerine göre 49 istasyonda kirlilik tespit edilmiştir. Bir diğer hava kirletici NO_x için alınan ölçümlerde, 75 istasyonun 56'sında AB ve ulusal limit değerlerin aşılmasıdır. NO₂ için de benzer bir durum söz konusudur [152]. Dolayısıyla toplum sağlığının korunması amacıyla hava kirliliği oluşturan fosil yakıt ve biyokütleinin çok daha az yakılması gerekmektedir.

EK 2 – Teknik ve Mali Kabuller

Çizelge 24 2041-2050 Enerji Taleplerindeki Artış Kabulleri

	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	2049	2050
Brüt Elektrik Talebi (TWh)	580,5	593,3	605,7	618,4	630,8	643,4	656,3	668,8	681,5	693,7
Artış Oranı	2,2%	2,2%	2,1%	2,1%	2,0%	2,0%	2,0%	1,9%	1,9%	1,8%
Binalar Enerji Talebi (MTEP)	54,6	55,5	56,5	57,4	58,3	59,2	60,1	61	61,9	62,8
Artış oranı	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,01
Endüstri Enerji Talebi (MTEP)	54,3	55,1	55,9	56,7	57,5	58,3	59,1	59,9	60,7	61,4
Artış Oranı	0,02	0,02	0,02	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01
Ulaşım Enerji Talebi (MTEP)	41,1	41,6	42,1	42,5	43	43,5	43,9	44,4	44,8	45,2
Artış oranı	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01

Çizelge 25 Binalarda Kullanılan Kişisel Isıtma Birimlerinin Alt Senaryo Seçeneklere Göre Değişimi

	1a,1b	2a,2b	3a,3b-8a,8b
Kişisel Biyokütle Kazanı	981.000	981.000	981.000
Kişisel Doğal Gaz Kazanı	6.855.000	2.662.000	0
Kişisel Petrol Kazanı	209.000	0	0
Kişisel Kömür Kazanı	709.000	709.000	0
Kişisel Isı Pompası (Hava Kaynaklı)	0	0	3.371.000
Kişisel Elektrikli Isıtma	933.000	933.000	933.000
Bölgesel Isıtma İstasyonu	883.000	5.285.000	5.285.000
Toplam	10.570.000	10.570.000	10.570.000

Çizelge 26 1a,1b-4a,4b Alt Senaryo Seçeneklerinde Türlerine Göre Taşıtlı Sayıları

Taşıtlı Sayıları	Kamyon	Otobüs-minibüs	Otomobil-kamyonet
Dizel	1.397.775	2.794.312	15.967.796
Benzin			15.760.369
Doğal Gaz		300.000	35.000
LPG			5.836.676
Elektrikli		33.333	5.666.667

Çizelge 27 5a,5b Alt Senaryo Seçeneklerinde Türlerine Göre Taşıtlı Sayıları

Taşıtlı Sayıları	Kamyon	Otobüs-minibüs	Otomobil-kamyonet
Dizel	1.397.775	2.794.312	1.879.923
Benzin			1.768.369
Doğal Gaz		300.000	35.000
LPG			5.836.676
Elektrikli		33.333	38.079.873

Çizelge 28 6a,6b-8a,8b Alt Senaryo Seçeneklerinde Türlerine Göre Taşıt Sayıları

Taşıt Sayıları	Kamyon	Otobüs-minibüs	Otomobil-kamyonet
Dizel	1.397.775	3.094.312	1.879.923
Benzin			7.640.045
Doğal Gaz		0	
LPG			
Elektrikli		33.333	38.079.873

Çizelge 29 1a,1b-4a,4b Alt Senaryo Seçeneklerinde Taşıtlara Göre Yakıt Tüketimi

Ulaşım Yakıt Talepleri (TWh/yıl)	Demiryolu	Hava	Deniz	Kamyon	Otobüs-Minibüs	Otomobil-kamyonet	Toplam
Jet Yakıtı		34,9					34,9
Dizel			10,2	174	65	102	351,2
Benzin						85,5	85,5
Doğal Gaz					6	2,1	8,1
LPG						29,1	29,1
Elektrik-Basit Şarj	9				1	7,4	17,4
Elektrik-Akıllı Şarj							
Elektroyakıt-Jet Yakıtı							
Elektroyakıt-Dizel							
Elektroyakıt-Benzin							
Toplam	9	34,9	10,2	174	72	226,1	526,2

Çizelge 30 5a,5b Alt Senaryo Seçeneklerinde Taşıtlara Göre Yakıt Tüketimi

Ulaşım Yakıt Talepleri (TWh/yıl)	Demiryolu	Hava	Deniz	Kamyon	Otobüs-Minibüs	Otomobil-kamyonet	Toplam
Jet Yakıtı		34,9					34,9
Dizel			10,2	174	65	12,0	261,2
Benzin						9,6	9,6
Doğal Gaz					6	2,1	8,1
LPG						29,1	29,1
Elektrik-Basit Şarj	9				1		10,0
Elektrik-Akıllı Şarj						49,8	49,8
Elektroyakıt-Jet Yakıtı							0,0
Elektroyakıt-Dizel							0,0
Elektroyakıt-Benzin							0,0
Toplam	9,0	34,9	10,2	174,0	72,0	102,6	402,7

Çizelge 31 6a,6b-8a,8b Alt Senaryo Seçeneklerinde Taşıtlara Göre Yakıt Tüketimleri

Ulaşım Yakıt Talepleri (TWh/yıl)	Demiryolu	Hava	Deniz	Kamyon	Otobüs-Minibüs	Otomobil-kamyonet	Toplam
Jet Yakıtı							0
Dizel							0
Benzin							0
Doğal Gaz							0
LPG							0
Elektrik-Basit Şarj	9						9
Elektrik-Akıllı Şarj						49,8	49,8
Elektroyakıt-Jet Yakıtı		34,9					34,9
Elektroyakıt-Dizel			10,2	174	72	12	268,2
Elektroyakıt-Benzin					0	40,8	40,8
Toplam	9,0	34,9	10,2	174,0	72,0	102,6	402,7

Çizelge 32 Nüfus Artışı ve Bina Sayısı Kabulleri

Yıl	Nüfus	Artış %	Bina sayısı
2019	83.429.615		9.400.000
2020	84.339.000	1,09	9.477.583
2021	85.043.000	0,83	9.537.644
2022	85.562.000	0,61	9.581.922
2023	85.957.000	0,46	9.615.621
2024	86.316.000	0,42	9.646.249
2025	86.705.000	0,45	9.679.436
2026	87.142.000	0,50	9.716.718
2027	87.613.000	0,54	9.756.901
2028	88.115.000	0,57	9.799.729
2029	88.633.000	0,59	9.843.922
2030	89.158.000	0,59	9.888.711
2031	89.693.000	0,60	9.934.354
2032	90.242.000	0,61	9.981.192
2033	90.797.000	0,62	10.028.541
2034	91.341.000	0,60	10.074.952
2035	91.864.000	0,57	10.119.571

Yıl	Nüfus	Artış %	Bina sayısı
2036	92.362.000	0,54	10.162.058
2037	92.837.000	0,51	10.202.582
2038	93.288.000	0,49	10.241.058
2039	93.719.000	0,46	10.277.829
2040	94.132.000	0,44	10.313.063
2041	94.525.000	0,42	10.346.592
2042	94.898.000	0,39	10.378.414
2043	95.249.000	0,37	10.408.359
2044	95.581.000	0,35	10.436.683
2045	95.892.000	0,33	10.463.216
2046	96.184.000	0,30	10.488.128
2047	96.455.000	0,28	10.511.248
2048	96.705.000	0,26	10.532.576
2049	96.934.000	0,24	10.552.113
2050	97.140.000	0,21	10.569.688

Çizelge 33 Genel Maliyetler

CO₂ Fiyatı- €/tCO₂	47,3	[129]
Faiz (%)	7	[31]
Elektrik Şebekesi Yatırım €/kW	165	[37]
Elektrik Şebekesi (Ömür)	45	[131]
Elektrik Şebekesi Sabit İ&B (Yatırımın %'si)	1	[131]

Çizelge 34 Isı ve Elektrik Santralleri Maliyet Kabulleri

Üretim Türü	Birim	Yatırım (M€/Birim)	Ömür (sene)	Sabit İşletme&Bakım (Yatırımın %'si)	Kaynak
Küçük Kojenerasyon Birimleri	MW-e	0,85	25	1	[153]
Büyük Kojenerasyon Birimleri	MW-e	0,81	25	3,04	[153]
Bölgesel Isıtma Isı Depolama	GWh	3	40	0,29	[154]
Absorp. Isı Pompası	MW-th	0,46	25	0,43	[153]
Büyük Isı Pompası gr2	MW-e	3,18	25	0,3	[128]
Büyük Isı Pompası gr3	MW-e	3,18	25	0,38	[128]
Kazanlar gr2 ve gr3	MW-th	0,05	25	3,4	[153]
Elektrikli Kazanlar gr2+3	MW-e	0,13	20	0,71	[153]
Doğal Gaz Elektrik Santrali	MW-e	0,7	20	2,6	[92]
İthal Kömür Elektrik Santrali	MW-e	1	30	2,7	[92]
Linyit Elektrik Santrali	MW-e	1,1	30	3,3	[92]
Biyokütle Elektrik Santrali	MW-e	2,27	20	3,6	[92]
Nükleer Santral	MW-e	6,82	50	1,2	[92]
Batarya Depolama Kapasitesi	GWh	75	20	2,5	[44]
PHES Depolama Kapasitesi	GWh	70	20	15,71	[44]

Çizelge 35 Yenilenebilir Enerji Maliyet Kabulleri

Üretim Türü	Birim	Yatırım (M€/Birim)	Ömür (sene)	Sabit İşletme&Bakım (Yatırımın %'si)	Kaynak
Rüzgâr	MW-e	0,8	30	1,7	[153]
Güneş Elektrik-Çatı	MW-e	0,59	40	1,55	[153]
Güneş Elektrik-Arazi	MW-e	0,3	40	2,08	[153]
Hidro (Akarsu)	MW-e	1,36	40	0,5	[92]
Hidro (Barajlı)	MW-e	1,82	40	0,5	[92]
Jeotermal Elektrik	MW-e	3,41	30	1,07	[92]

Çizelge 36 Sıvı ve Gaz Yakıtlar Maliyet Kabulleri

Üretim Türü	Birim	Yatırım (M€/Birim)	Ömür (sene)	Sabit İşletme&Bakım (Yatırımın %'si)	Kaynak
Gazlaştırma Santrali	MW	1,1	20	1,47	[155]
Gazlaştırma Yükseltme	MW	0,3	15	18,8	[131]
Karbon Geri Dönüşümü	MtCO ₂ /y	30	25	0	[131]
Metanlaştırma (CO ₂)	MW	0,5	25	4	[37]
Sıvı yakıt sentezi (CO ₂)	MW	0,5	25	4	[37]
Metanlaştırma (Biyokütle)	MW	0,5	25	4	[37]
Sıvı Yakıt Sentezi (Biyokütle)	MW	0,5	25	4	[37]
Jet Yakıtı Sentezi	MW	0,5	25	4	[37]
Elektrolizör	MW-e	0,4	30	3	[155]
Hidrojen Depolama	GWh	21	30	0,5	[154]
Doğal Gaz Depolama	GWh	0,5	50	2,6	[128]

Çizelge 37 Kişisel Isıtma Birimleri Maliyet Kabulleri

Üretim Türü	Birim	Yatırım (M€/Birim)	Ömür (sene)	Sabit İşletme&Bakım (Yatırımın %'si)	Kaynak
Kişisel Biyokütle Kazanı	1000-Birim	7,2	20	6,15	[156]
Kişisel Doğal Gaz Kazanı	1000-Birim	4,7	20	3,85	[156]
Kişisel Petrol Kazanı	1000-Birim	5	20	4,28	[156]
Kişisel Kömür Kazanı	1000-Birim	2,7	20	2	[128]
Kişisel Isı Pompası (Hava Kaynaklı)	1000-Birim	7,6	18	3,14	[156]
Kişisel Elektrikli Isıtma	1000-Birim	2,5	30	0,84	[156]
Bölgesel Isıtma İstasyonu	1000-Birim	4,6	25	0,9	[156]
Kişisel Güneş Isı	TWh/yıl	1233	30	1,68	[128]

Çizelge 38 Taşıtlar için Maliyet Kabulleri [37]

Ulaşım Taşıtlar Maliyetleri		Yatırım	İ&B	Ömür
		1.000 €	Yatırımın %'si	Sene
Otomobiller	Dizel	23,00	3,50	16,00
	Petrol	20,80	4,10	16,00
	Elektrikli	25,40	0,80	16,00
	DME	24,00	3,40	16,00
	LPG	22,90	3,90	16,00
Kamyonlar	Dizel	103,00	21,20	6,00

	DME	103,00	21,20	6,00
	Doğal Gaz	113,90	19,30	6,00
Otobüsler	Dizel	184,00	9,10	6,00
	Elektrikli	212,40	10,80	6,00
	Doğal Gaz	207,70	8,00	6,00

Çizelge 39 Yakıt Maliyetleri

Yakıt Fiyatı (€/GJ)	Kömür	Fuel Oil	Dizel	Petrol/Jet Yakıtı	Doğal Gaz	LPG	Biyokütle	Kuru Biyokütle	Nükleer/Uranyum Ulaştırma maliyetleri dahil
Dünya piyasası fiyatları	3,08	12,08	17,6	17,6	11,17	16,8	10,8	10,8	3,1
Kaynak	[44]	[44]	[131]	[131]	[44]	[37]	[128]	[128]	[37]

Çizelge 40 Yakıt Ulaştırma Maliyetleri (dağıtım ve rafineri) (€/GJ) [128]

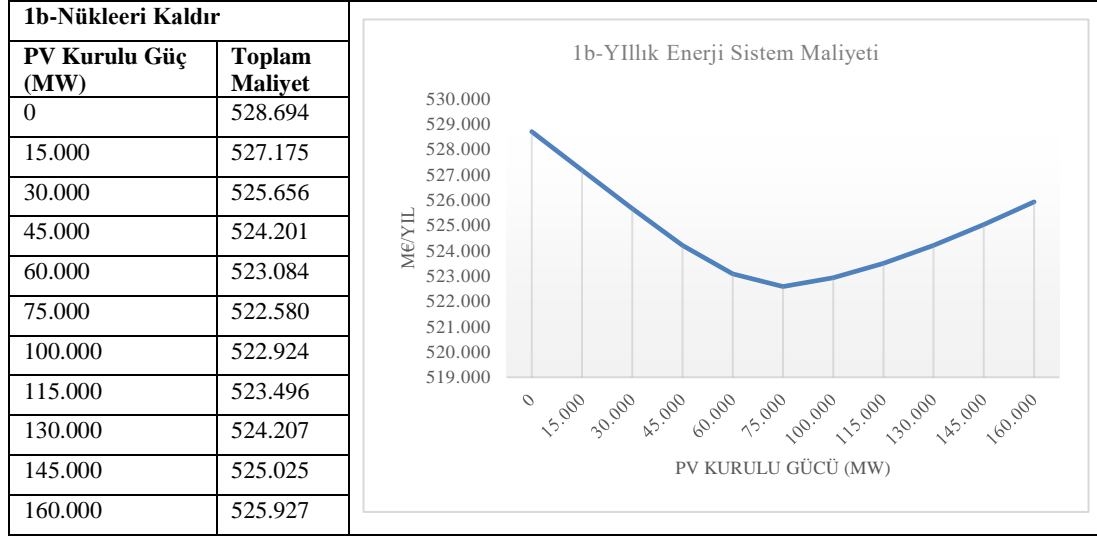
	Kömür	Fuel Oil	Dizel	Petrol/Jet Yakıtı	Doğal Gaz	LPG	Biyokütle	Kuru Biyokütle
Biyokütle dönüşüm santrallerine							1,186	1,186
Merkezi Kojenerasyon ve Güç Santrallerine	0,05	0,29			0,21		0,68	
Küçük kojenerasyon, bölgesel ısıtma ve endüstriye		1,78			0,94		0,55	
Kişisel evlere			3,85		4,04		4,34	
Ulaşım (Kara ve Demiryolu)			3,85	4,67				
Ulaşım (Havacılık)				0,29				

Çizelge 41 Literatürdeki çalışmalarda alt seçenekler için yapılan kabuller

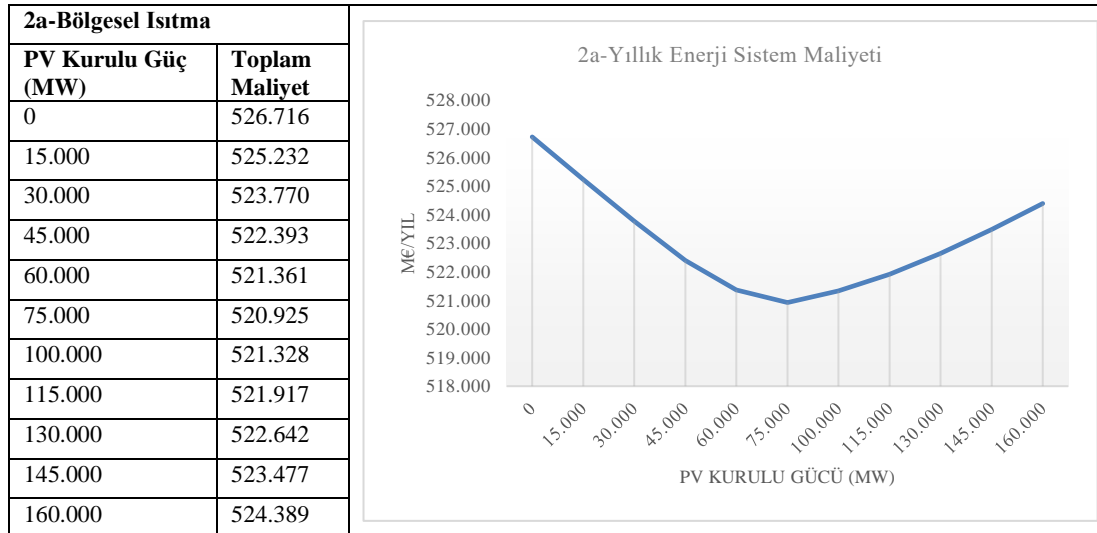
	Bölgesel Isıtma	Isı Pompaları	Elektrikli Araçlar	TTK	Ulaşım Yakıtları	Sentetik Gaz
Connolly ve Mathiesen [33]	Toplam ısı talebinin %37'si-%60'ı 3. grup, %40'ı 2. grup	Bölgesel ısıtmadan sonra fosil yakıt kullanan kazanlar	Otomobiller in %80'i	Geleneksel elektrik talebinin %10'u	CO ₂ hidrojenleştirme ve biyokütle hidrojenleştirme birlikte kullanılmış	CO ₂ hidrojenleştirme ve biyokütle hidrojenleştirme birlikte kullanılmış
Connolly ve Diğerleri [131]	Toplam ısı talebinin %50'si	Bölgesel ısıtmadan sonra tüm kişisel ısıtma talebi	Otomobiller in %80'i, V1G	-	CO ₂ hidrojenleştirme ve biyokütle hidrojenleştirme birlikte kullanılmış	CO ₂ hidrojenleştirme ve biyokütle hidrojenleştirme birlikte kullanılmış
Hansen ve Diğerleri [37]	Toplam ısı talebinin %30'u (%50 ısı kazanımı uygulanmasıyla birlikte)	Bölgesel ısıtmadan sonra tüm kişisel ısıtma talebi	Otomobiller in %85'i, V1G	-	CO ₂ hidrojenleştirme , biyokütle hidrojenleştirme ve hidrojen ayrı senaryolarda değerlendirilmiş	CO ₂ hidrojenleştirme, biyokütle hidrojenleştirme ve hidrojen ayrı senaryolarda değerlendirilmiş
Child ve Breyer [31]	Toplam ısı talebinin %46'sı- tamamı 3. grup	Kişisel ısıtma talebinin %56'sı ısı pompaları, geri kalan kısım elektrikli ısıtma, biyokütle ve doğal gaz kazanları	Elektrikli araca hangi araçların dönüştüğü belirtilmemiş, V2G	Geleneksel elektrik talebinin %5'i	Senaryolara göre biyoyakıtlar ve elektroyakıtlar kullanılmış. Elektroyakıtlar CO ₂ hidrojenleştirme si ile üretiliyor.	CO ₂ hidrojenleştirme
Bu çalışma	Toplam ısı talebinin %50'si-%60'ı 3. grup, %40'ı 2. grup	Bölgesel ısıtmadan sonra fosil yakıt kullanan kazanlar	Otomobiller in %80'i, V2G	Geleneksel elektrik talebinin %10'u	CO ₂ hidrojenleştirme ve biyokütle hidrojenleştirme birlikte kullanıldı	CO ₂ hidrojenleştirme ve biyokütle hidrojenleştirme birlikte kullanıldı

EK 3 – Optimizasyon Çalışmaları

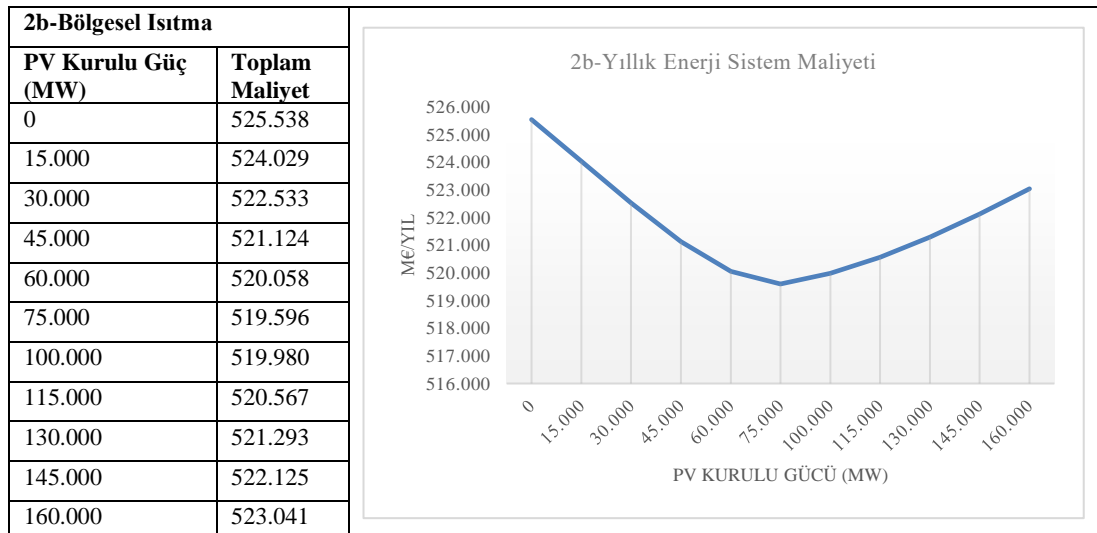
Çizelge 42 1b Alt Senaryo Seçeneği Optimizasyon Çalışması

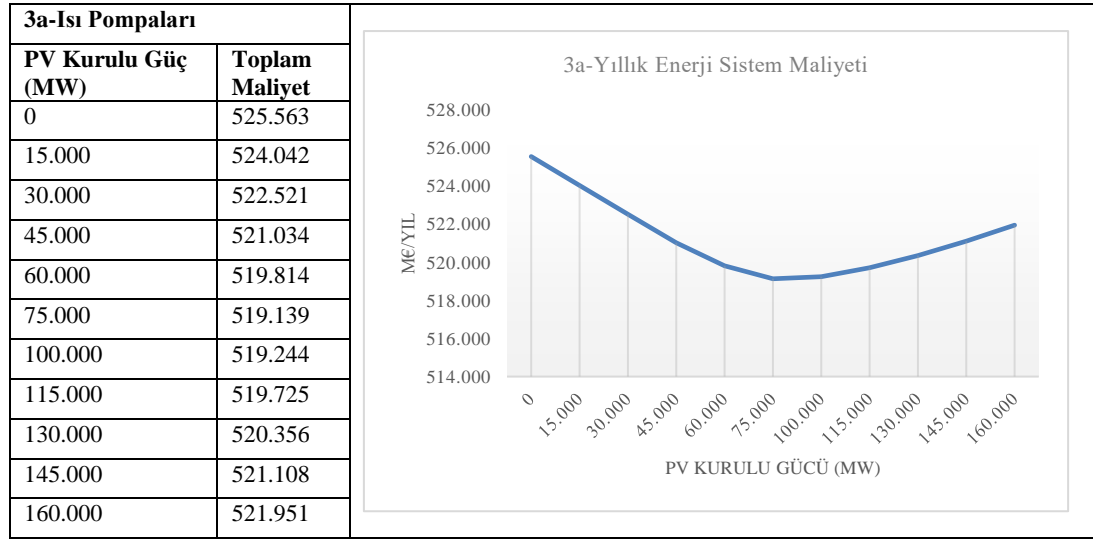
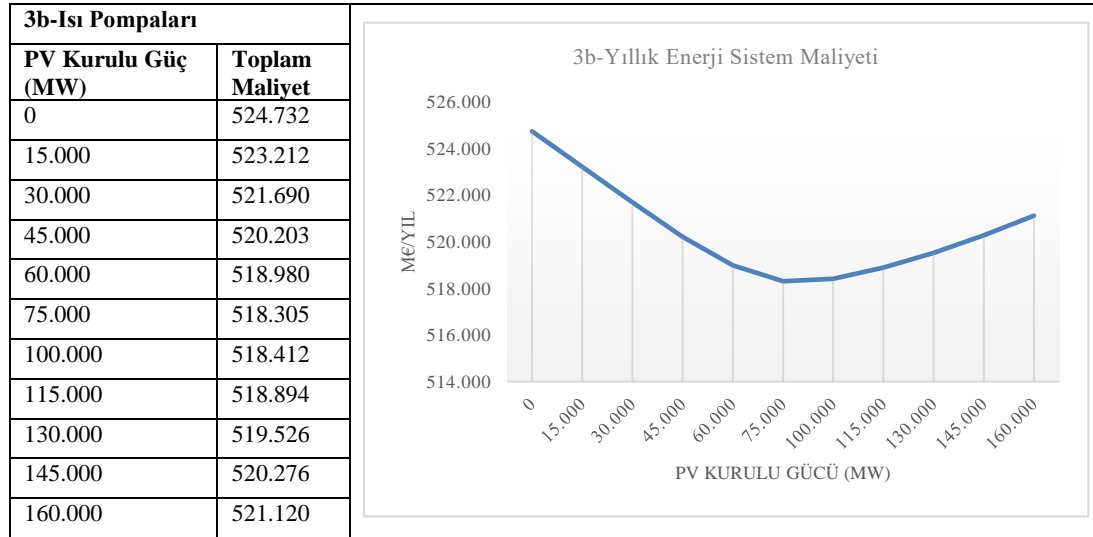
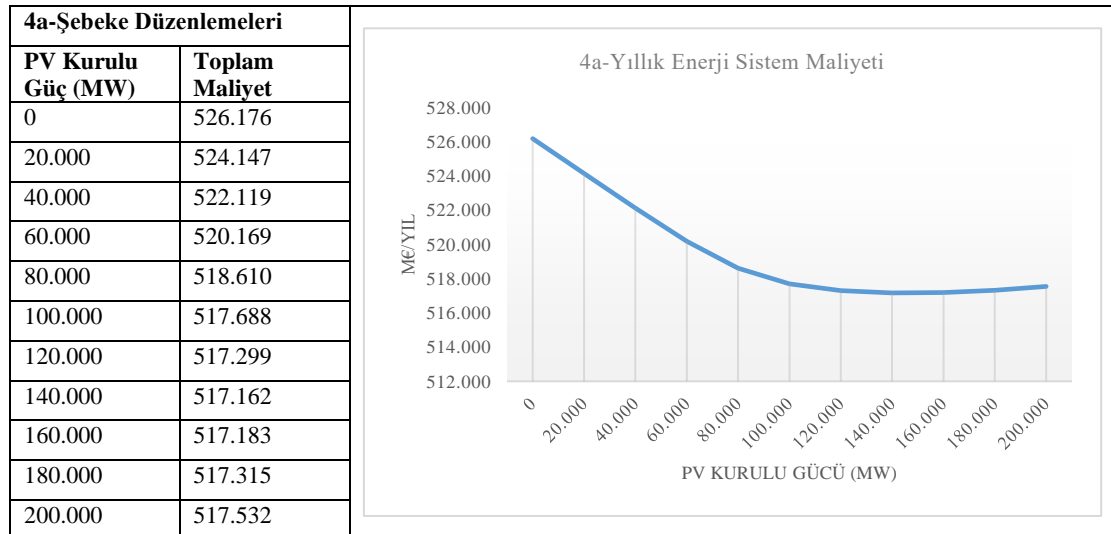


Çizelge 43 2a Alt Senaryo Seçeneği Optimizasyon Çalışması

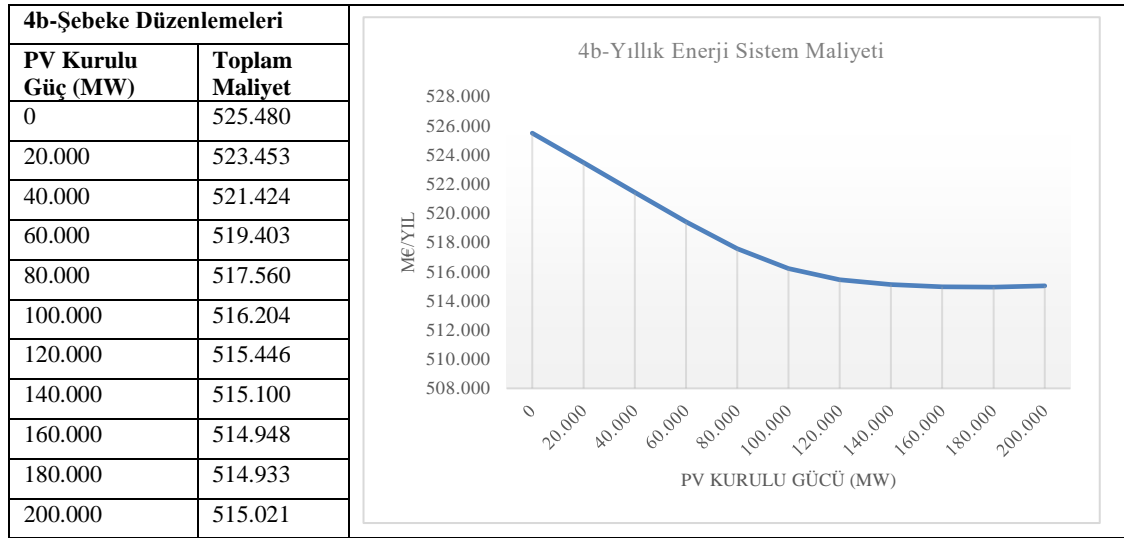


Çizelge 44 2b Alt Senaryo Seçeneği Optimizasyon Çalışması

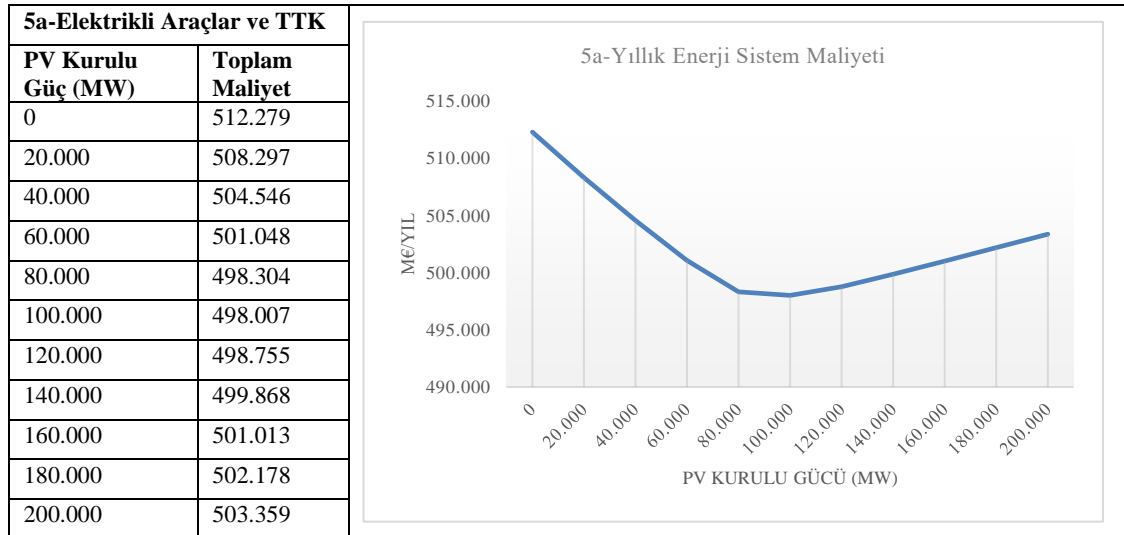


Çizelge 45 3a Alt Senaryo Seçeneği Optimizasyon Çalışması**Çizelge 46** 3b Alt Senaryo Seçeneği Optimizasyon Çalışması**Çizelge 47** 4a Alt Senaryo Seçeneği Optimizasyon Çalışması

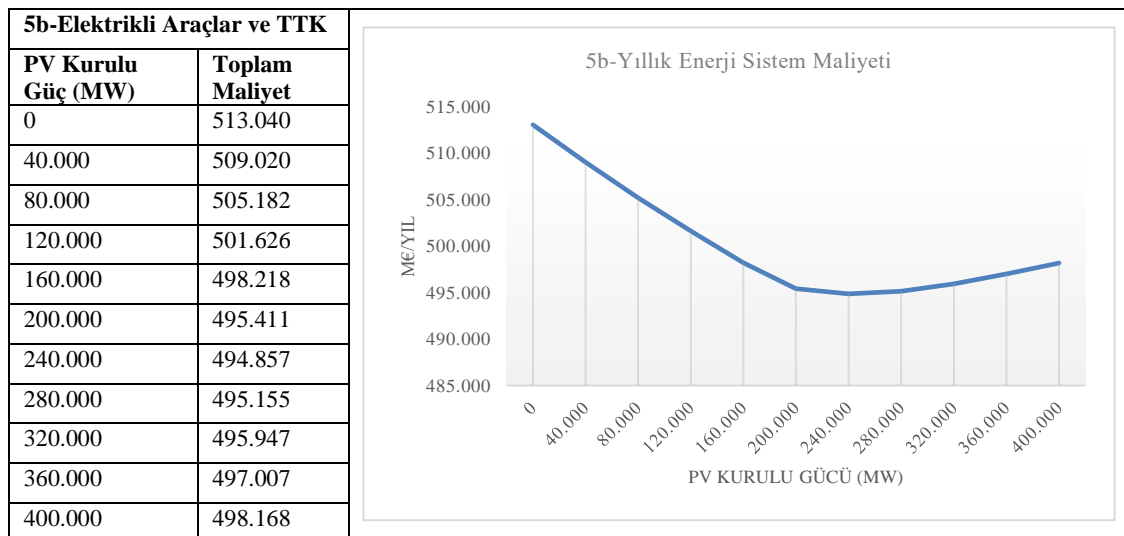
Çizelge 48 4b Alt Senaryo Seçeneği Optimizasyon Çalışması



Çizelge 49 5a Alt Senaryo Seçeneği Optimizasyon Çalışması



Çizelge 50 5b Alt Senaryo Seçeneği Optimizasyon Çalışması



EK 4 – EnergyPLAN Senaryo Sonuçları

Çizelge 51 2050 Yılı Senaryoları Enerji Sistem Maliyetleri

M€	Referans		Bölgesel Isıtma		Isı Pompaları		Şebeke Düzenlemeleri		Elektrikli Araçlar ve TTK		Ulaşım Yakıtları		Kömürü ve Petrolü Kaldır		Sentetik Gaz	
	1a	1b	2a	2b	3a	3b	4a	4b	5a	5b	6a	6b	7a	7b	8a	8b
Otobüs ve Kamyonlar	235.659	235.659	235.659	235.659	235.659	235.659	235.659	235.659	235.659	235.659	234.206	234.206	234.206	234.206	234.206	234.206
Otomobiller	135.792	135.792	135.792	135.792	135.792	135.792	135.792	135.792	141.111	141.111	142.081	142.081	142.081	142.081	142.081	142.081
Merkezi Isıtma Birimleri	0	0	570	551	2037	2037	2037	2037	2037	2037	2037	2037	2037	2037	2037	2037
Kişisel Isıtma Birimleri	6910	6910	6507	6507	8694	8694	8694	8694	8694	8694	8694	8694	8694	8694	8694	8694
Kojenerasyon ve PP	7518	8456	8749	9402	8749	9526	8749	9526	9123	9705	12.963	13.930	11.785	12.627	12.038	12.038
Nükleer Santral	6221	0	6221	0	6221	0	6221	0	6221	0	6221	0	6221	0	6221	0
Yenilenebilir Santraller	10.667	11.366	11.366	11.366	11.366	11.366	12.777	13.091	15.671	20.061	24.607	25.077	24.607	25.077	45.547	47.836
Elektroyakıt Üretimi	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	5923	5923	8166	8166	50682	51846
Yakıt	92.587	93.317	90.290	91.950	85.170	86.996	82.653	83.478	64.142	58.095	55.098	56.073	61.185	62.764	26.548	23.966
CO ₂	24.775	26.994	21.623	24.269	21.290	24.108	19.944	22.087	14.937	12.488	12.697	14.342	8108	9072	2	1
Enerji Depolama	777	777	835	835	848	848	848	848	848	848	848	848	848	848	3395	3395
Elektrik Şebekesi	2852	3151	3156	3106	3156	3122	3768	3869	4177	6003	8612	8820	8612	8820	17.551	18.398
Toplam	523.758	522.422	520.768	519.437	518.982	518.148	517.142	515.081	502.620	494.701	513.987	512.031	516.550	514.392	549.002	544.498
Taşıtlar/Toplam	71%	71%	71%	72%	72%	72%	72%	72%	75%	76%	73%	73%	73%	73%	69%	69%
Taşıtlar Harici Toplam	152.307	150.971	149.317	147.986	147.531	146.697	145.691	143.630	125.850	117.931	137.700	135.744	140.263	138.105	172.715	168.211
Yenilenebilir/Toplam	2,04%	2,18%	2,18%	2,19%	2,19%	2,19%	2,47%	2,54%	3,12%	4,06%	4,79%	4,90%	4,76%	4,88%	8,30%	8,79%
Yenilenebilir/ TH Toplam	7,00%	7,53%	7,61%	7,68%	7,70%	7,75%	8,77%	9,11%	12,45%	17,01%	17,87%	18,47%	17,54%	18,16%	26,37%	28,44%
Nükleer/Toplam	1,19%	0,00%	1,19%	0,00%	1,20%	0,00%	1,20%	0,00%	1,24%	0,00%	1,21%	0,00%	1,20%	0,00%	1,13%	0,00%
Nükleer/ TH Toplam	4,08%	0,00%	4,17%	0,00%	4,22%	0,00%	4,27%	0,00%	4,94%	0,00%	4,52%	0,00%	4,44%	0,00%	3,60%	0,00%
Yakıt/TH Toplam	60,79%	61,81%	60,47%	62,13%	57,73%	59,30%	56,73%	58,12%	50,97%	49,26%	40,01%	41,31%	43,62%	45,45%	15,37%	14,25%
Elektroyakıt/Toplam	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	1,15%	1,16%	1,58%	1,59%	9,23%	9,52%
Elektroyakıt/TH Toplam	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	4,30%	4,36%	5,82%	5,91%	29,34%	30,82%

Çizelge 52 EnergyPLAN 2050 Yılı Enerji Sistem Maliyetleri

M€	Referans		Bölgesel Isıtma		Isı Pompaları		Şebeke Düzenlemeleri		Elektrikli Araçlar ve TTK		Ulaşım Yakıtları		Kömürü ve Petrolü Kaldır		Sentetik Gaz	
	1a	1b	2a	2b	3a	3b	4a	4b	5a	5b	6a	6b	7a	7b	8a	8b
Yatırım	284.414	280.643	286.963	282.070	289.929	285.175	291.581	287.194	316.718	316.890	335.759	331.722	336.442	332.319	393.311	391.372
CO ₂	24.775	26.994	21.623	24.269	21.290	24.108	19.944	22.087	14.937	12.488	12.697	14.342	8108	9072	2	1
Yakıt	92.587	93.317	90.290	91.950	85.170	86.996	82.653	83.478	64.142	58.095	55.098	56.073	61.185	62.764	26.545	23.965
İşletme&Bakım	122.140	121.626	122.049	121.307	122.750	122.026	123.121	122.480	106.980	107.384	111.534	110.992	111.916	111.338	129.193	129.209
Toplam	523.916	522.580	520.925	519.596	519.139	518.305	517.299	515.239	502.777	494.857	515.088	513.129	517.651	515.493	549.051	544.547
Yatırım/Toplam	54,29%	53,70%	55,09%	54,29%	55,85%	55,02%	56,37%	55,74%	62,99%	64,04%	65,18%	64,65%	64,99%	64,47%	71,63%	71,87%
Yakıt/Toplam	17,67%	17,86%	17,33%	17,70%	16,41%	16,78%	15,98%	16,20%	12,76%	11,74%	10,70%	10,93%	11,82%	12,18%	4,83%	4,40%
CO ₂ /Toplam	4,73%	5,17%	4,15%	4,67%	4,10%	4,65%	3,86%	4,29%	2,97%	2,52%	2,47%	2,80%	1,57%	1,76%	0,00%	0,00%

Çizelge 53 2050 Senaryolarında Elektrik Tüketimi

TWh	Referans		Bölgesel Isıtma		Isı Pompaları		Şebeke Düzenlemeleri		Elektrikli Araçlar ve TTK		Ulaşım Yakıtları		Kömürü ve Petrolü Kaldır		Sentetik Gaz	
	1a	1b	2a	2b	3a	3b	4a	4b	5a	5b	6a	6b	7a	7b	8a	8b
Geleneksel Elektrik Talebi	611,94	611,94	611,94	611,94	611,94	611,94	611,94	611,94	550,75	550,75	552,21	552,21	553,34	553,34	553,34	553,34
Elektrikli Isıtma	35,40	35,40	35,40	35,40	35,55	35,51	35,95	35,84	35,40	35,92	35,91	35,89	35,89	35,88	36,08	36,06
Elektrikli Soğutma	29,00	29,00	29,00	29,00	29,00	29,00	29,00	29,00	29,00	29,00	29,00	29,00	29,00	29,00	29,00	29,00
Isı Pompaları	0,00	0,00	0,00	0,00	48,14	46,98	50,66	49,54	55,72	54,83	49,74	49,53	49,48	49,28	49,97	49,80
EA&Esnek Yükler	17,40	17,40	17,40	17,40	17,40	17,40	17,40	17,40	154,69	252,28	344,05	342,37	344,18	342,49	227,58	261,60
PHES Pompası	0,42	1,48	1,41	1,49	1,25	1,26	2,10	1,98	0,00	0,06	1,07	1,34	1,08	1,35	0,10	0,16
Batarya Şarj	1,96	5,86	5,67	6,00	5,07	5,15	7,69	7,32	0,00	0,20	3,80	4,80	3,84	4,84	0,33	0,55
Elektrolizör	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	407,12	407,12	407,12	407,12	1244,11	1276,39
CO ₂ Geri Dönüşümü	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	14,09	14,09	14,09	14,09	37,38	38,49
Toplam	696,12	701,08	700,82	701,23	748,35	747,24	754,74	753,02	825,56	923,04	1436,99	1436,35	1438,02	1437,39	2177,89	2245,39
Geleneksel/Toplam	87,91%	87,29%	87,32%	87,27%	81,77%	81,89%	81,08%	81,26%	66,71%	59,67%	38,43%	38,45%	38,48%	38,50%	25,41%	24,64%
Isı Pompaları/Toplam	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	6,43%	6,29%	6,71%	6,58%	6,75%	5,94%	3,46%	3,45%	3,44%	3,43%	2,29%	2,22%

TWh	Referans		Bölgesel Isıtma		Isı Pompaları		Şebeke Düzenlemeleri		Elektrikli Araçlar ve TTK		Ulaşım Yakıtları		Kömürü ve Petrolü Kaldır		Sentetik Gaz	
	1a	1b	2a	2b	3a	3b	4a	4b	5a	5b	6a	6b	7a	7b	8a	8b
EA&Esnek Yükler/Toplam %	2,50%	2,48%	2,48%	2,48%	2,33%	2,33%	2,31%	2,31%	18,74%	27,33%	23,94%	23,84%	23,93%	23,83%	10,45%	11,65%
Elektrolizör+CO ₂ GD/Toplam %	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	29,31%	29,33%	29,29%	29,30%	58,84%	58,56%

Çizelge 54 2050 Senaryolarında Elektrik Üretimi

TWh	Referans		Bölgesel Isıtma		Isı Pompaları		Şebeke Düzenlemeleri		Elektrikli Araç ve TTK		Ulaşım Yakıtları		Kömür ve Petrolü Kaldır		Sentetik Gaz	
	1a	1b	2a	2b	3a	3b	4a	4b	5a	5b	6a	6b	7a	7b	8a	8b
Güç Santralleri (PP)	301,84	367,79	161,95	237,17	197,67	279,03	163,1	224,36	88,33	14	163,36	224,84	166,85	228,36	10,55	23,03
Kojenerasyon	0	0	120,85	130,96	128,72	132,22	119,85	123,59	97,71	101,7	98,74	99,7	96	96,92	85,09	85,61
Nükleer	86	0	86	0	86	0	86	0	86	0	86	0	86	0	86	0
Güneş	83,23	118,45	118,45	118,45	118,45	118,45	189,52	205,31	157,93	379,03	608,03	631,72	608,03	631,72	1623,52	1738,8
Rüzgar	110,72	110,72	110,72	110,72	110,72	110,72	110,72	110,72	253,8	253,8	253,8	253,8	253,8	253,8	285,53	285,53
Hidroelektrik	86,73	86,73	86,73	86,73	86,73	86,73	86,73	86,73	86,73	86,73	86,73	86,73	86,73	86,73	86,73	86,73
Jeotermal	27,76	27,76	27,76	27,76	27,76	27,76	27,76	27,76	27,76	27,76	27,76	27,76	27,76	27,76	27,76	27,76
PHES Türbin	0,31	1,12	1,06	1,13	0,95	0,95	1,59	1,5	0	0,04	0,81	1,02	0,82	1,02	0,07	0,12
Batarya Deşarj	1,77	5,29	5,12	5,42	4,57	4,65	6,94	6,61	0	0,18	3,43	4,33	3,47	4,37	0,3	0,5
V2G Deşarj	0	0	0	0	0	0	0	0	27,3	106,34	180,68	179,32	180,78	179,42	86,34	113,9
Fazla Elektrik	-2,24	-16,77	-17,82	-17,09	-13,21	-13,27	-37,46	-33,56	0	-46,55	-72,34	-72,86	-72,21	-72,71	-114	-116,57
Toplam	698,36	717,86	718,64	718,34	761,57	760,51	792,21	786,58	825,56	969,58	1509,34	1509,2	1510,2	1510,1	2291,89	2361,98
CEEP	0,32%	2,34%	2,48%	2,38%	1,73%	1,74%	4,73%	4,27%	0,00%	4,80%	4,79%	4,83%	4,78%	4,81%	4,97%	4,94%
V2G Deşarj/Toplam	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	3,31%	10,97%	11,97%	11,88%	11,97%	11,88%	3,77%	4,82%
Güneş/Toplam	11,92%	16,50%	16,48%	16,49%	15,55%	15,58%	23,92%	26,10%	19,13%	39,09%	40,28%	41,86%	40,26%	41,83%	70,84%	73,62%
Nükleer/Toplam	12,31%	0,00%	11,97%	0,00%	11,29%	0,00%	10,86%	0,00%	10,42%	0,00%	5,70%	0,00%	5,69%	0,00%	3,75%	0,00%
PP/Toplam	43,22%	51,23%	22,54%	33,02%	25,96%	36,69%	20,59%	28,52%	10,70%	1,44%	10,82%	14,90%	11,05%	15,12%	0,46%	0,98%
Kojenerasyon/Toplam	0,00%	0,00%	16,82%	18,23%	16,90%	17,39%	15,13%	15,71%	11,84%	10,49%	6,54%	6,61%	6,36%	6,42%	3,71%	3,62%
Geleneksel/Toplam	71,93%	67,18%	67,25%	67,19%	69,18%	69,13%	61,02%	58,79%	46,82%	23,74%	30,65%	29,09%	30,68%	29,12%	12,92%	9,45%

Çizelge 55 2050 Senaryolarında Birincil Enerji Kullanımı

TWh	Referans		Bölgesel Isıtma		Isı Pompaları		Şebeke Düzenlemeleri		Elektrikli Araçlar ve TTK		Ulaşım Yakıtları		Kömürü ve Petrolü Kaldır		Sentetik Gaz	
	1a	1b	2a	2b	3a	3b	4a	4b	5a	5b	6a	6b	7a	7b	8a	8b
Kömür	596,73	697,89	380,3	496,46	405,74	531,16	352,25	446,68	236,56	121,51	316,73	374,05	0	0	0	0
Petrol	573,6	573,6	564,3	564,3	564,3	564,3	564,3	564,3	398,4	398,4	92,7	92,7	0	0	0	0
Doğal Gaz	739,19	785,47	820,98	884,49	738,46	802,98	695,8	746,52	603,01	558,29	628,61	695,86	856,04	957,84	0,22	0,09
Nükleer	232,43	0	232,43	0	232,43	0	232,43	0	232,43	0	232,43	0	232,43	0	232,43	0
Biyokütle	199,5	206,47	184,58	192,58	173,23	181,87	169,54	176,05	161,56	153,63	313,09	317,04	411,14	411,14	411,14	411,14
Güneş Elektrik	83,23	118,45	118,45	118,45	118,45	118,45	189,52	205,31	157,93	379,03	608,03	631,72	608,03	631,72	1623,52	1738,8
Güneş Isı	14,4	14,4	14,4	14,4	14,4	14,4	14,4	14,4	14,4	14,4	14,4	14,4	14,4	14,4	14,4	14,4
Rüzgâr	110,72	110,72	110,72	110,72	110,72	110,72	110,72	110,72	253,8	253,8	253,8	253,8	253,8	253,8	285,53	285,53
Hidroelektrik	86,73	86,73	86,73	86,73	86,73	86,73	86,73	86,73	86,73	86,73	86,73	86,73	86,73	86,73	86,73	86,73
Jeotermal	277,56	277,56	277,56	277,56	277,56	277,56	277,56	277,56	277,56	277,56	277,56	277,56	277,56	277,56	277,56	277,56
Toplam	2914,09	2871,3	2790,45	2745,69	2722,02	2688,2	2693,25	2628,27	2422,38	2243,35	2824,08	2743,86	2740,13	2633,19	2931,53	2814,25
Fosil/Toplam	65,53%	71,64%	63,27%	70,85%	62,77%	70,62%	59,87%	66,87%	51,11%	48,06%	36,76%	42,37%	31,24%	36,38%	0,01%	0,00%
Güneş Elektrik/Toplam	2,86%	4,13%	4,24%	4,31%	4,35%	4,41%	7,04%	7,81%	6,52%	16,90%	21,53%	23,02%	22,19%	23,99%	55,38%	61,79%
Nükleer Yakıt/Toplam	7,98%	0,00%	8,33%	0,00%	8,54%	0,00%	8,63%	0,00%	9,60%	0,00%	8,23%	0,00%	8,48%	0,00%	7,93%	0,00%
Doğal Gaz/Fosil	38,71%	38,19%	46,50%	45,47%	43,22%	42,30%	43,15%	42,48%	48,71%	51,78%	60,56%	59,85%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%
Kömür/Fosil	31,25%	33,93%	21,54%	25,52%	23,75%	27,98%	21,85%	25,42%	19,11%	11,27%	30,51%	32,17%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
Petrol/Fosil	30,04%	27,89%	31,96%	29,01%	33,03%	29,72%	35,00%	32,11%	32,18%	36,95%	8,93%	7,97%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
Biyokütle/Toplam	6,85%	7,19%	6,61%	7,01%	6,36%	6,77%	6,29%	6,70%	6,67%	6,85%	11,09%	11,55%	15,00%	15,61%	14,02%	14,61%

Çizelge 56 2050 Senaryolarında Yenilenebilir Enerji Kullanım Oranı

	Referans		Bölgesel Isıtma		Isı Pompaları		Şebeke Düzenlemeleri		Elektrikli Araçlar ve TTK		Ulaşım Yakıtları		Kömür ve Petrolü Kaldır		Sentetik Gaz	
	1a	1b	2a	2b	3a	3b	4a	4b	5a	5b	6a	6b	7a	7b	8a	8b
Birincil Kaynak Kullanımında	27%	28%	28%	29%	29%	29%	32%	33%	39%	52%	55%	58%	60%	64%	92%	100%
Elektrik (Güneş + Rüzgâr)	28%	32%	32%	32%	30%	30%	38%	40%	50%	65%	57%	59%	57%	59%	83%	86%

	Referans		Bölgesel Isıtma		Isı Pompaları		Şebeke Düzenlemeleri		Elektrikli Araçlar ve TTK		Ulaşım Yakıtları		Kömür ve Petrolü Kaldır		Sentetik Gaz	
	1a	1b	2a	2b	3a	3b	4a	4b	5a	5b	6a	6b	7a	7b	8a	8b
Elektrik (Tüm Yenilenebilir)	51%	57%	55%	56%	55%	56%	65%	69%	77%	106%	86%	88%	85%	87%	102%	106%

Çizelge 57 2050 Senaryolarında Biyokütle Tüketimi

	Referans		Bölgesel Isıtma		Isı Pompaları		Şebeke Düzenlemeleri		Elektrikli Araçlar ve TTK		Ulaşım Yakıtları		Kömürü ve Petrolü Kaldır		Sentetik Gaz	
	1a	1b	2a	2b	3a	3b	4a	4b	5a	5b	6a	6b	7a	7b	8a	8b
TWh																
Biyokütle Tüketimi	199,5	206,47	184,58	192,58	173,23	181,87	169,54	176,05	161,56	153,63	313,09	317,04	411,14	411,14	411,14	411,14

Çizelge 58 2050 Senaryolarında CO₂ Salımları

	Referans		Bölgesel Isıtma		Isı Pompaları		Şebeke Düzenlemeleri		Elektrikli Araçlar ve TTK		Ulaşım Yakıtları		Kömürü ve Petrolü Kaldır		Sentetik Gaz	
	1a	1b	2a	2b	3a	3b	4a	4b	5a	5b	6a	6b	7a	7b	8a	8b
Toplam Salımlar	523,79	570,69	457,16	513,09	450,10	509,68	421,66	466,95	315,79	264,03	268,43	303,22	171,41	191,79	0,04	0,017
Kişi Başına Salımlar	5,39	5,87	4,71	5,28	4,63	5,25	4,34	4,81	3,25	2,72	2,76	3,12	1,76	1,97	0,00	0,00

Çizelge 59 2050 Senaryolarında Isı Üretimi

	Referans		Bölgesel Isıtma		Isı Pompaları		Şebeke Düzenlemeleri		Elektrikli Araçlar ve TTK		Ulaşım Yakıtları		Kömürü ve Petrolü Kaldır		Sentetik Gaz	
	1a	1b	2a	2b	3a	3b	4a	4b	5a	5b	6a	6b	7a	7b	8a	8b
Kojenerasyon	0	0	151,07	163,7	160,89	165,27	149,81	154,49	122,14	127,12	123,43	124,62	120	121,14	106,36	107,01
BI Kazanları	0	0	39,69	27,05	13,12	12,26	16,25	15,04	29,21	26,36	17,77	17,25	17,32	16,85	18,44	18,43
BI Elektrikli Kazanlar	0	0	0	0	0,11	0,11	0,55	0,44	0	0,52	0,51	0,49	0,49	0,48	0,68	0,66
Büyük Isı Pompaları	0	0	0	0	16,59	13,11	24,14	20,78	39,33	36,65	21,4	20,76	20,62	19,99	22,08	21,58
Jeotermal + Atık Isı	37,22	37,22	37,22	37,22	37,22	37,22	37,22	37,22	37,22	37,22	77,14	77,14	88,44	88,44	117,05	117,05
Kişisel Kazanlar	317,64	317,64	150,67	150,67	22,84	22,84	22,84	22,84	22,84	22,84	22,84	22,84	22,84	22,84	22,84	22,84
Elektrikli Isıtma	35,4	35,4	35,4	35,4	35,4	35,4	35,4	35,4	35,4	35,4	35,4	35,4	35,4	35,4	35,4	35,4

	Referans		Bölgesel Isıtma		Isı Pompaları		Şebeke Düzenlemeleri		Elektrikli Araçlar ve TTK		Ulaşım Yakıtları		Kömürü ve Petrolü Kaldır		Sentetik Gaz	
	1a	1b	2a	2b	3a	3b	4a	4b	5a	5b	6a	6b	7a	7b	8a	8b
Isı Pompaları	0	0	0	0	127,83	127,83	127,83	127,83	127,83	127,83	127,83	127,83	127,83	127,83	127,83	127,83
Güneş Isı	14,4	14,4	14,4	14,4	14,4	14,4	14,4	14,4	14,4	14,4	14,4	14,4	14,4	14,4	14,4	14,4
Fazla Isı	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,01	-12,25	-12,28	-18,87	-18,91	-36,69	-36,76
Toplam	404,66	404,66	428,45	428,44	428,4	428,44	428,44	428,44	428,37	428,34	440,72	440,73	447,34	447,37	465,08	465,2
Kişisel Isıtma Toplam	367,44	367,44	200,47	200,47	200,47	200,47	200,47	200,47	200,47	200,47	200,47	200,47	200,47	200,47	200,47	200,47
Bölgesel Isıtma Toplam	37,22	37,22	227,98	227,97	227,93	227,97	227,97	227,97	227,9	227,87	240,25	240,26	246,87	246,9	264,61	264,73
Fazla Isı	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	2,78%	2,79%	4,22%	4,23%	7,89%	7,90%
Bölgesel Isıtma	9,20%	9,20%	53,21%	53,21%	53,20%	53,21%	53,21%	53,21%	53,20%	53,20%	54,51%	54,51%	55,19%	55,19%	56,90%	56,91%
Kişisel Isıtma	90,80%	90,80%	46,79%	46,79%	46,80%	46,79%	46,79%	46,79%	46,80%	46,80%	45,49%	45,49%	44,81%	44,81%	43,10%	43,09%
Jeotermal+Atık/Bölgesel Isıtma	100,00%	100,00%	16,33%	16,33%	16,33%	16,33%	16,33%	16,33%	16,33%	16,33%	32,11%	32,11%	35,82%	35,82%	44,23%	44,21%
Kojenerasyon/BI	0,00%	0,00%	66,26%	71,81%	70,59%	72,50%	65,71%	67,77%	53,59%	55,79%	51,38%	51,87%	48,61%	49,06%	40,20%	40,42%
Kazan/BI	0,00%	0,00%	17,41%	11,87%	5,76%	5,38%	7,13%	6,60%	12,82%	11,57%	7,40%	7,18%	7,02%	6,82%	6,97%	6,96%
Büyük Isı Pompaları/BI	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	7,28%	5,75%	10,59%	9,12%	17,26%	16,08%	8,91%	8,64%	8,35%	8,10%	8,34%	8,15%
Elektrikli Kazan/BI	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,05%	0,05%	0,24%	0,19%	0,00%	0,23%	0,21%	0,20%	0,20%	0,19%	0,26%	0,25%
Isı Pompaları+Büyük IP/Toplam	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	33,71%	32,90%	35,47%	34,69%	39,02%	38,40%	33,86%	33,71%	33,19%	33,04%	32,23%	32,12%
Isı pompaları/Kişisel	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	63,77%	63,77%	63,77%	63,77%	63,77%	63,77%	63,77%	63,77%	63,77%	63,77%	63,77%	63,77%

Çizelge 60 2050 Senaryolarında Elektrik Santralleri Kurulu Güçleri

	Referans		Bölgesel Isıtma		Isı Pompaları		Şebeke Düzenlemeleri		Elektrikli Araçlar ve TTK		Ulaşım Yakıtları		Kömürü ve Petrolü Kaldır		Sentetik Gaz	
	1a	1b	2a	2b	3a	3b	4a	4b	5a	5b	6a	6b	7a	7b	8a	8b
PP1	70.000	70.000	70.000	70.000	70.000	70.000	70.000	70.000	70.000	70.000	70.000	70.000	70.000	70.000	70.000	70.000
PP2	0	10.500	0	7180	0	8300	0	8300	5000	10.000	46.000	57.000	47.000	57.000	50.000	50.000
Kojenerasyon	0	0	50.000	50.000	50.000	50.000	50.000	50.000	50.000	50.000	50.000	50.000	50.000	50.000	50.000	50.000
Nükleer	10.800	0	10.800	0	10.800	0	10.800	0	10.800	0	10.800	0	10.800	0	10.800	0
Jeotermal	4200	4200	4200	4200	4200	4200	4200	4200	4200	4200	4200	4200	4200	4200	4200	4200

	Referans		Bölgesel Isıtma		Isı Pompaları		Şebeke Düzenlemeleri		Elektrikli Araçlar ve TTK		Ulaşım Yakıtları		Kömürü ve Petrolü Kaldır		Sentetik Gaz	
	1a	1b	2a	2b	3a	3b	4a	4b	5a	5b	6a	6b	7a	7b	8a	8b
Hidro (Barajlı)	26.000	26.000	26.000	26.000	26.000	26.000	26.000	26.000	26.000	26.000	26.000	26.000	26.000	26.000	26.000	26.000
Güneş	52.700	75.000	75.000	75.000	75.000	75.000	120.000	130.000	100.000	240.000	385.000	400.000	385.000	400.000	1.028.000	1.101.000
Rüzgâr	34.900	34.900	34.900	34.900	34.900	34.900	34.900	34.900	80.000	80.000	80.000	80.000	80.000	80.000	90.000	90.000
Hidro (Akarsu)	11.000	11.000	11.000	11.000	11.000	11.000	11.000	11.000	11.000	11.000	11.000	11.000	11.000	11.000	11.000	11.000
Toplam	209.600	231.600	281.900	278.280	281.900	279.400	326.900	334.400	357.000	491.200	683.000	698.200	684.000	698.200	1.340.000	1.402.200
Güneş + Rüzgâr Oranı	41,79%	47,45%	38,99%	39,49%	38,99%	39,33%	47,38%	49,31%	50,42%	65,15%	68,08%	68,75%	67,98%	68,75%	83,43%	84,94%
Toplam Yenilenebilir Oranı	61,45%	65,24%	53,60%	54,30%	53,60%	54,08%	59,99%	61,63%	61,96%	73,53%	74,11%	74,65%	74,01%	74,65%	86,51%	87,88%
Nükleer/Toplam	5,15%	0,00%	3,83%	0,00%	3,83%	0,00%	3,30%	0,00%	3,03%	0,00%	1,58%	0,00%	1,58%	0,00%	0,81%	0,00%

Çizelge 61 2050 Senaryolarında Tam Yükte Çalışma Saatleri

	Referans		Bölgesel Isıtma		Isı Pompaları		Şebeke Düzenlemeleri		Elektrikli Araçlar ve TTK		Ulaşım Yakıtları		Kömürü ve Petrolü Kaldır		Sentetik Gaz	
	1a	1b	2a	2b	3a	3b	4a	4b	5a	5b	6a	6b	7a	7b	8a	8b
Elektrolizör	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	8784	8784	8784	8784	2371	2316
BI Kazanlar	0	0	418	285	138	129	171	158	307	277	187	182	182	177	194	194
BI Elektrikli Kazanlar	0	0	0	0	30	22	110	88	0	104	102	98	98	96	136	132
Büyük Isı Pompaları	0	0	0	0	1106	874	1610	1386	2622	2444	1426	1384	1374	1334	1472	1438
Kojenerasyon	0	0	2417	2619	2574	2644	2397	2472	1954	2034	1975	1994	1920	1938	1702	1712
PP1+PP2	4312	4569	2314	3073	2824	3564	2330	2865	1178	175	1408	1770	1426	1798	88	192

Çizelge 62 2050 Senaryolarında Enerji Depolama Kapasiteleri ve Yıllık Enerji Sistem Maliyetleri

	Referans		Bölgesel Isıtma		Isı Pompaları		Şebeke Düzenlemeleri		Elektrikli Araçlar ve TTK		Ulaşım Yakıtları		Kömürü ve Petrolü Kaldır		Sentetik Gaz	
	1a	1b	2a	2b	3a	3b	4a	4b	5a	5b	6a	6b	7a	7b	8a	8b
Elektrik Depolama (GWh)	42	42	42	42	42	42	42	42	42	42	42	42	42	42	42	42
Elektrik Depolama (M€)	296	296	296	296	296	296	296	296	296	296	296	296	296	296	296	296
Isı Depolama (GWh)	0	0	250	250	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300
Isı Depolama (M€)	0	0	58	58	71	71	71	71	71	71	71	71	71	71	71	71
Hidrojen (GWh)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1000	1000
Hidrojen (M€)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1797	1797
Doğal Gaz (GWh)	97.694	97.694	97.694	97.694	97.694	97.694	97.694	97.694	97.694	97.694	97.694	97.694	97.694	97.694	250.000	250.000
Doğal Gaz (M€)	481	481	481	481	481	481	481	481	481	481	481	481	481	481	1231	1231
Toplam Maliyet (M€)	777	777	835	835	848	848	848	848	848	848	848	848	848	848	3395	3395
Toplam Kapasite (GWh)	97.736	97.736	97.986	97.986	98.036	98.036	98.036	98.036	98.036	98.036	98.036	98.036	98.036	98.036	251.342	251.342

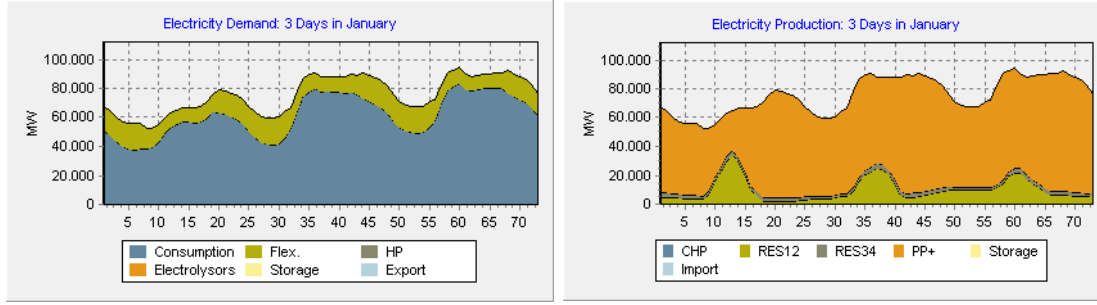
EK 5 – EnergyPLAN Enerji Şebekelerinde Üretim ve Tüketim Grafik Örnekleri

2050 yılına ait senaryolar ve alt seçenekleri için, enerji üretim ve tüketimlerdeki mevsimsel değişiklikleri yansıtabilmek amacıyla; Ocak, Nisan, Temmuz ve Ekim aylarının ilk üç günü seçilerek grafik haline getirilmiştir. Şekiller doğrudan EnergyPLAN’ın oluşturduğu grafikleri göstermektedir.

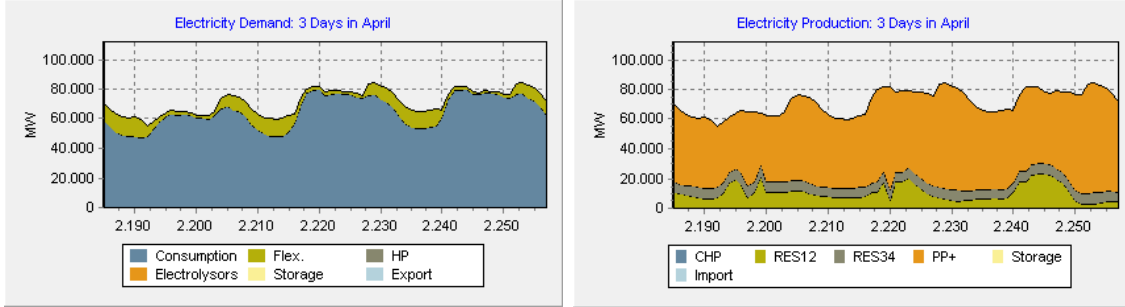
1a) Referans

1a-1) Elektrik Şebekesi

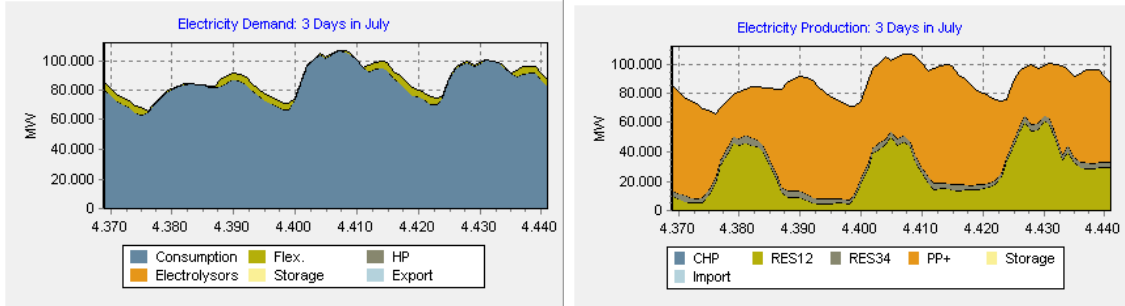
Ocak



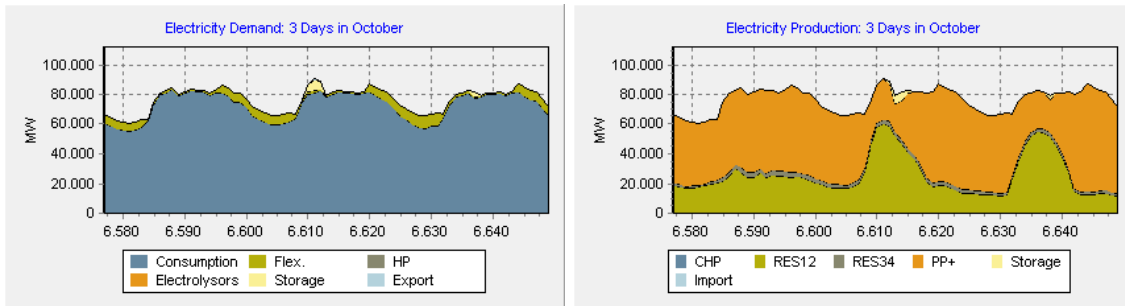
Nisan



Temmuz

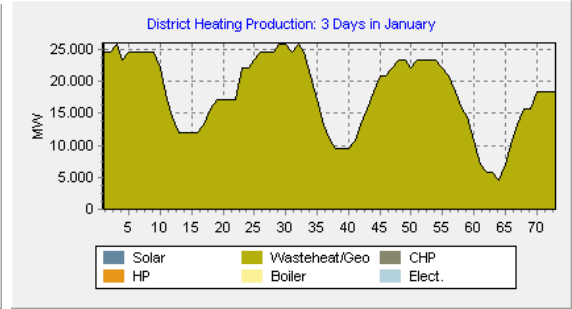
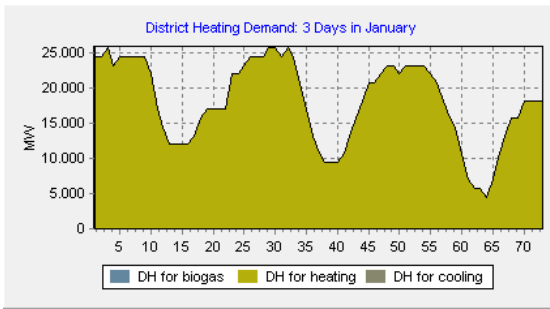


Ekim

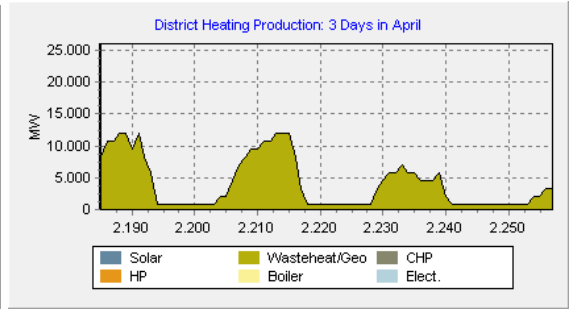
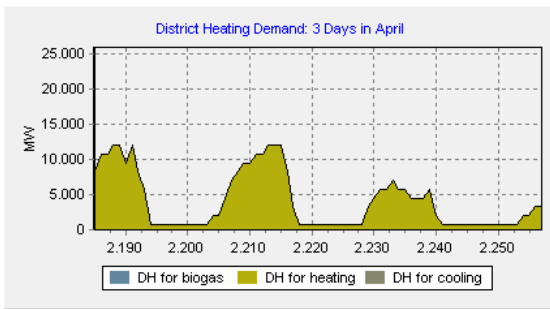


1a-2) Isı Şebekesi

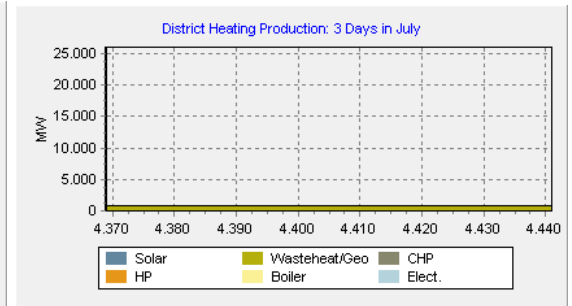
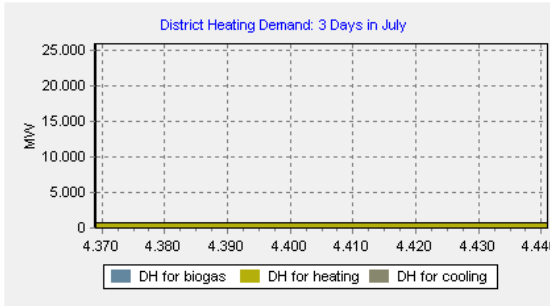
Ocak



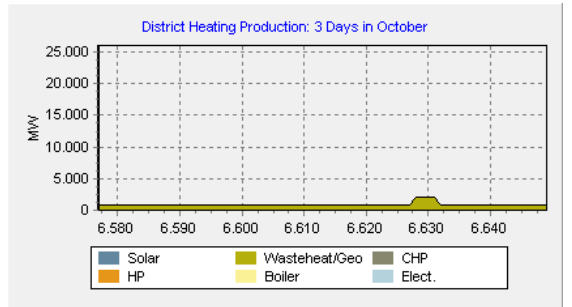
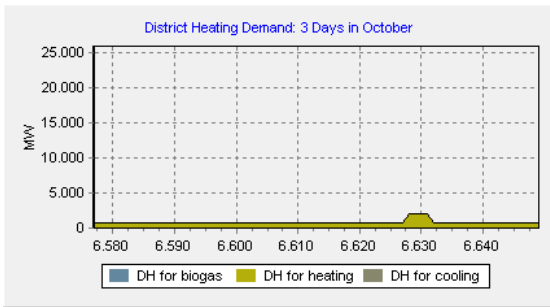
Nisan



Temmuz

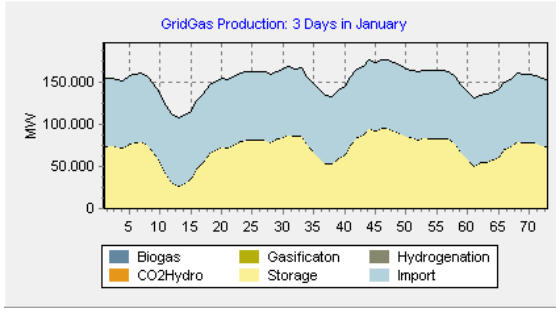
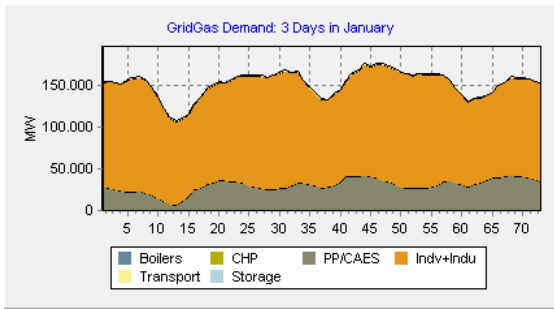


Ekim

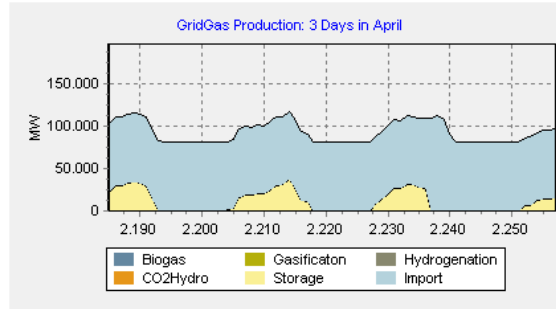
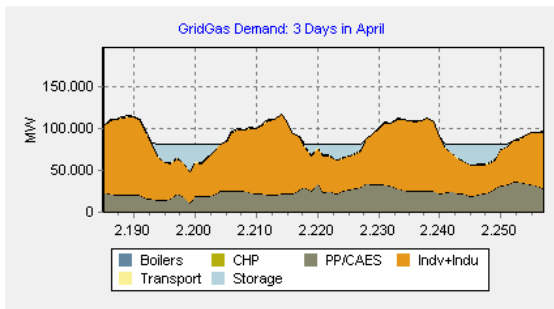


1a-3) Gaz Şebekesi

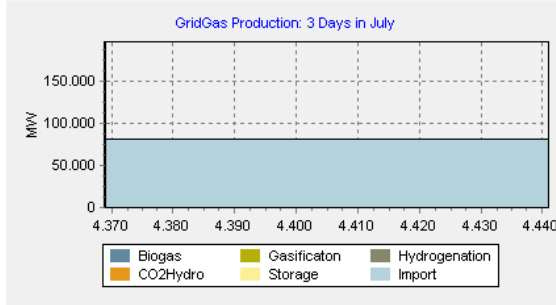
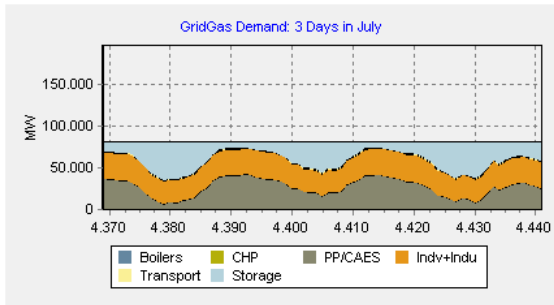
Ocak



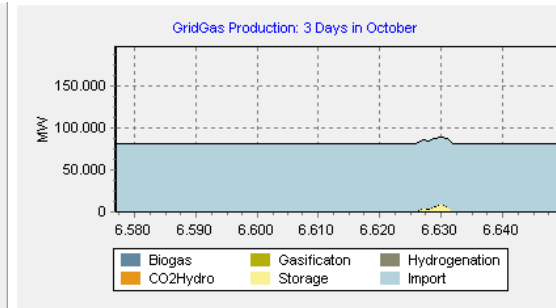
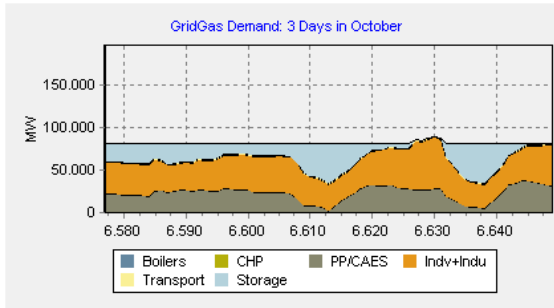
Nisan



Temmuz



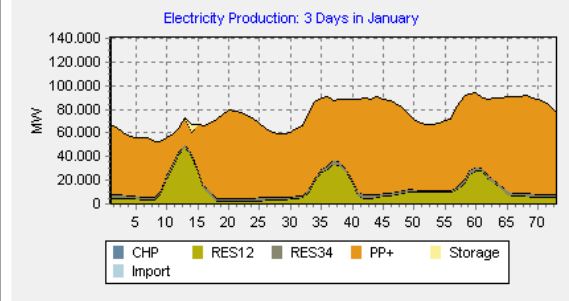
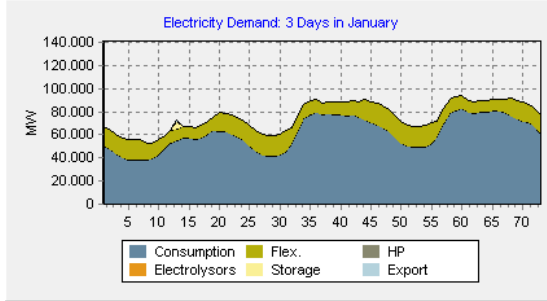
Ekim



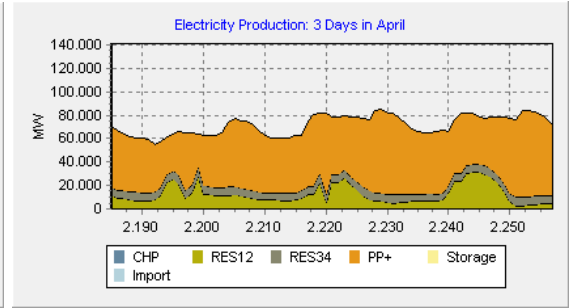
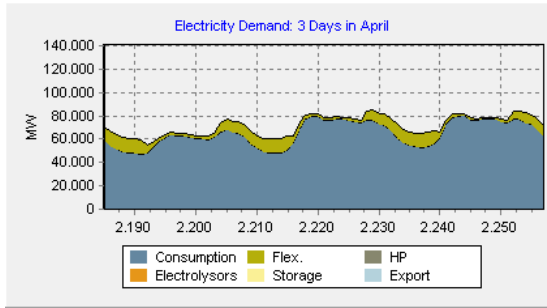
1b) Referans-Nükleeri Kaldır

1b-1) Elektrik Şebekesi

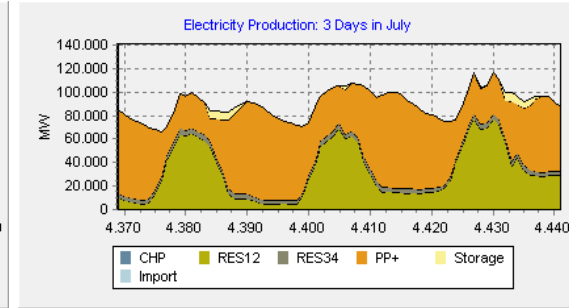
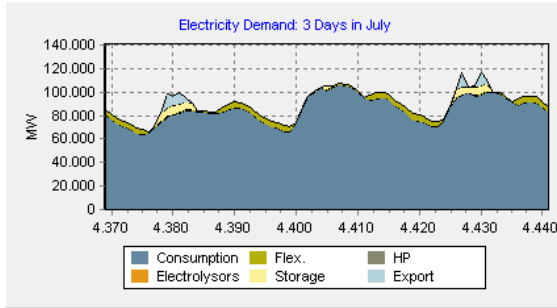
Ocak



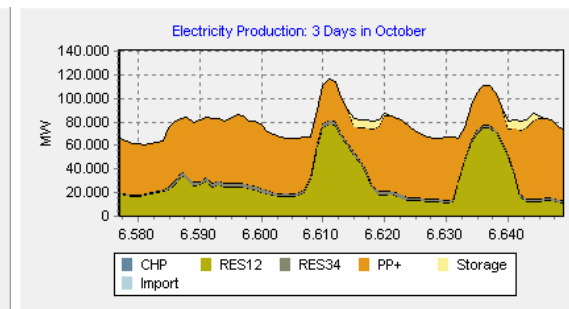
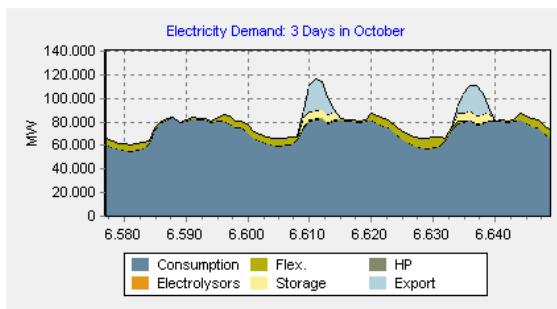
Nisan



Temmuz

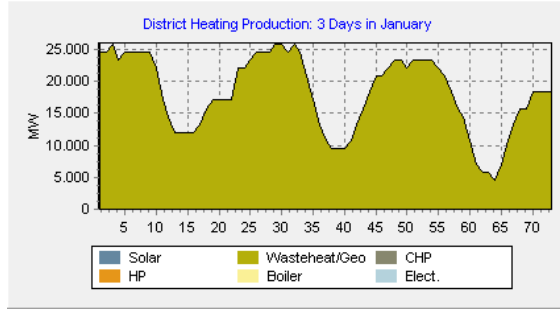
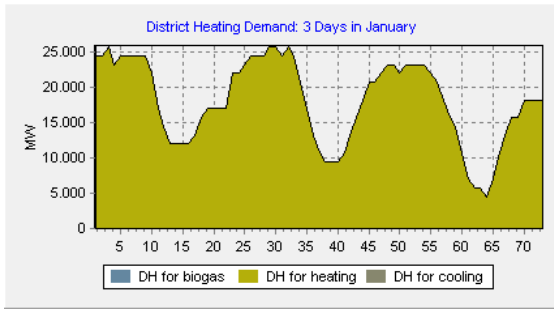


Ekim

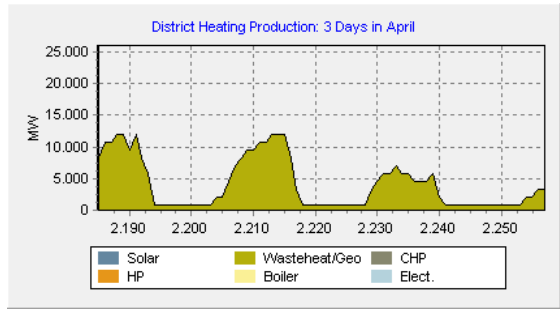
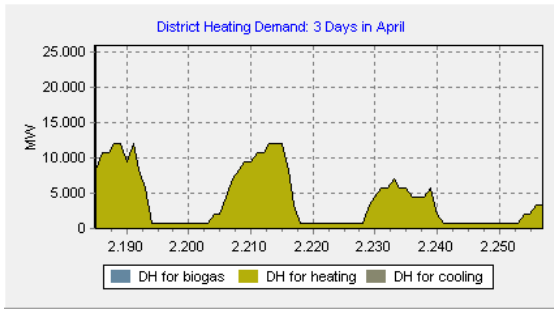


1b-2) Isı Şebekesi

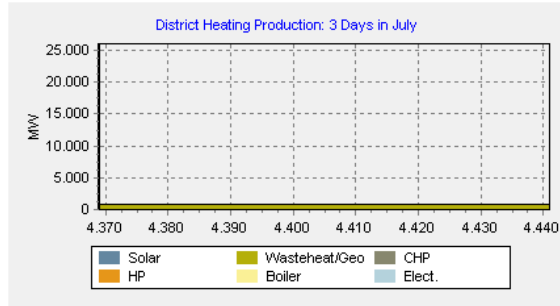
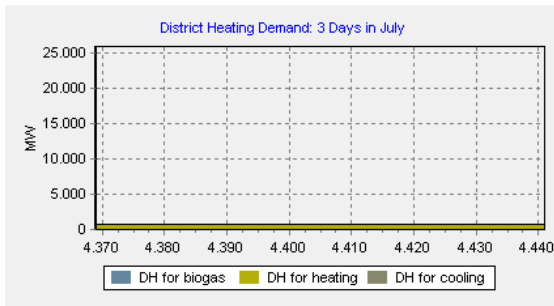
Ocak



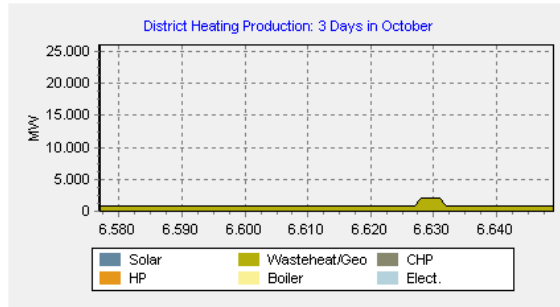
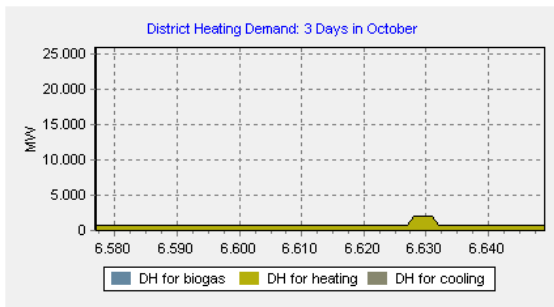
Nisan



Temmuz

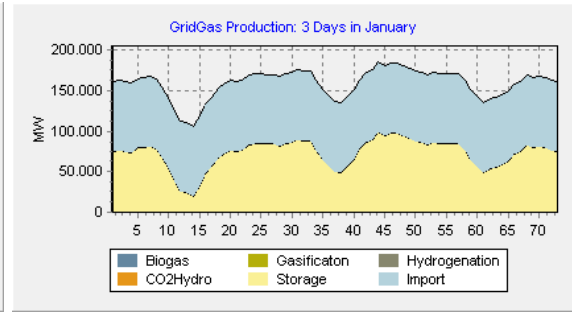
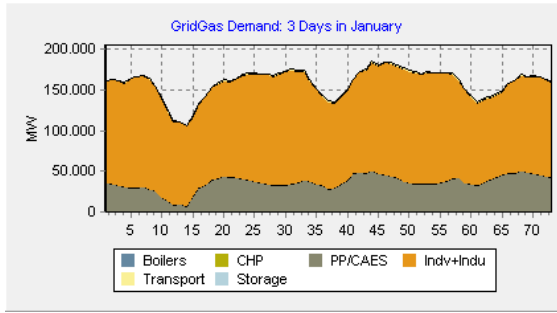


Ekim

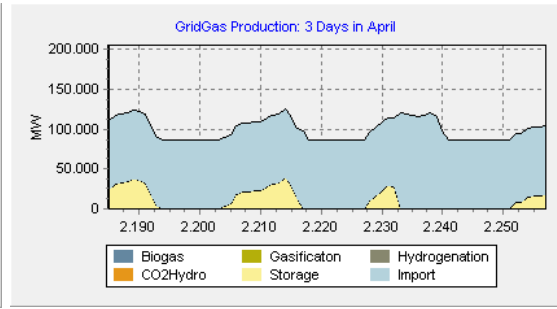
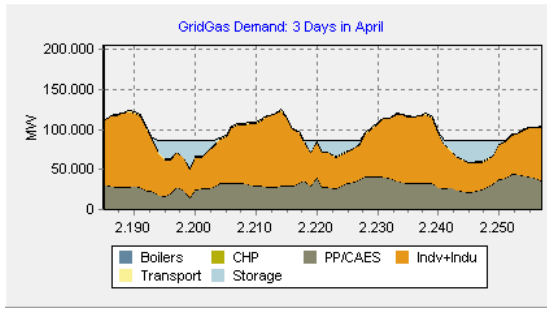


1b-3) Gaz Şebekesi

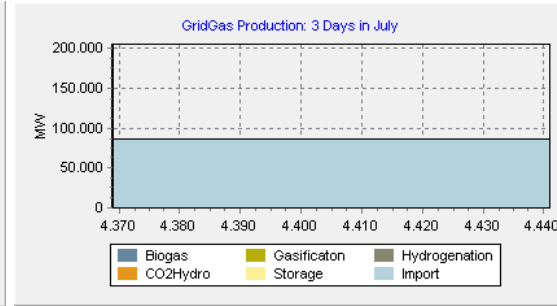
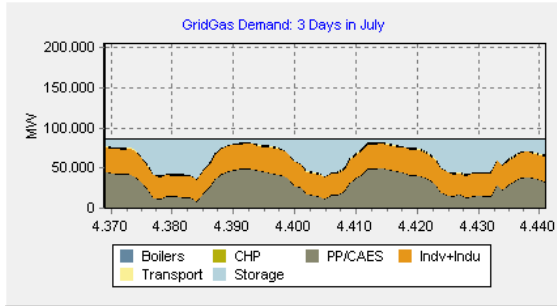
Ocak



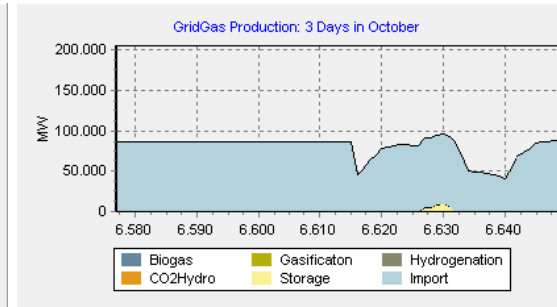
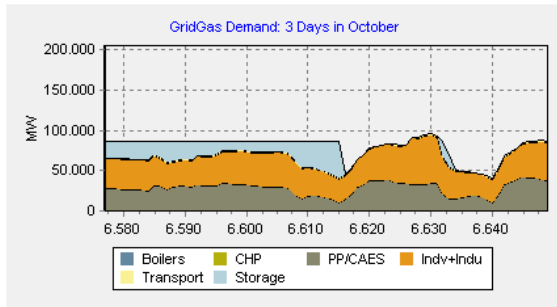
Nisan



Temmuz



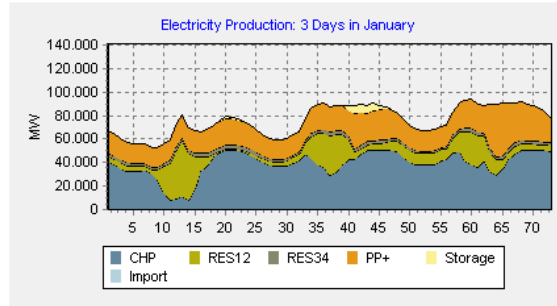
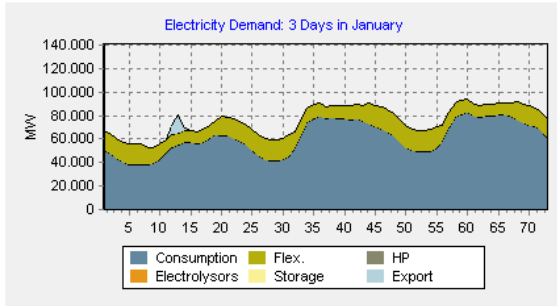
Ekim



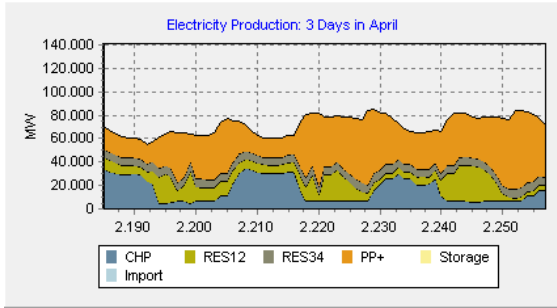
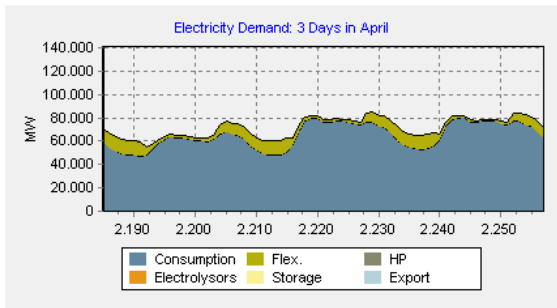
2a) Bölgesel Isıtma

2a-1) Elektrik Şebekesi

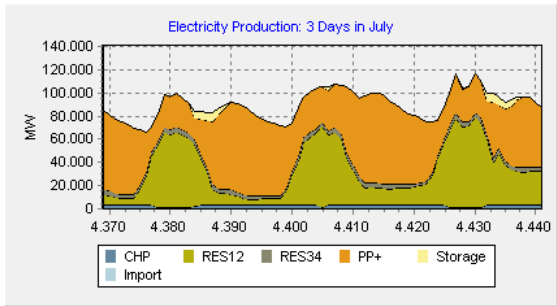
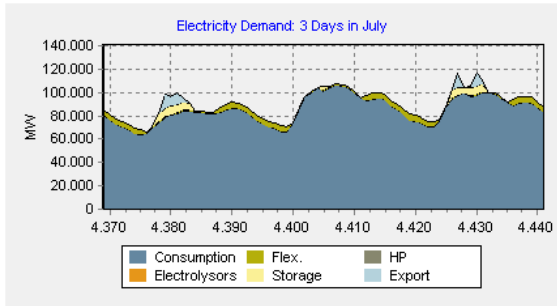
Ocak



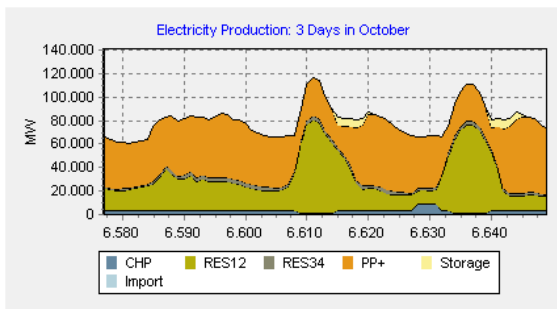
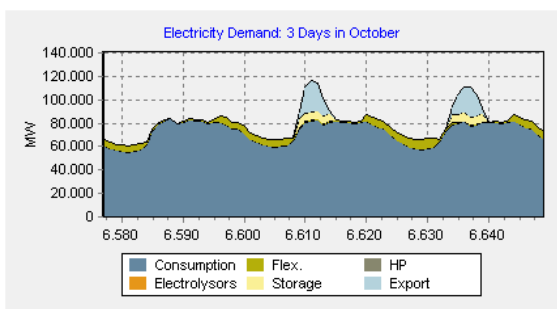
Nisan



Temmuz

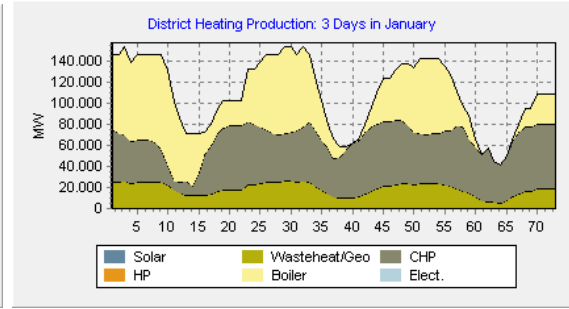
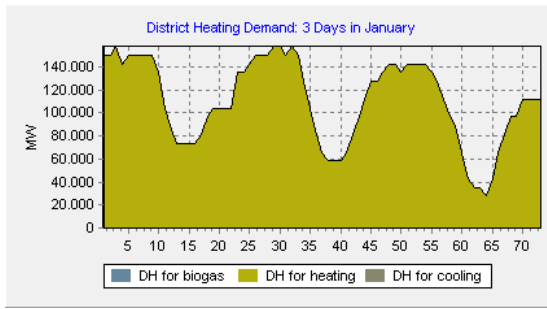


Ekim

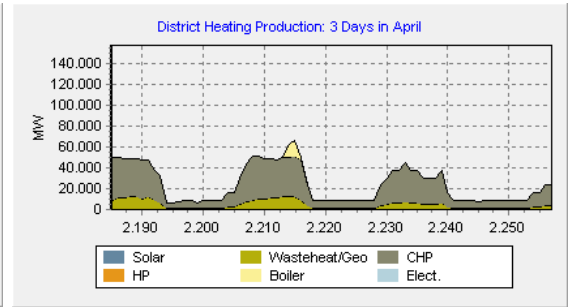
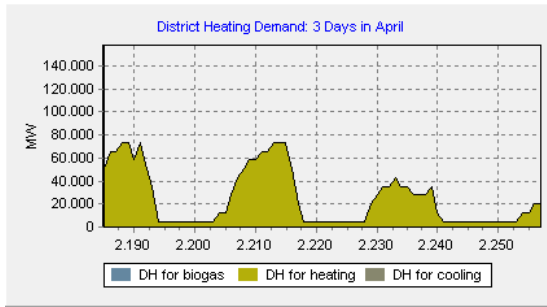


2a-2) Isı Şebekesi

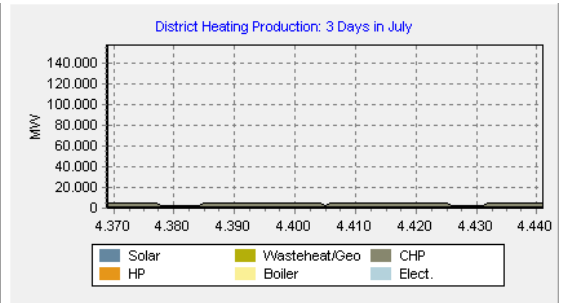
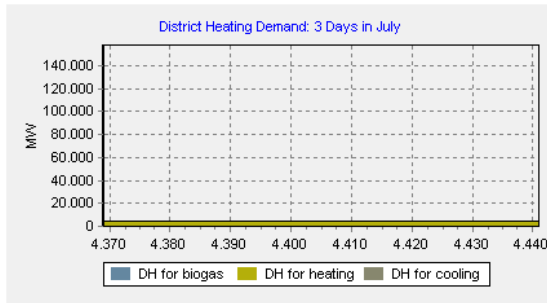
Ocak



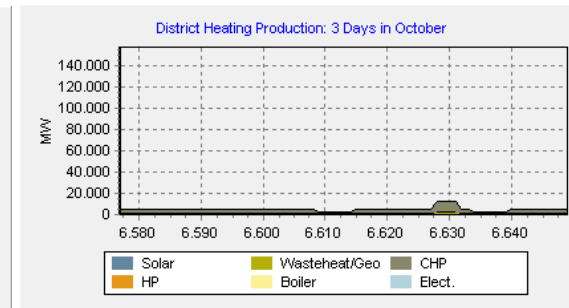
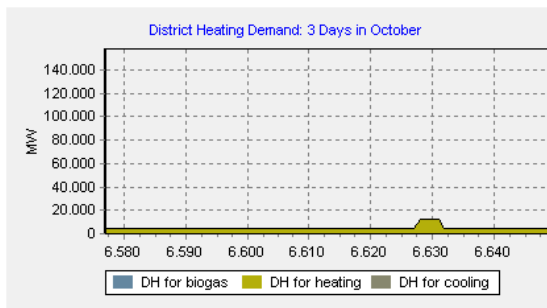
Nisan



Temmuz

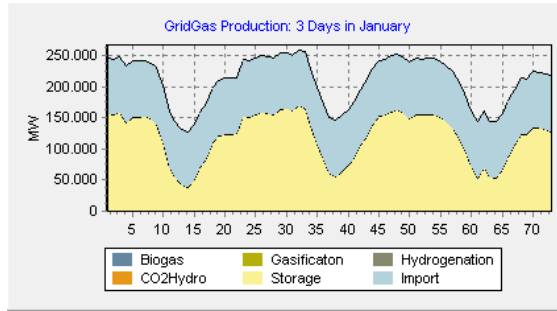
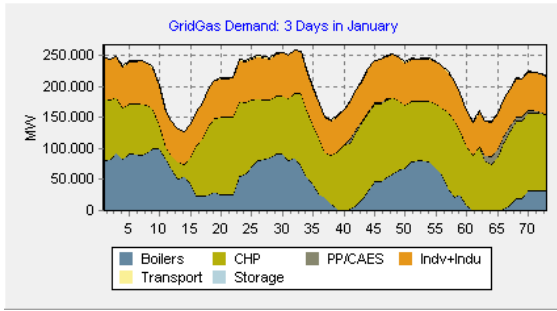


Ekim

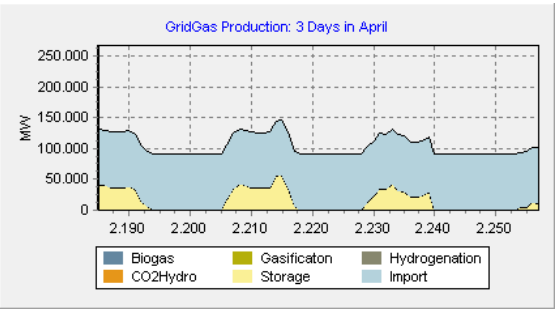
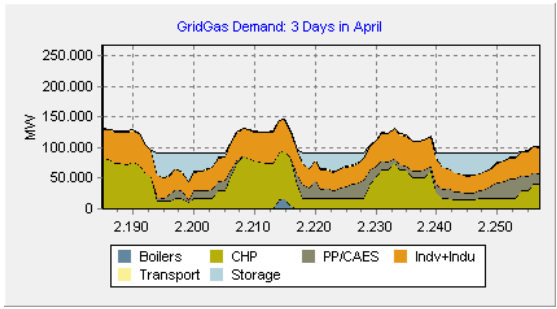


2a-3) Gaz Şebekesi

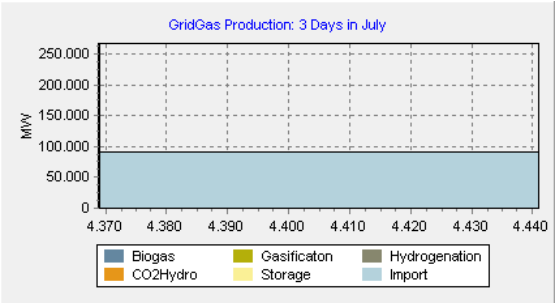
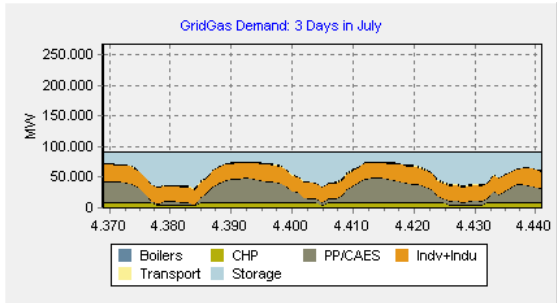
Ocak



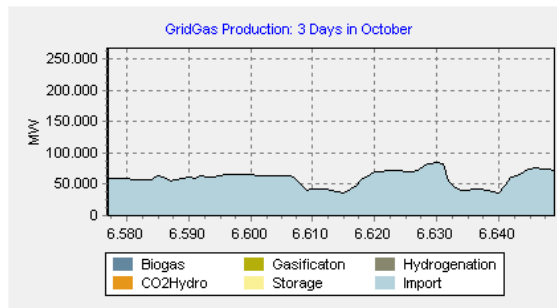
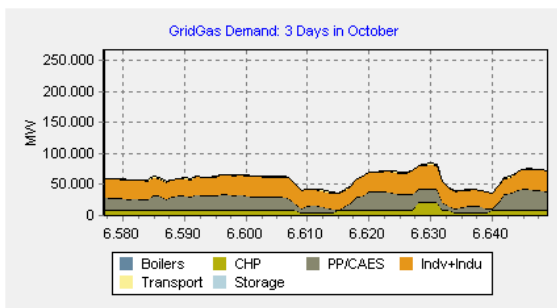
Nisan



Temmuz



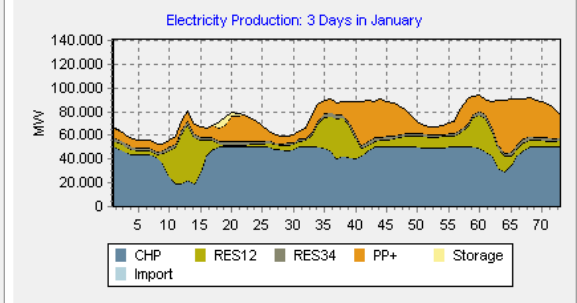
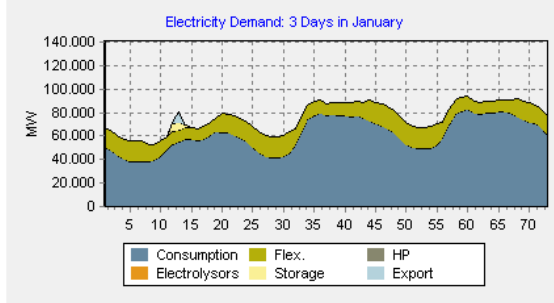
Ekim



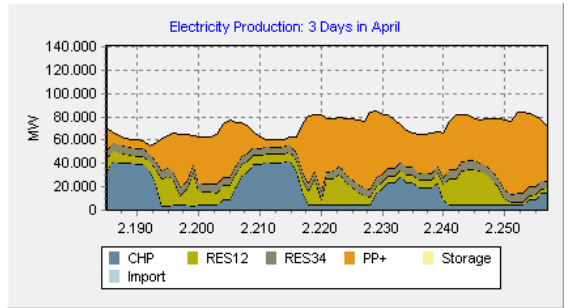
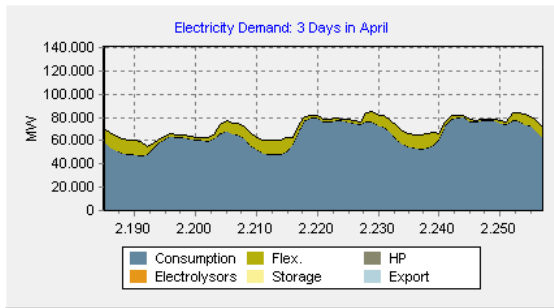
2b) Bölgesel Isıtma

2b-1) Elektrik Şebekesi

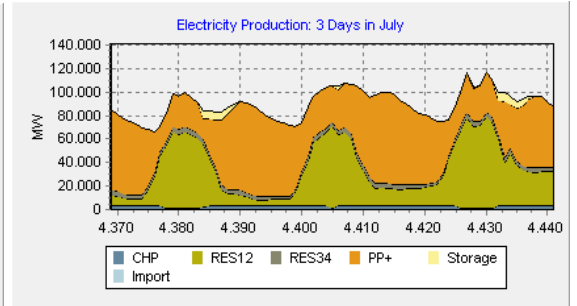
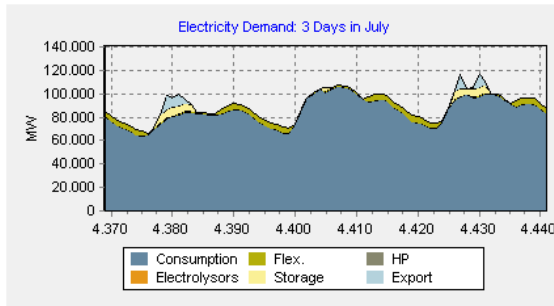
Ocak



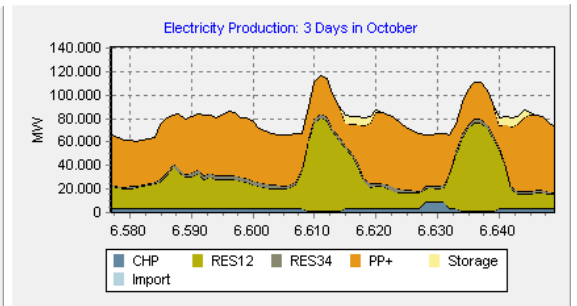
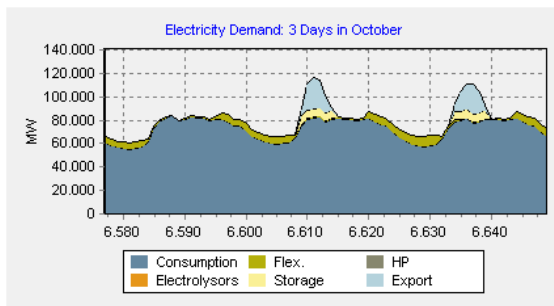
Nisan



Temmuz

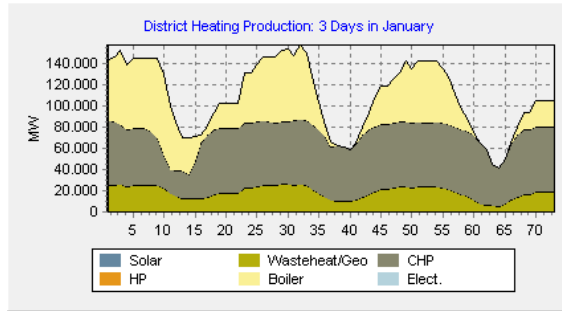
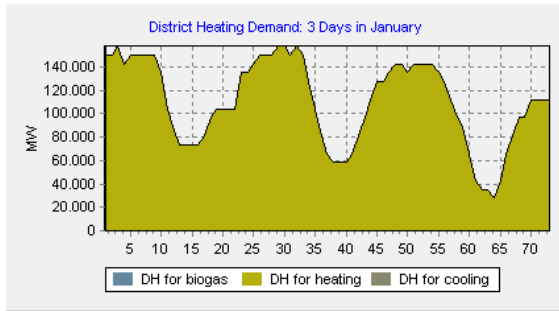


Ekim

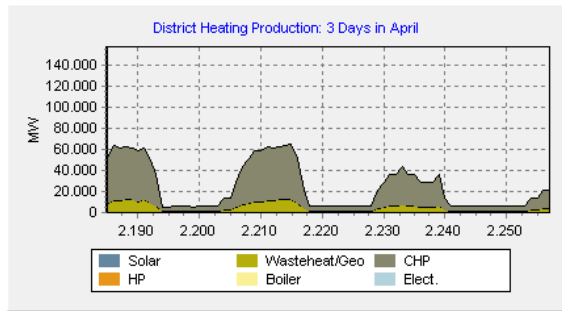
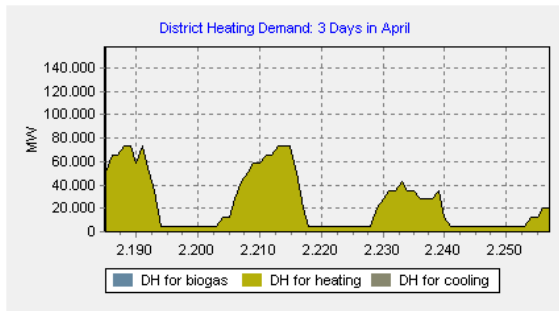


2b-2) Isı Şebekesi

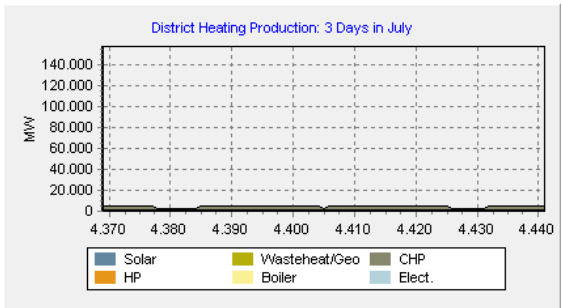
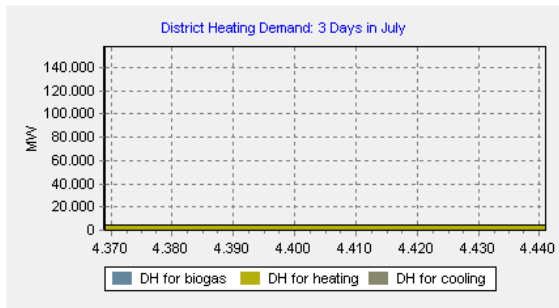
Ocak



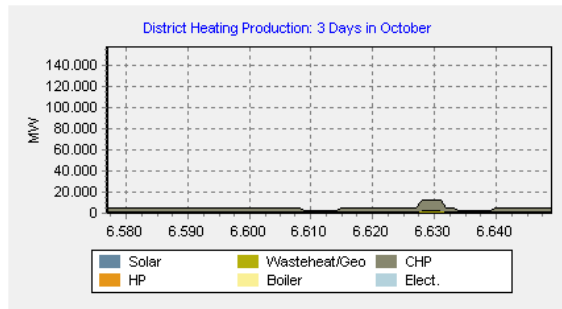
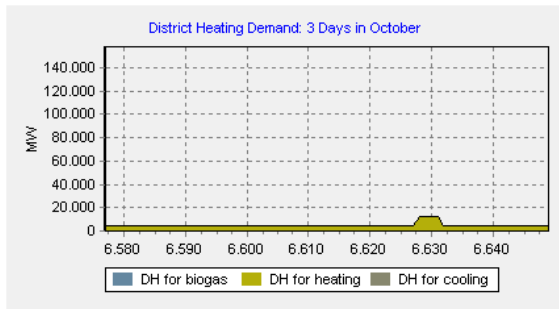
Nisan



Temmuz

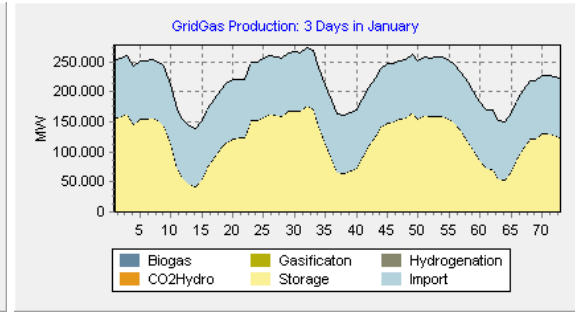
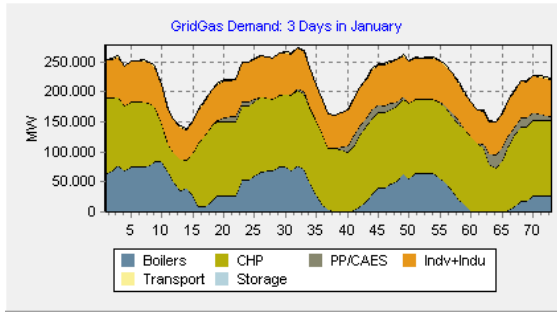


Ekim

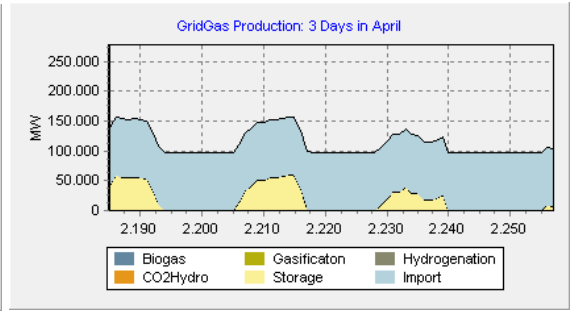
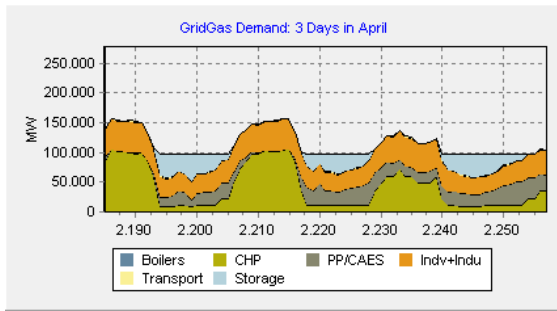


2b-3) Gaz Şebekesi

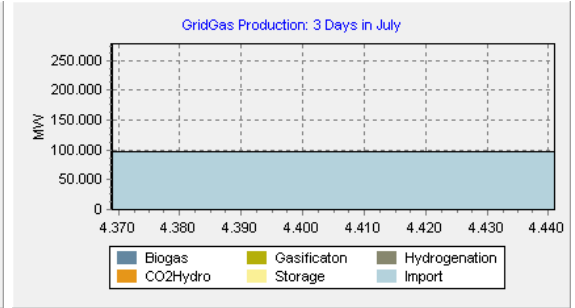
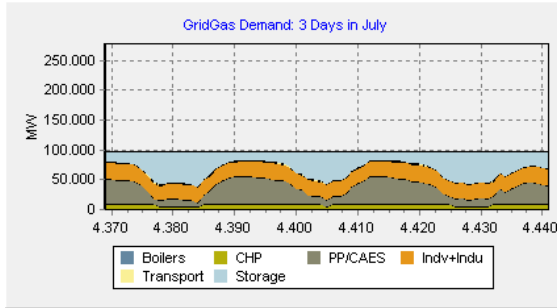
Ocak



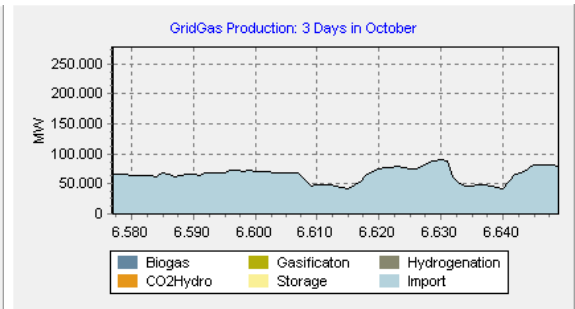
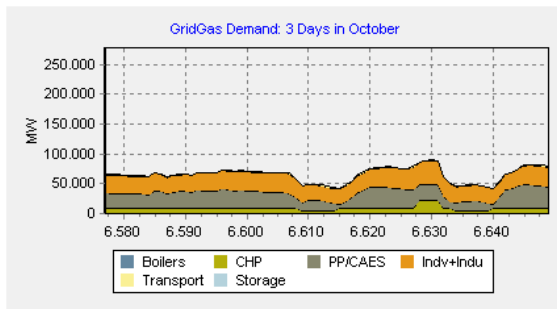
Nisan



Temmuz



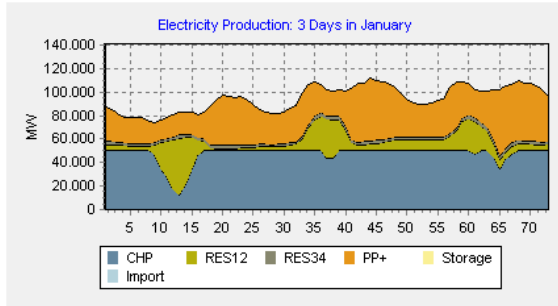
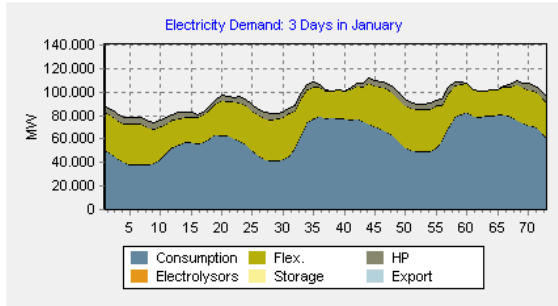
Ekim



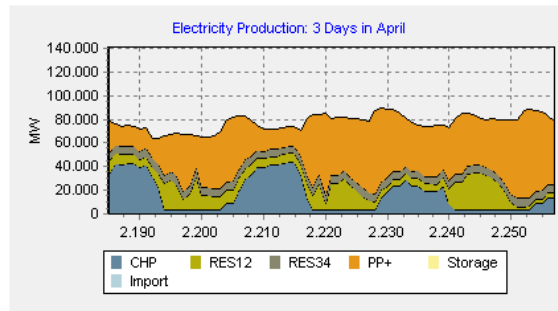
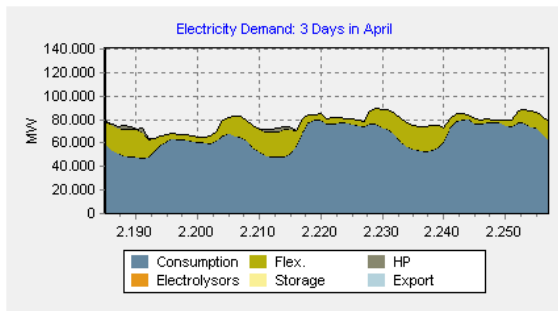
3a) Isı Pompaları

3a-1) Elektrik Şebekesi

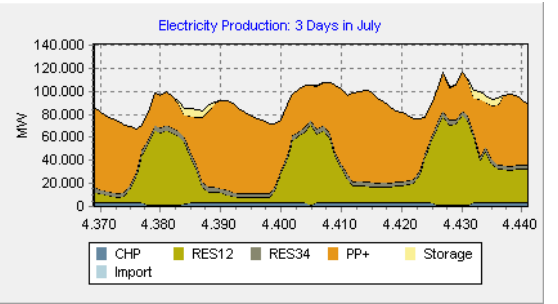
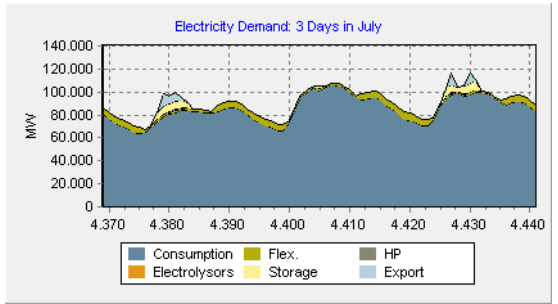
Ocak



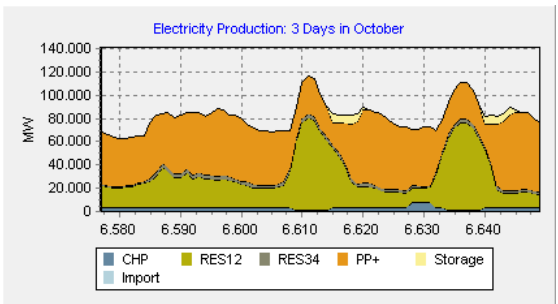
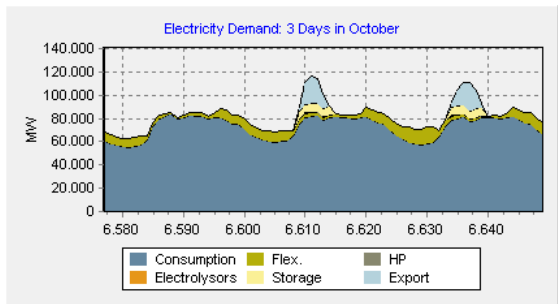
Nisan



Temmuz

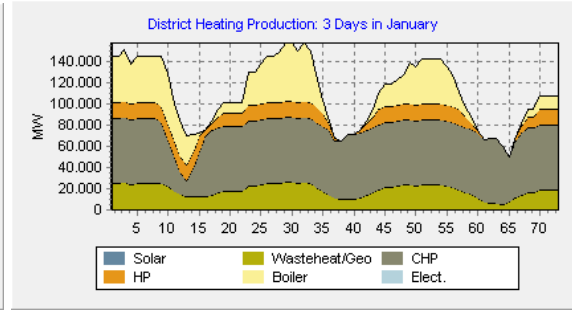
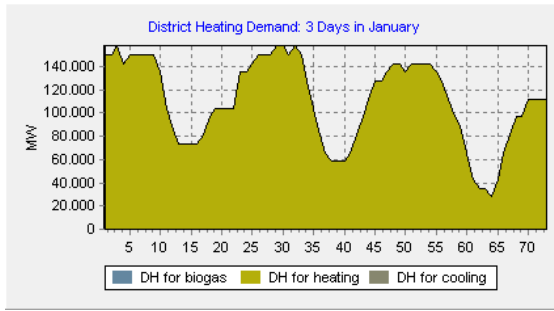


Ekim

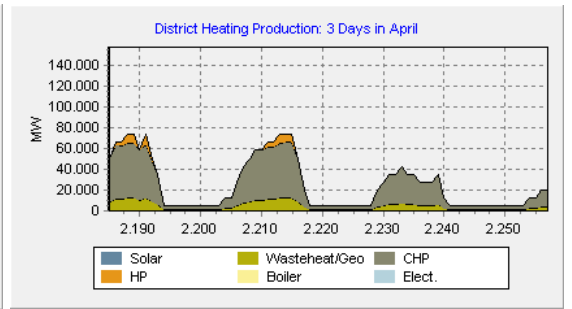
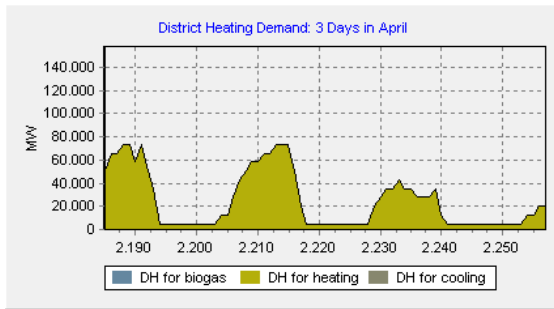


3a-2) Isı Şebekesi

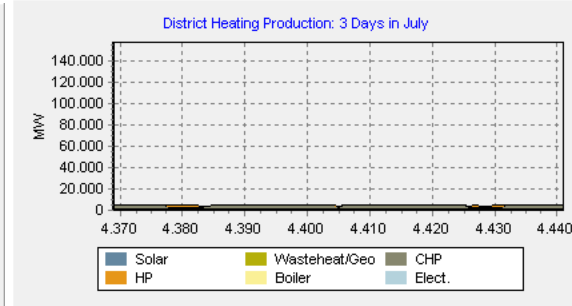
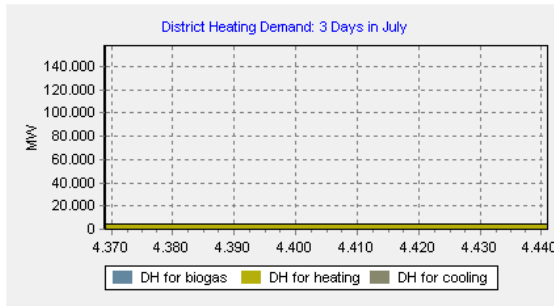
Ocak



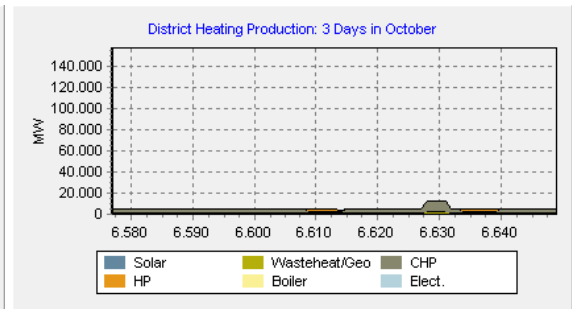
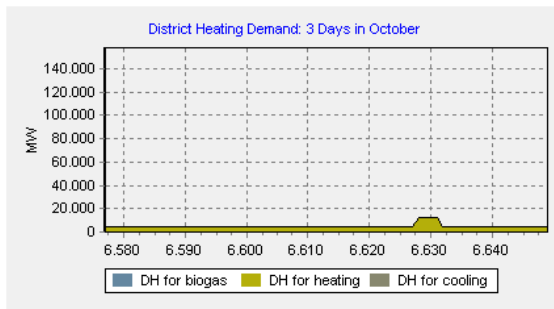
Nisan



Temmuz

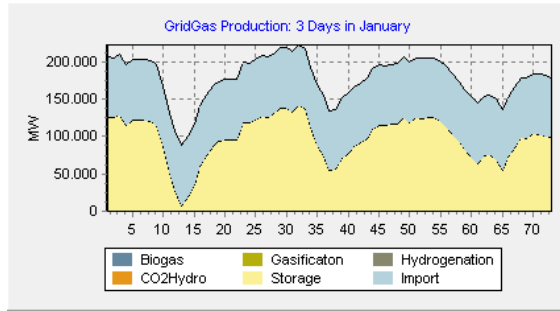
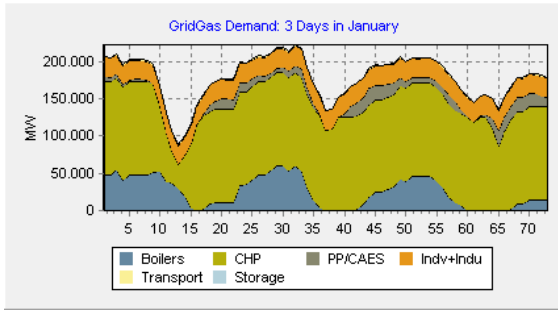


Ekim

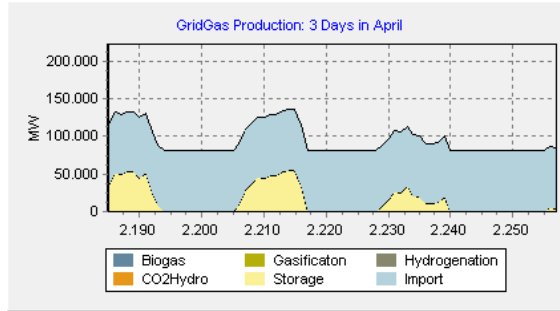
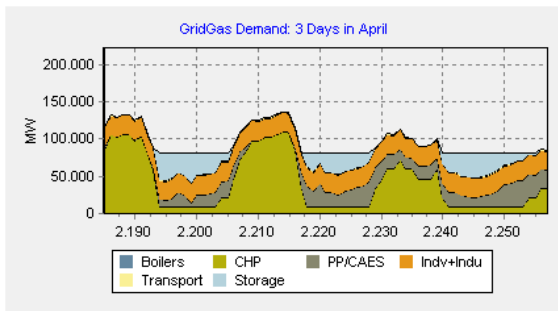


3a-3) Gaz Şebekesi

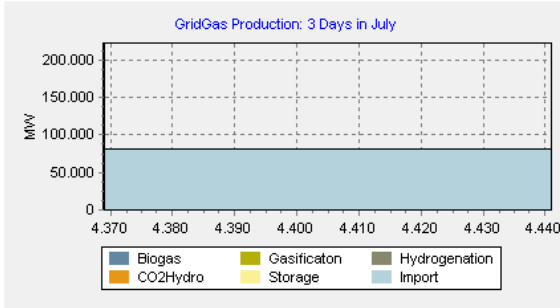
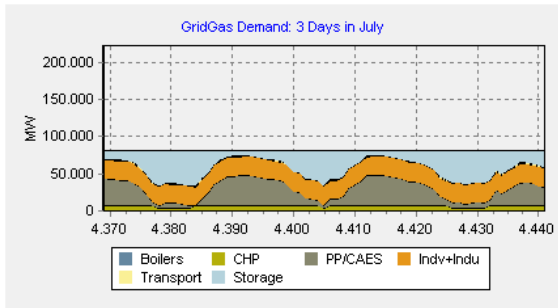
Ocak



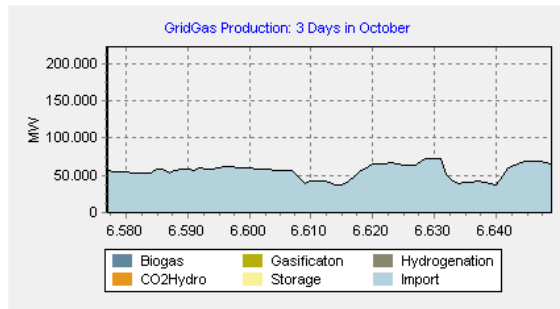
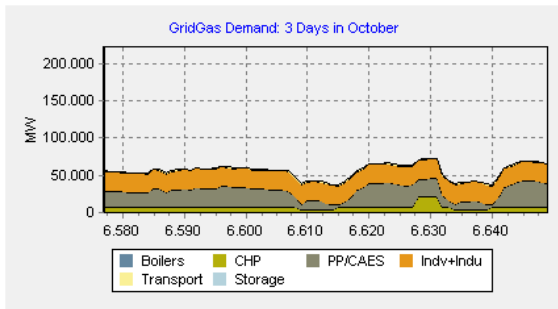
Nisan



Temmuz



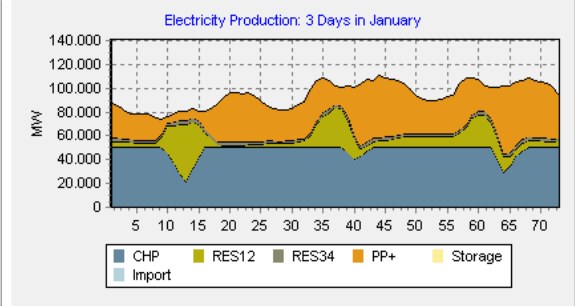
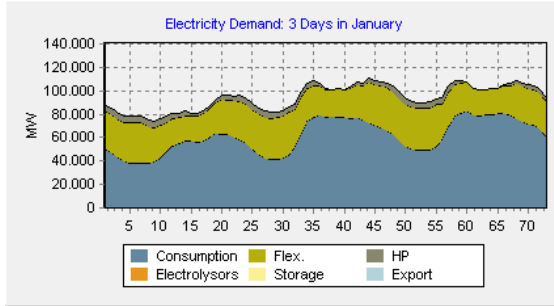
Ekim



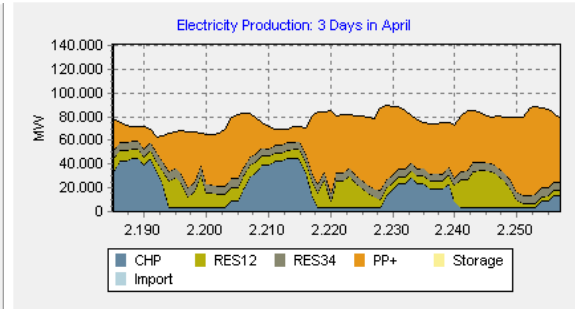
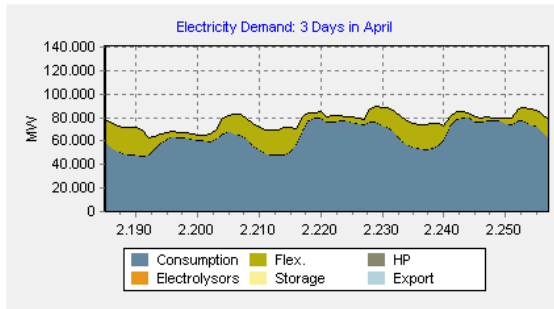
3b) Isı Pompaları

3b-1) Elektrik Şebekesi

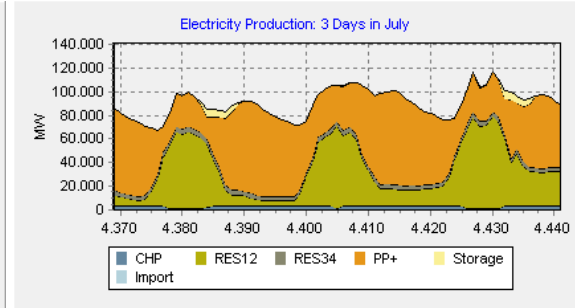
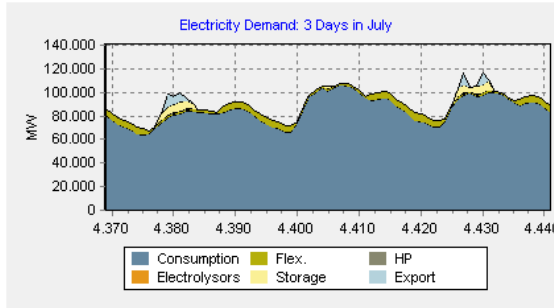
Ocak



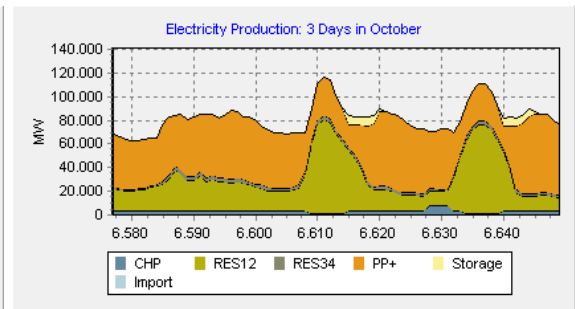
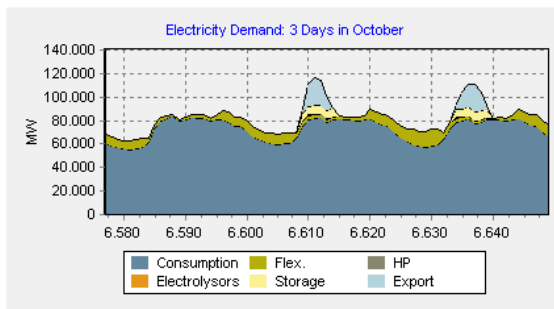
Nisan



Temmuz

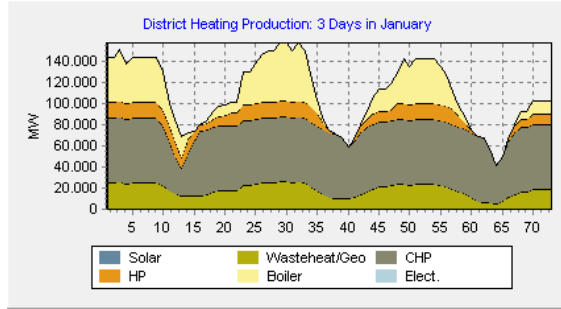
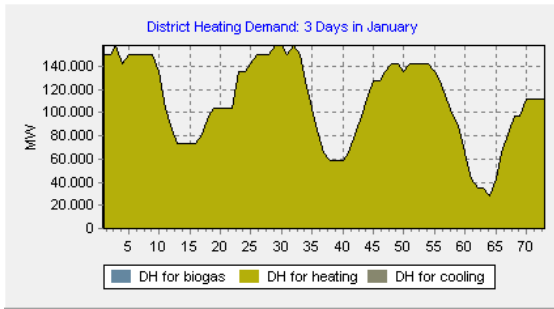


Ekim

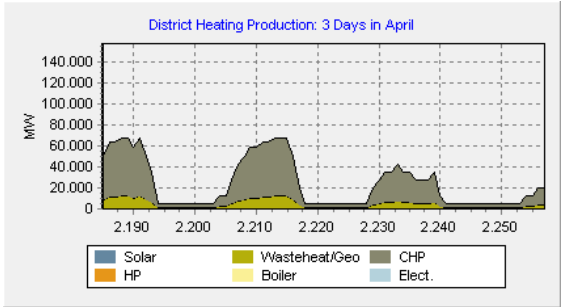
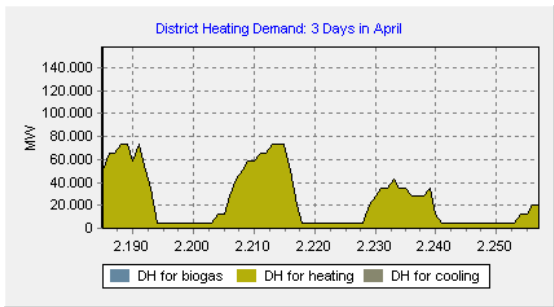


3b-2) Isı Şebekesi

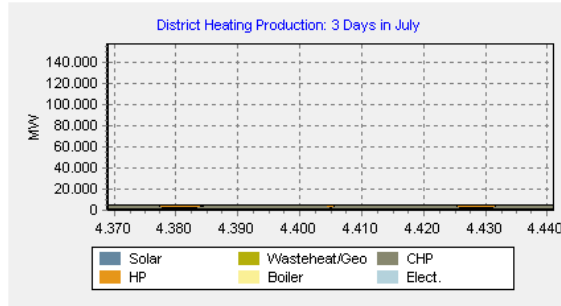
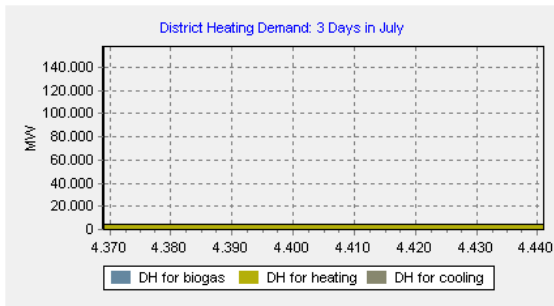
Ocak



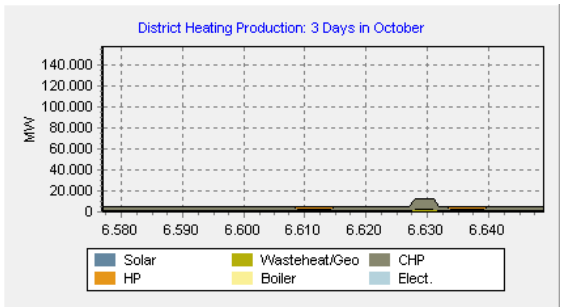
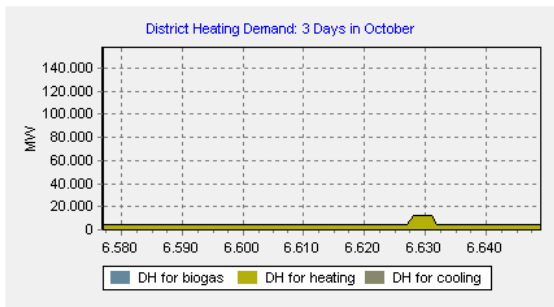
Nisan



Temmuz

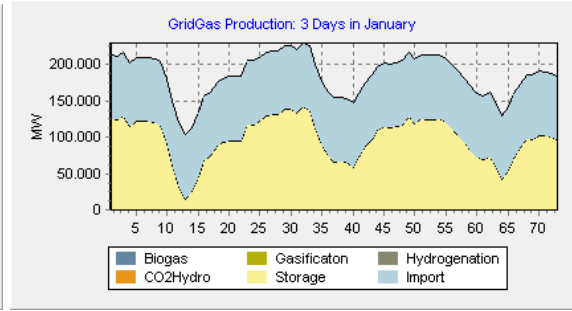
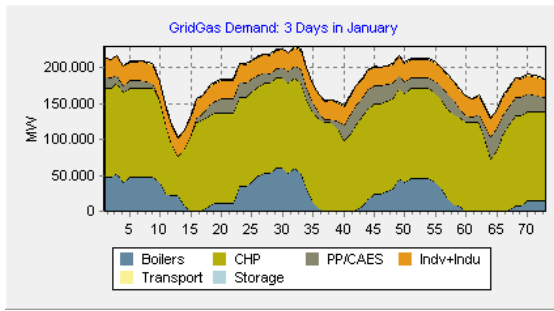


Ekim

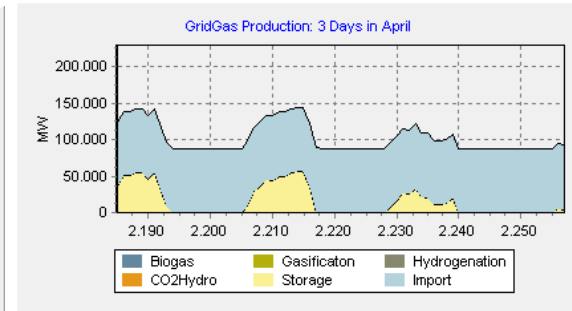
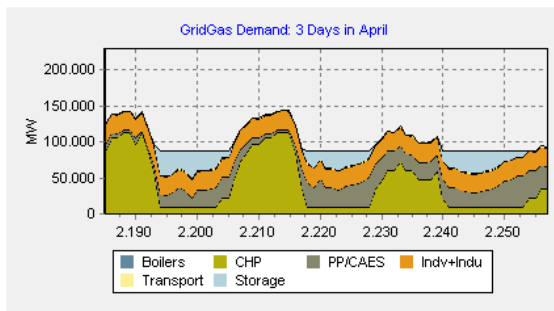


3b-3) Gaz Şebekesi

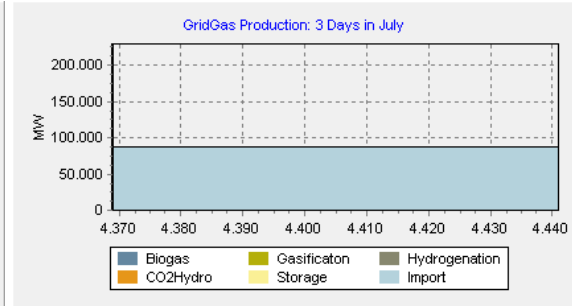
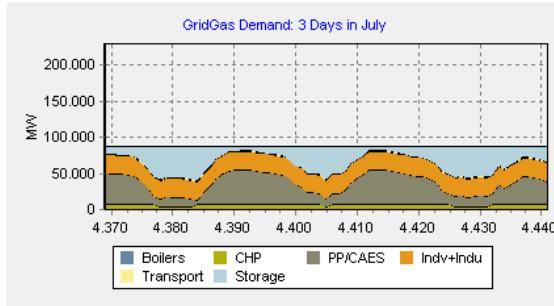
Ocak



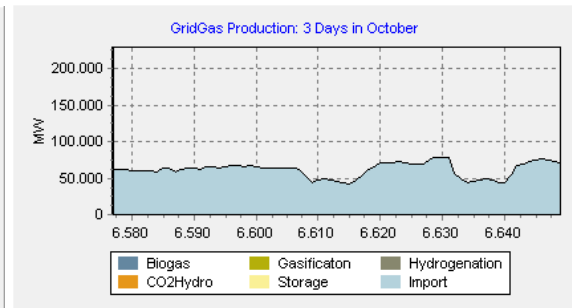
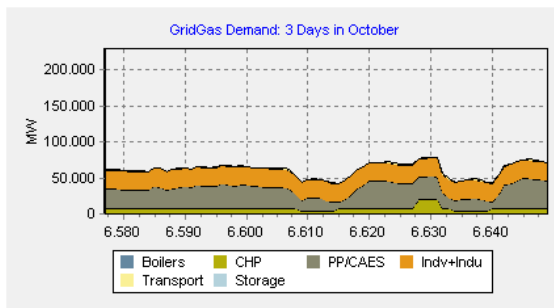
Nisan



Temmuz



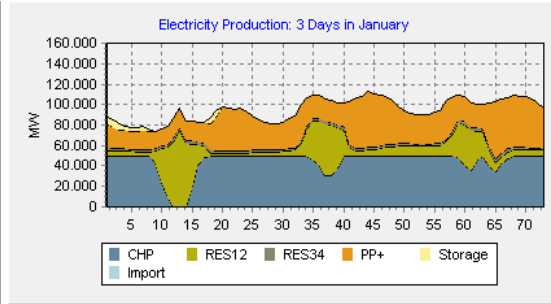
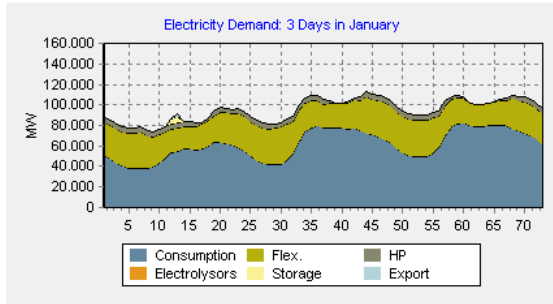
Ekim



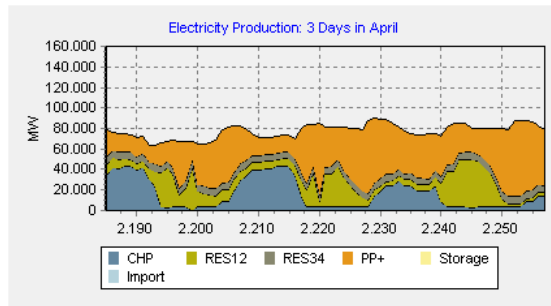
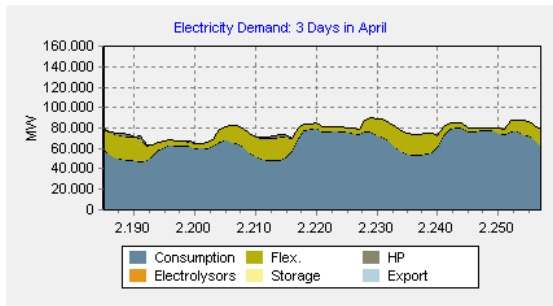
4a) Şebeke Düzenlemeleri

4a-1) Elektrik Şebekesi

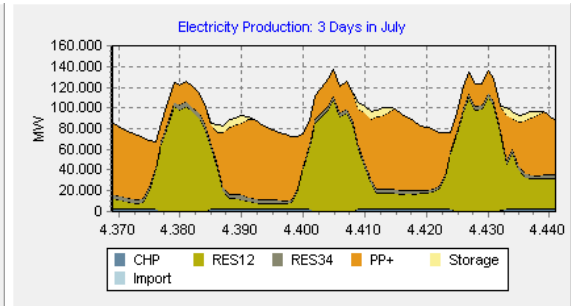
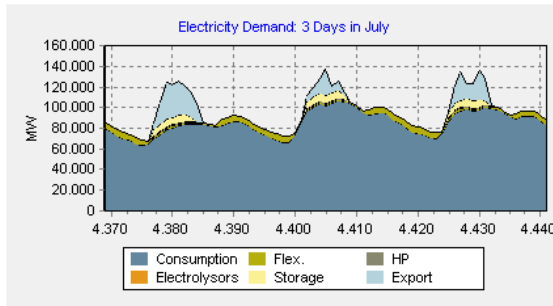
Ocak



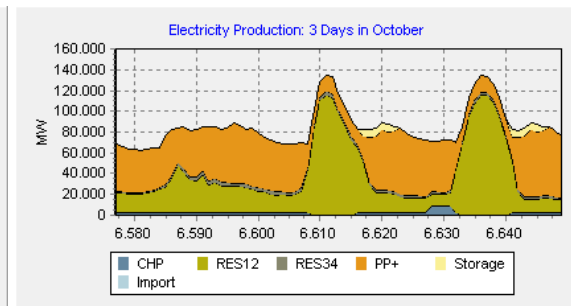
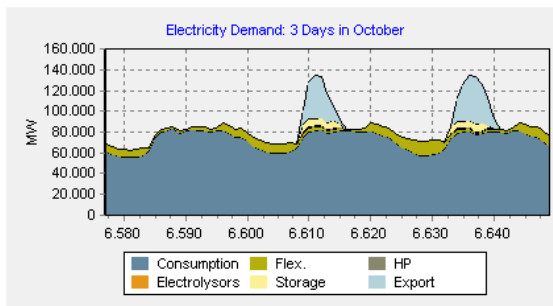
Nisan



Temmuz

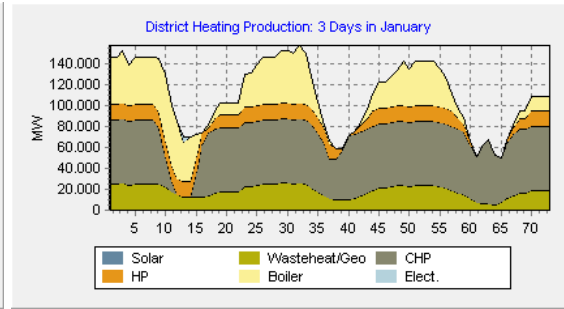
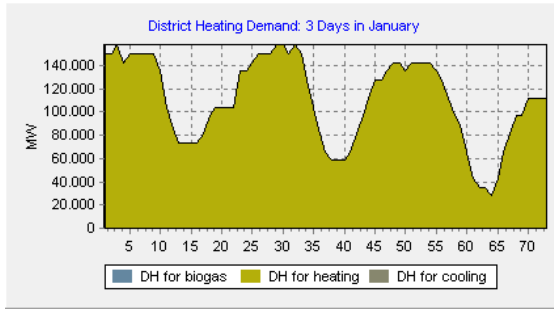


Ekim

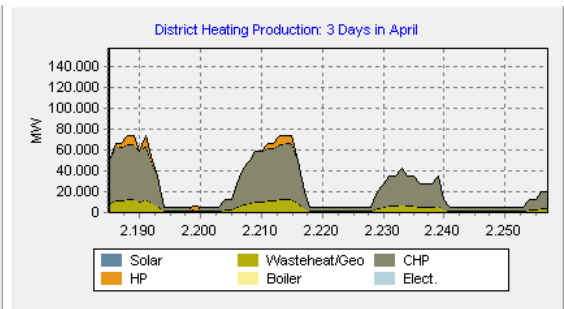
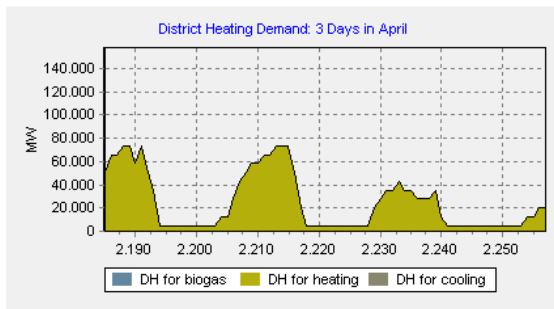


4a-2) Isı Şebekesi

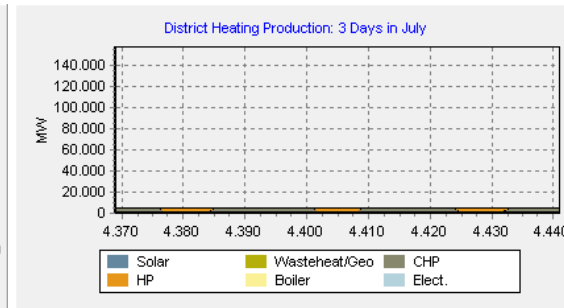
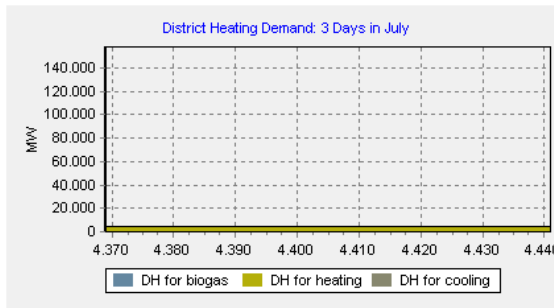
Ocak



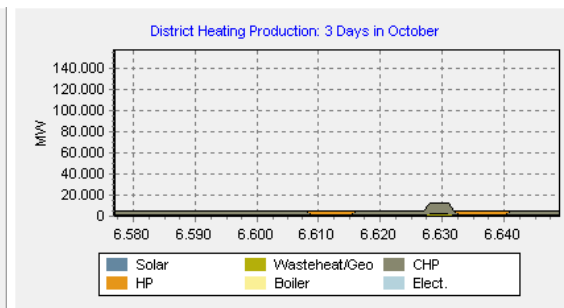
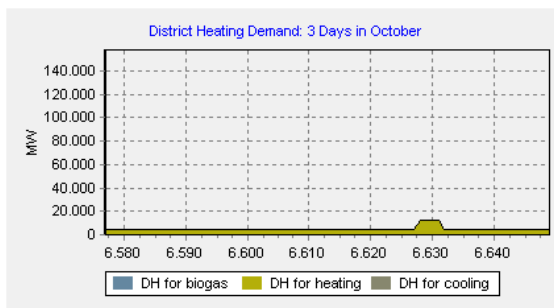
Nisan



Temmuz

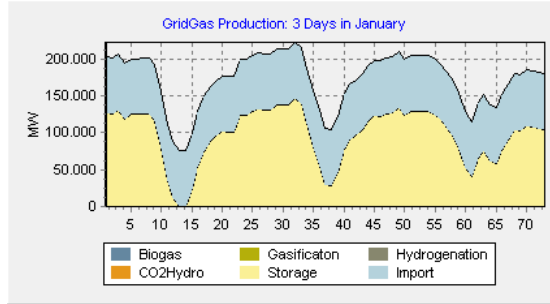
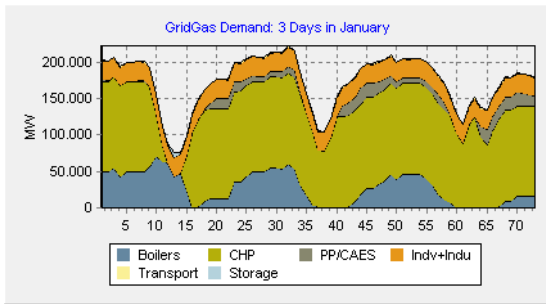


Ekim

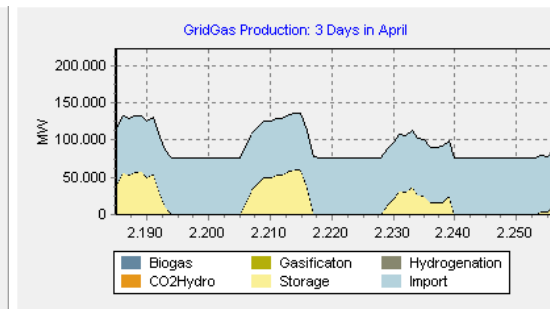
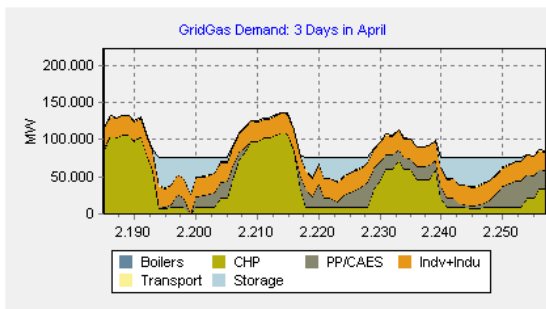


4a-3) Gaz Şebekesi

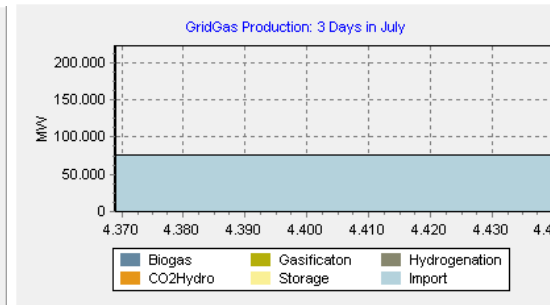
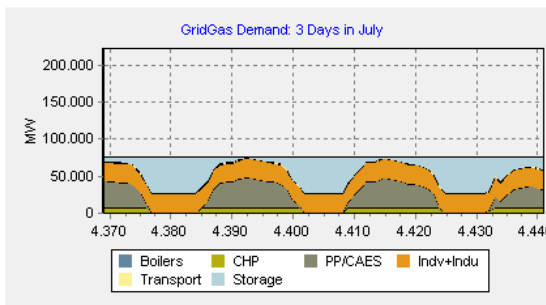
Ocak



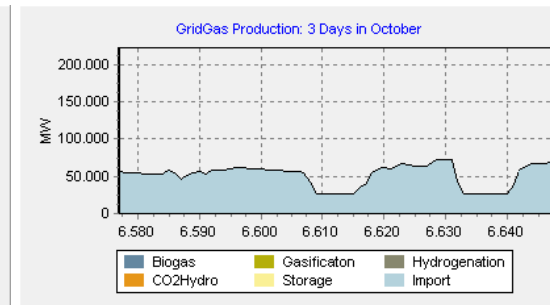
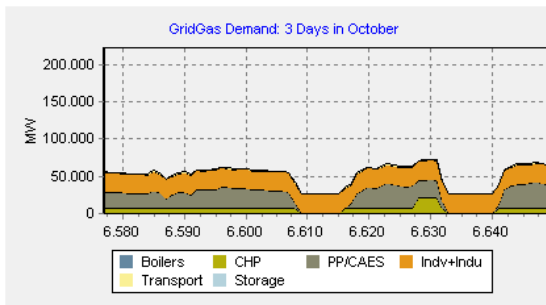
Nisan



Temmuz



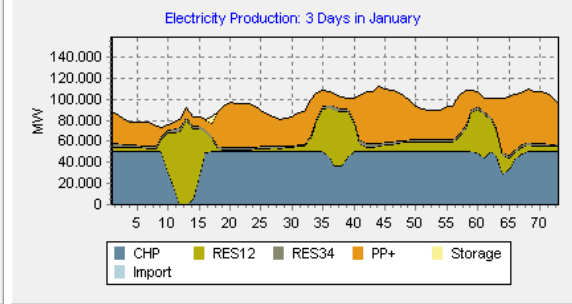
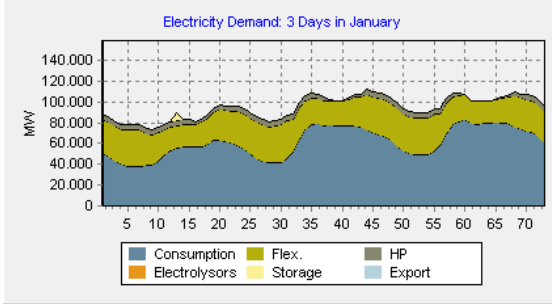
Ekim



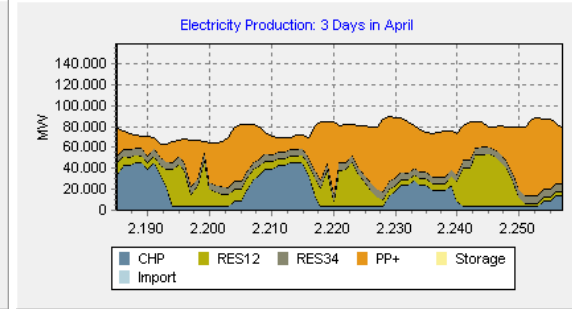
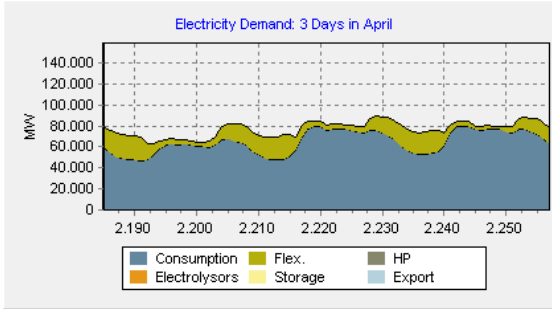
4b) Şebeke Düzenlemeleri

4b-1) Elektrik Şebekesi

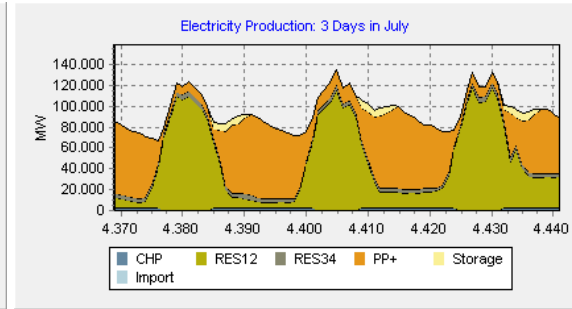
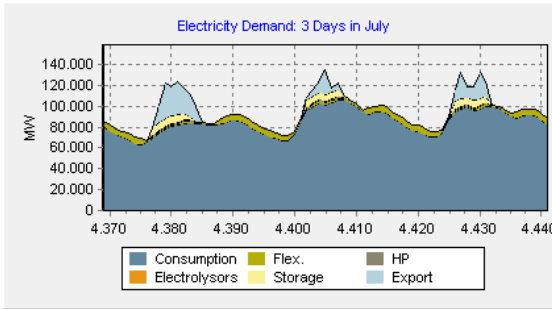
Ocak



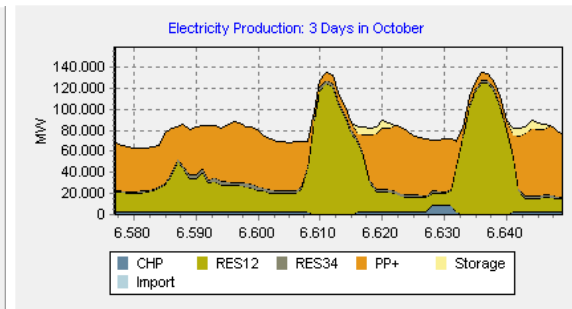
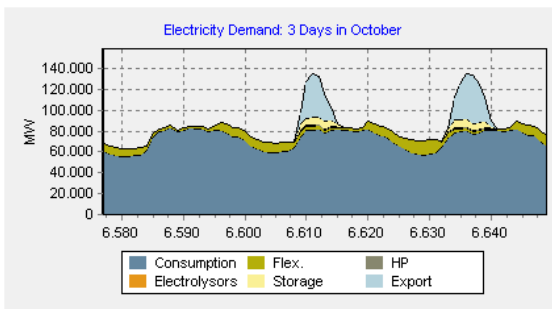
Nisan



Temmuz

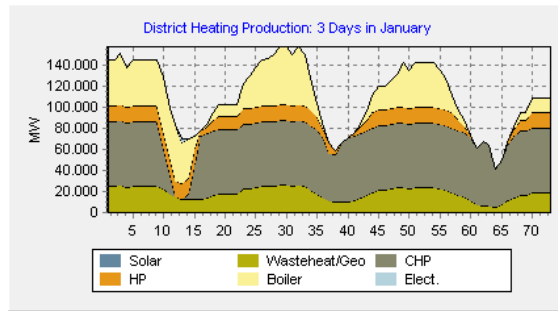
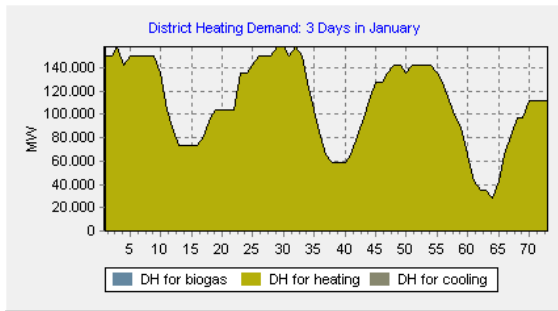


Ekim

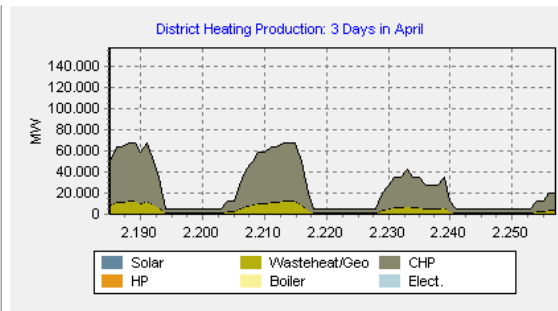
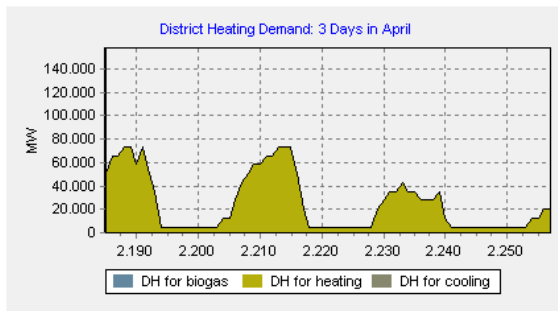


4b-2) Isı Şebekesi

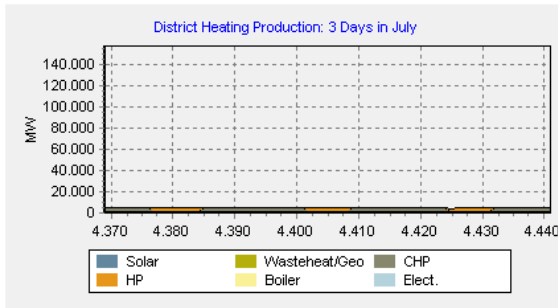
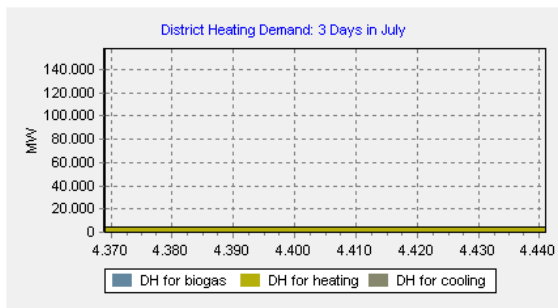
Ocak



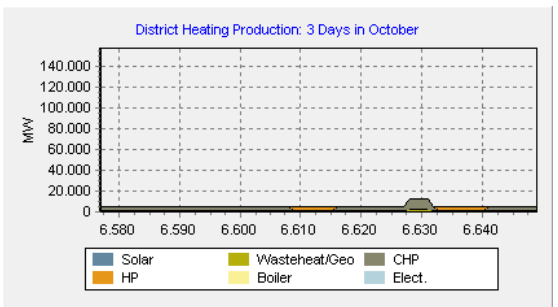
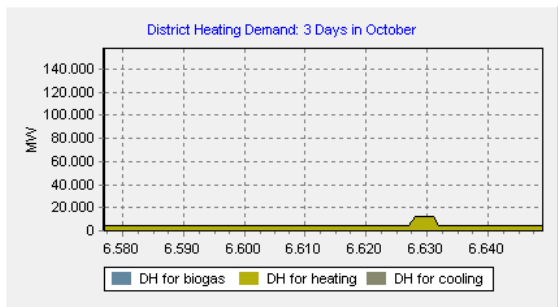
Nisan



Temmuz

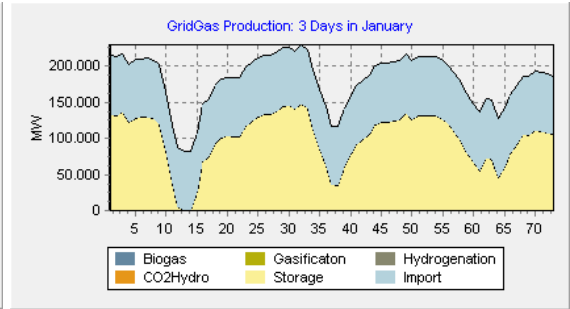
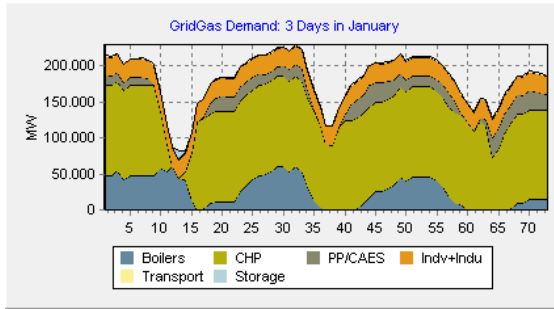


Ekim

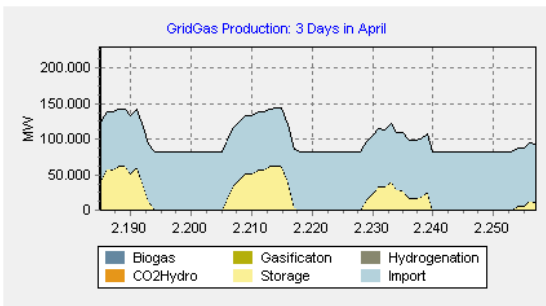
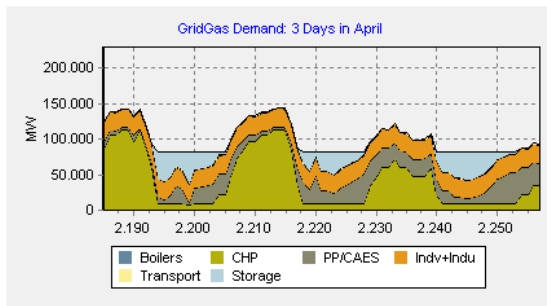


4b-3) Gaz Şebekesi

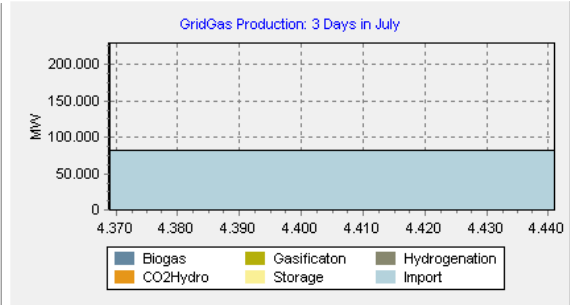
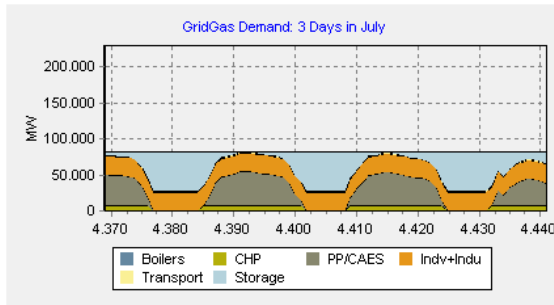
Ocak



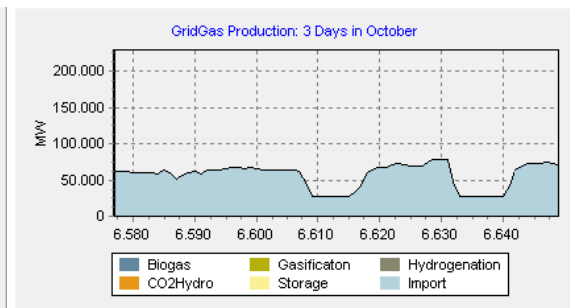
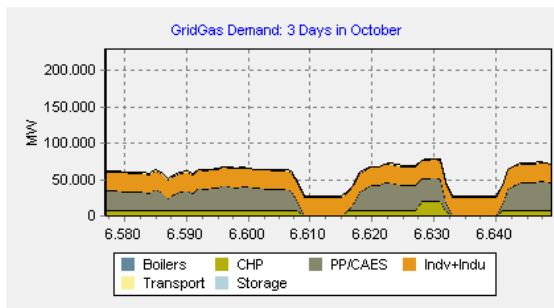
Nisan



Temmuz



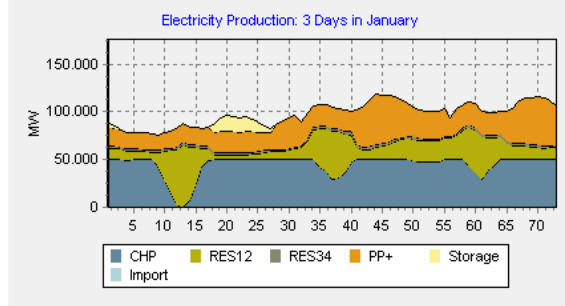
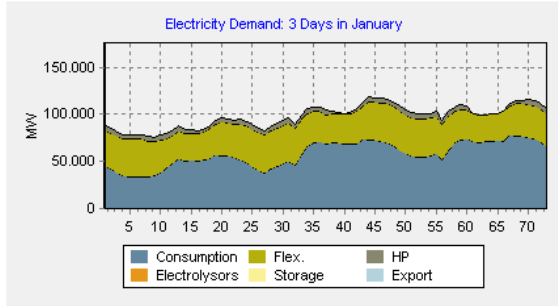
Ekim



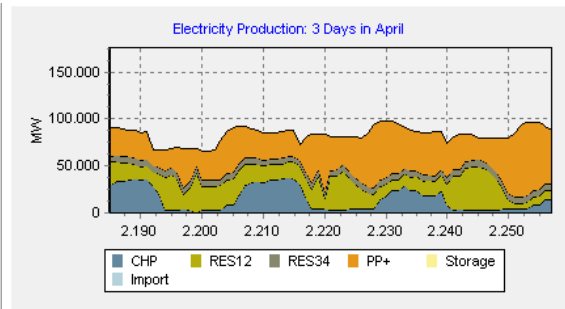
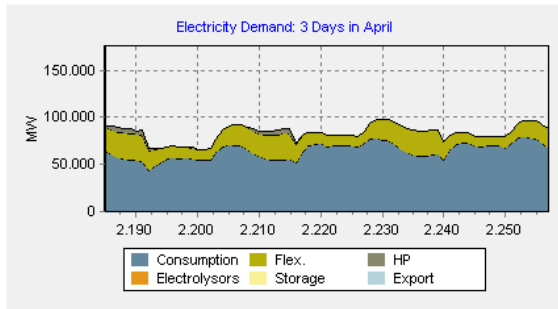
5a) Elektrikli Araçlar ve Talep Tarafı Katılımı

5a-1) Elektrik Şebekesi

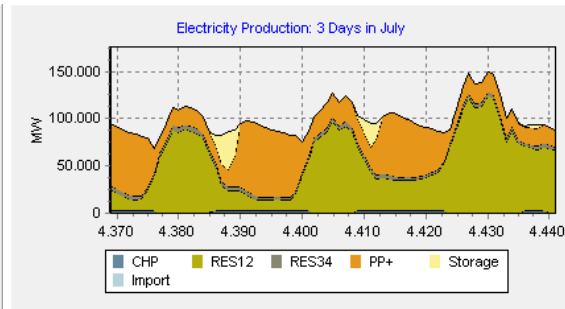
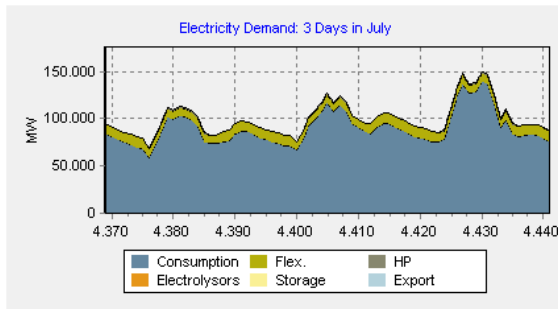
Ocak



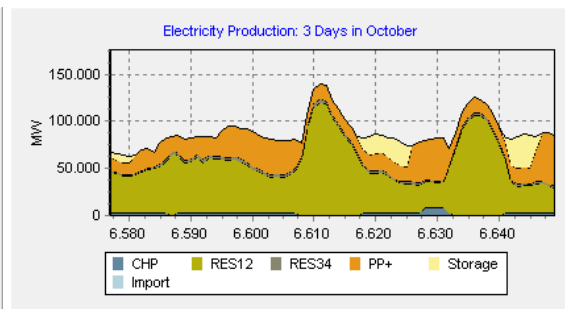
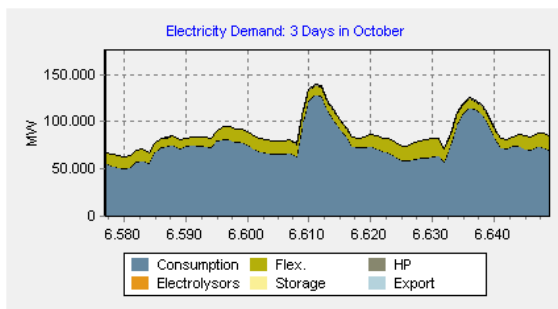
Nisan



Temmuz

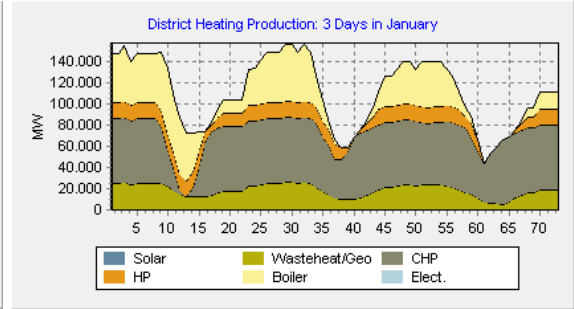
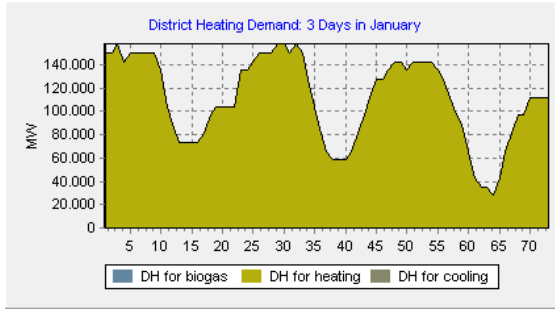


Ekim

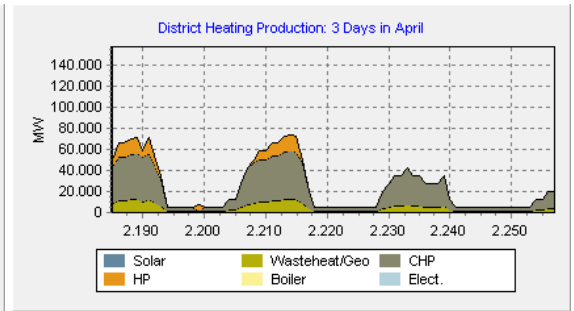
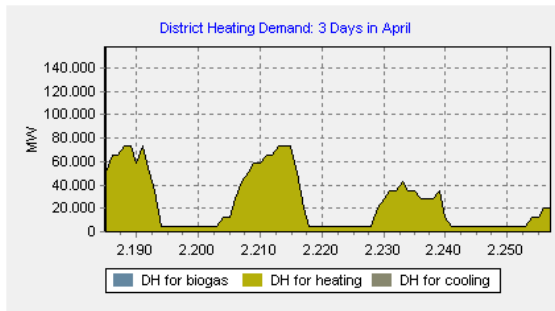


5a-2) Isı Şebekesi

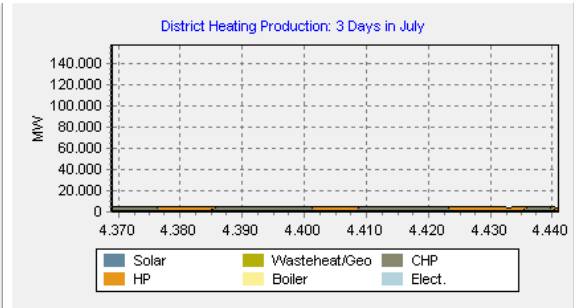
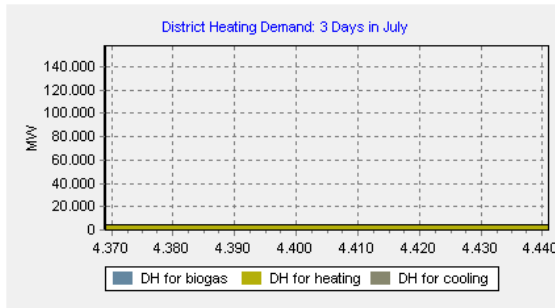
Ocak



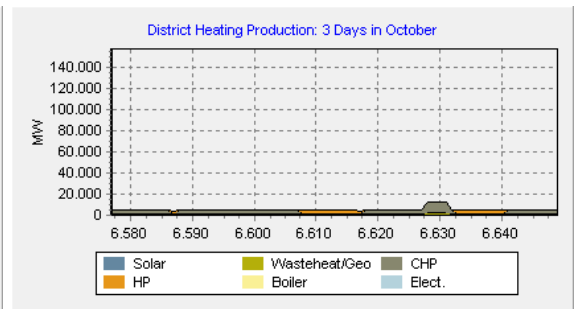
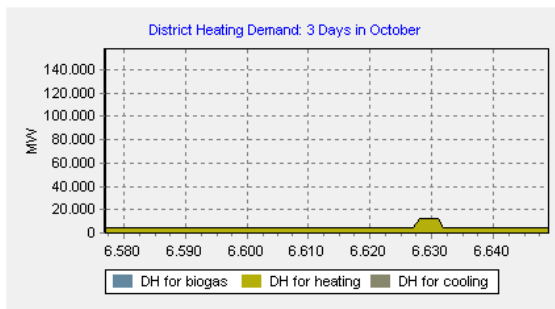
Nisan



Temmuz

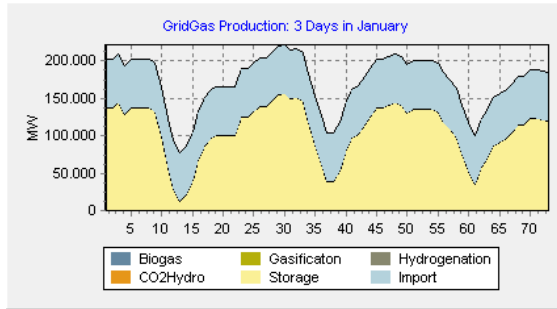
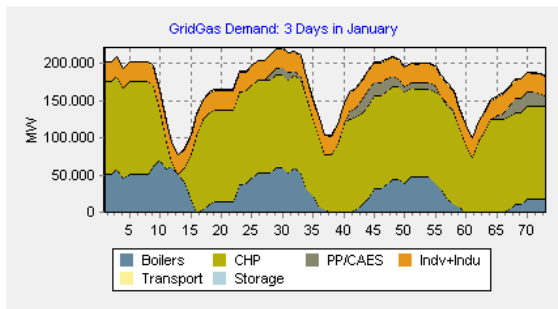


Ekim

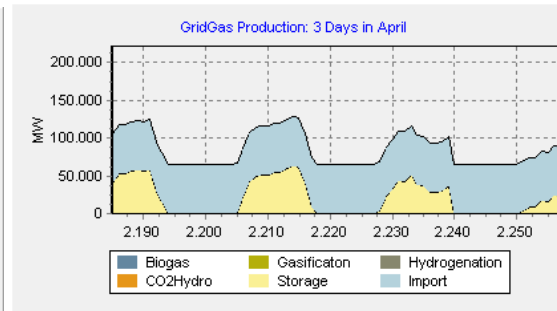
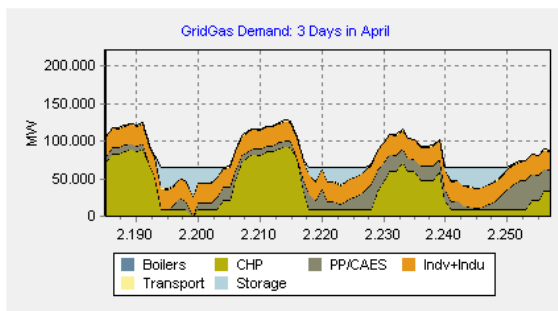


5a-3) Gaz Şebekesi

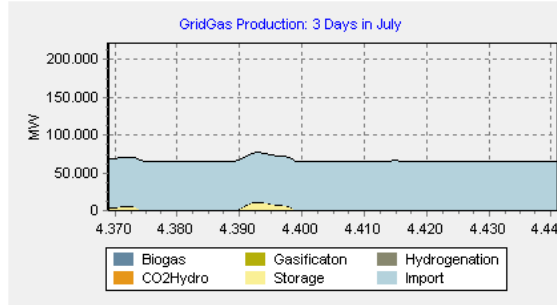
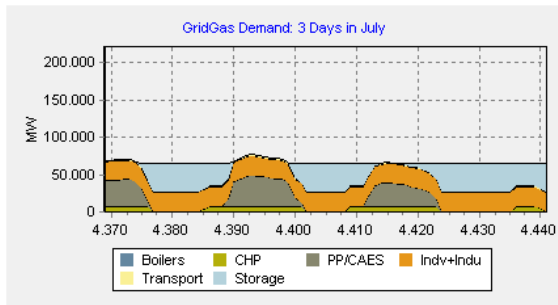
Ocak



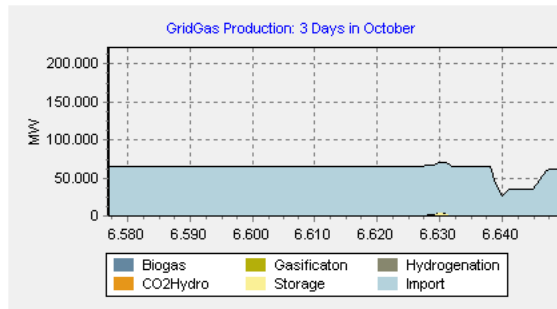
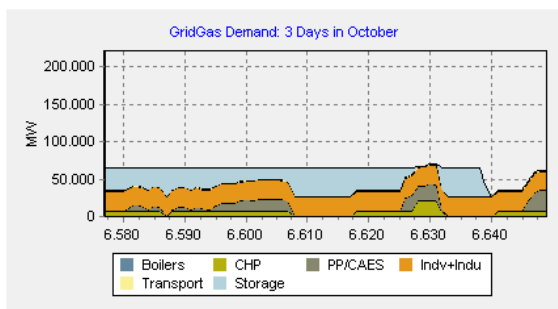
Nisan



Temmuz



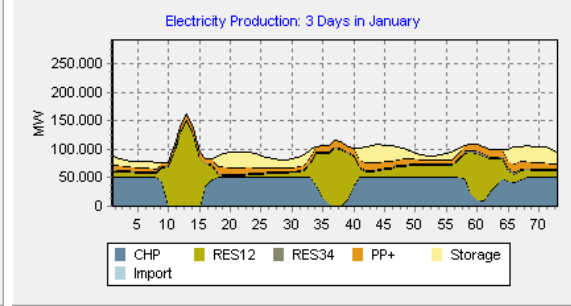
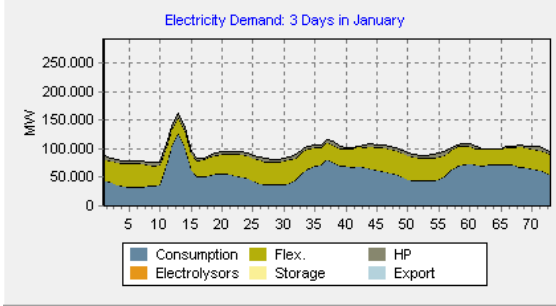
Ekim



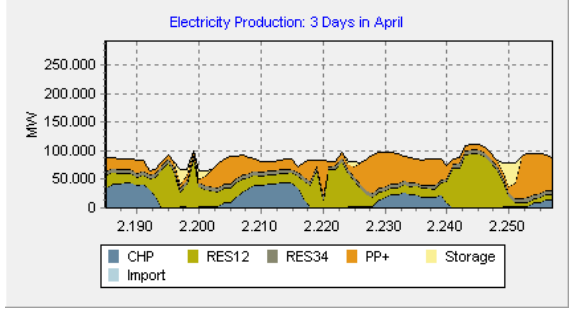
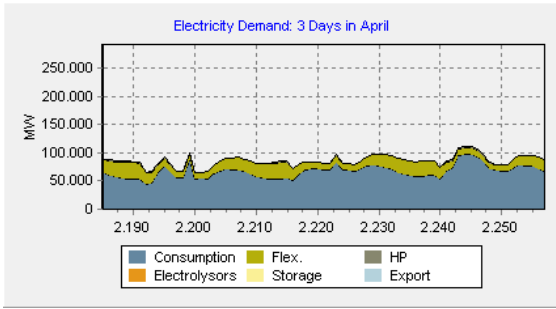
5b) Elektrikli Araçlar ve Talep Tarafı Katılımı

5b-1) Elektrik Şebekesi

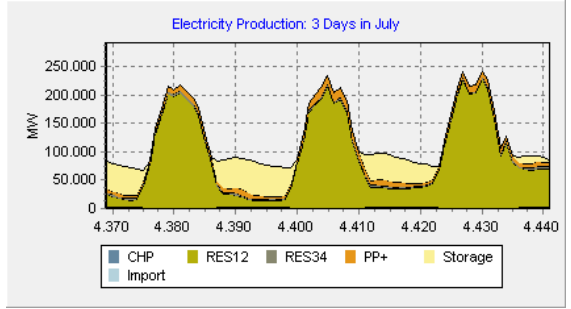
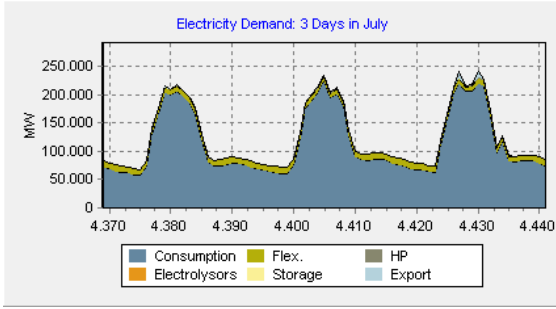
Ocak



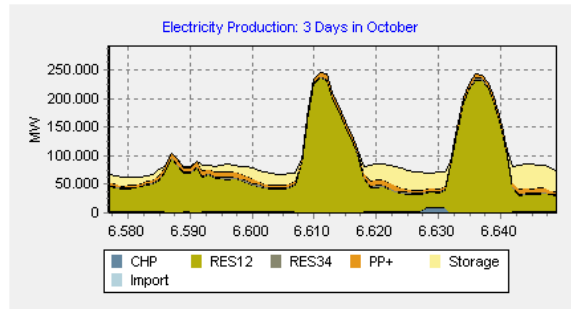
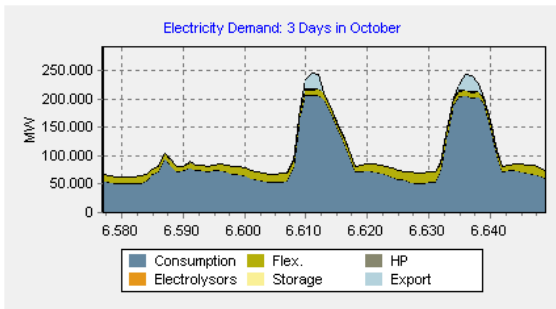
Nisan



Temmuz

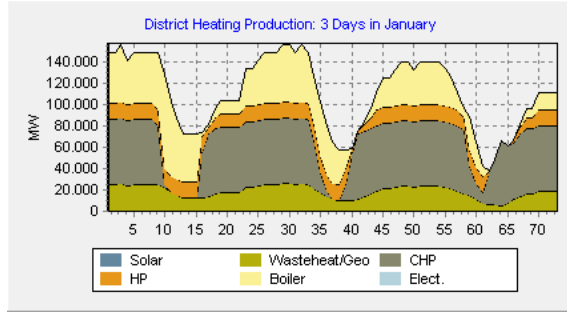
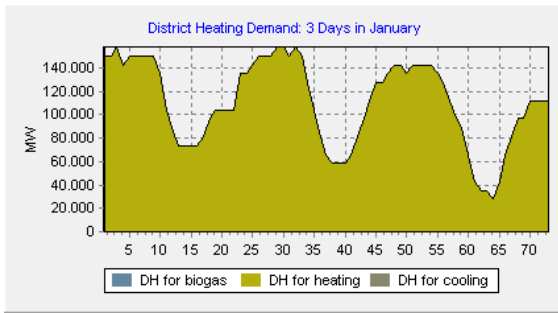


Ekim

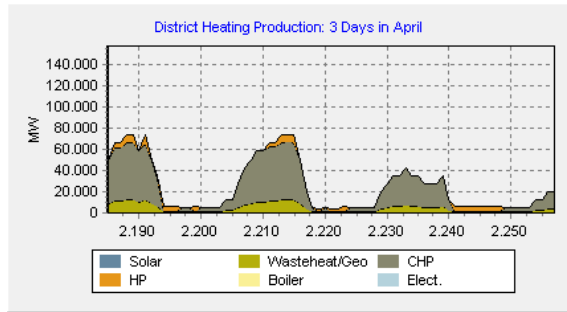
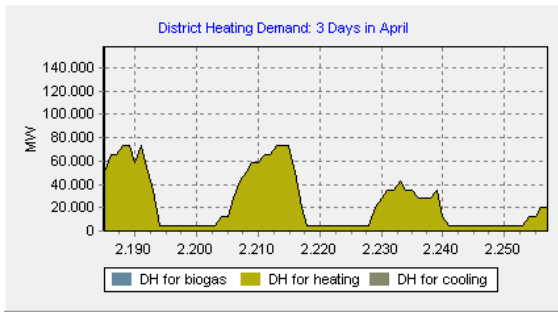


5b-2) Isı Şebekesi

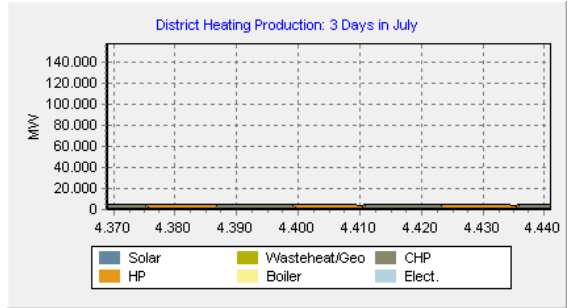
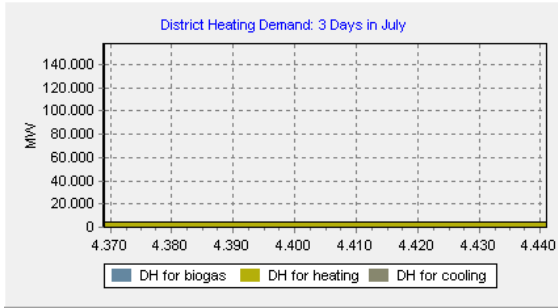
Ocak



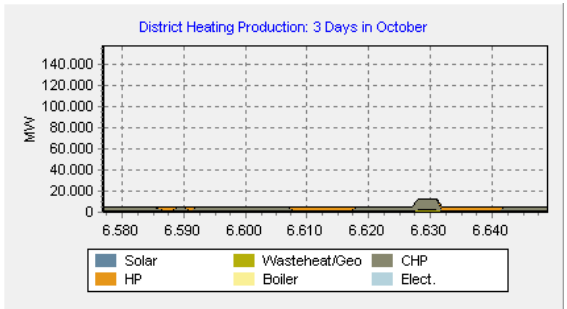
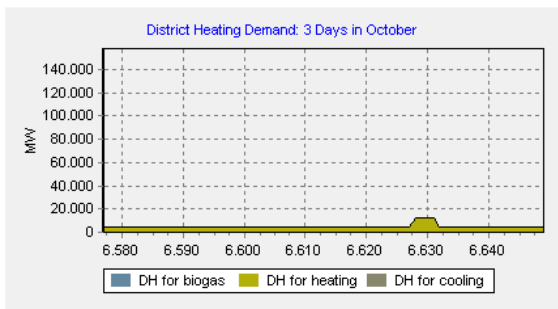
Nisan



Temmuz

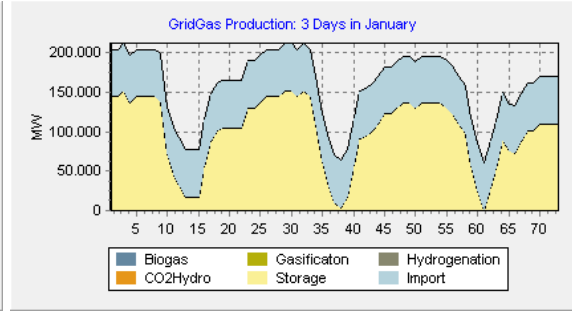
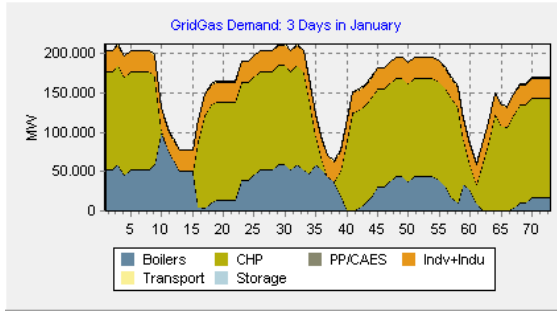


Ekim

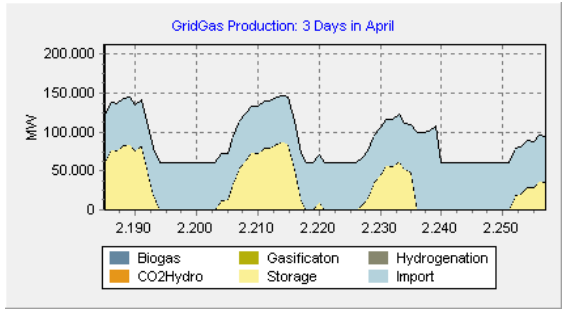
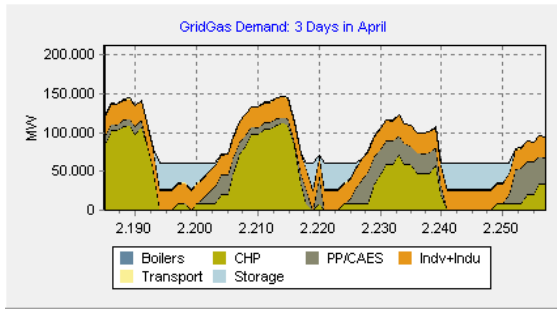


5b-3) Gaz Şebekesi

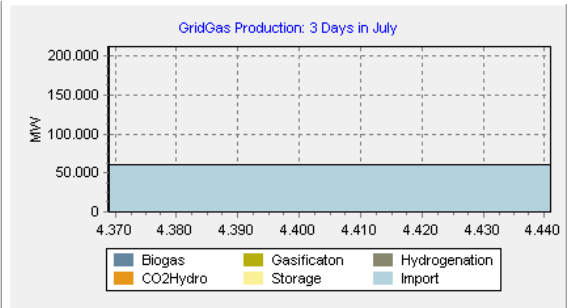
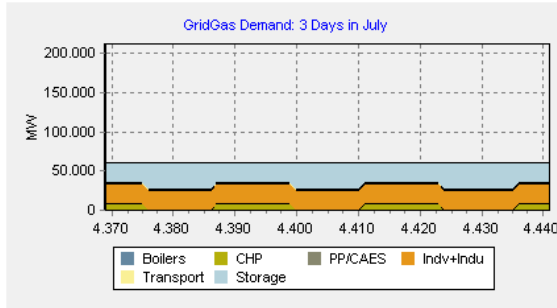
Ocak



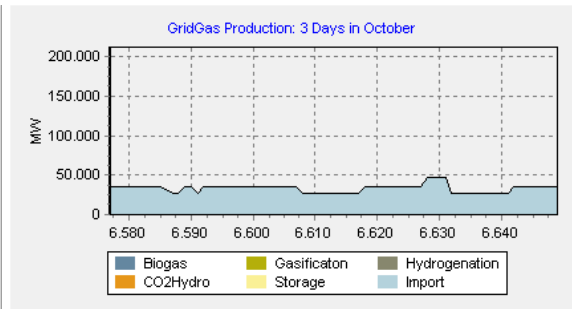
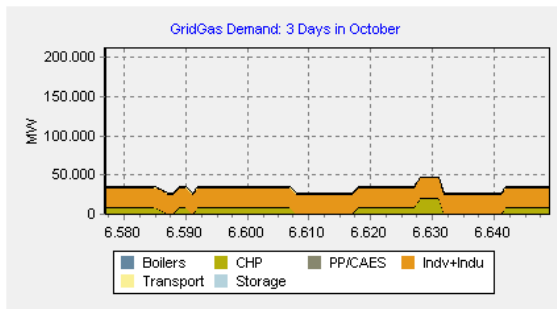
Nisan



Temmuz



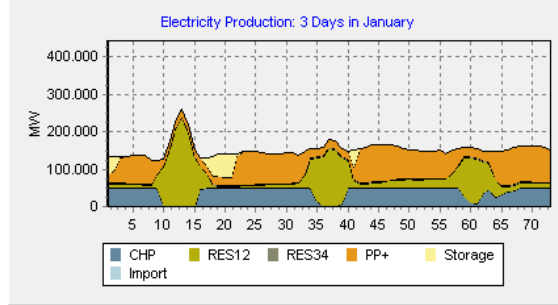
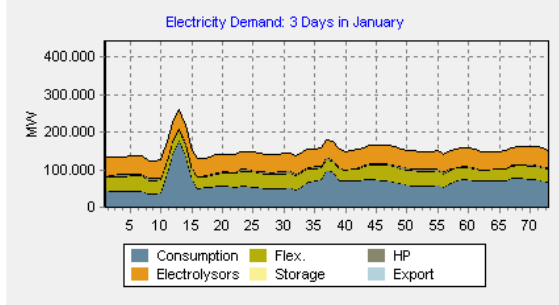
Ekim



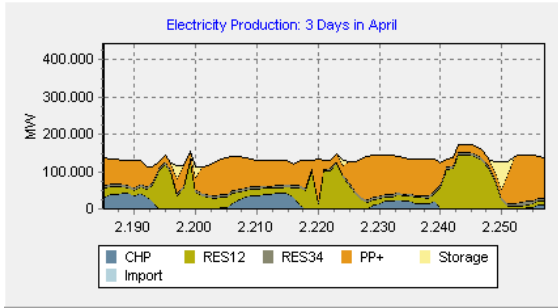
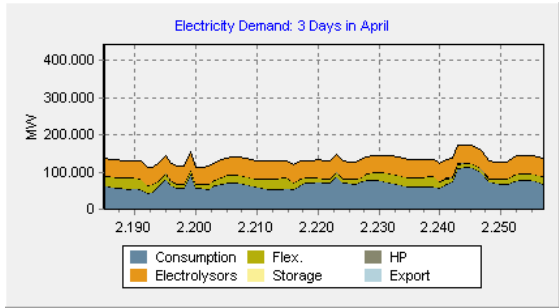
6a) Ulaşım Yakıtları

6a-1) Elektrik Şebekesi

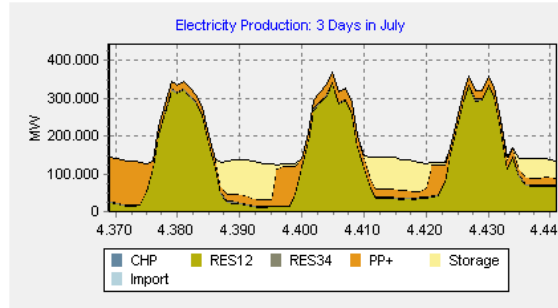
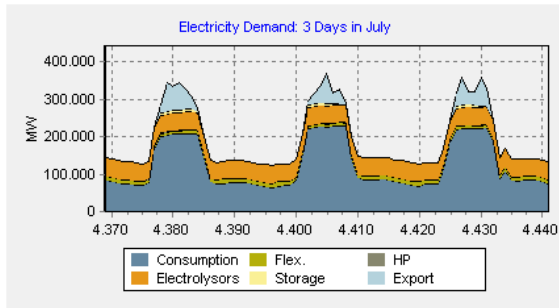
Ocak



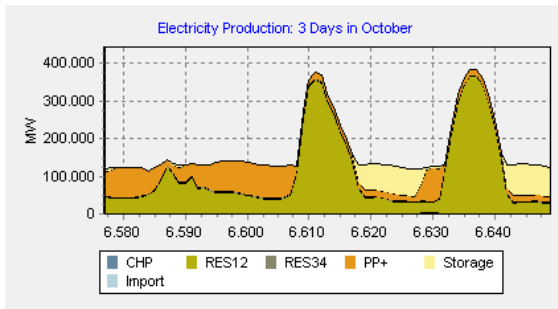
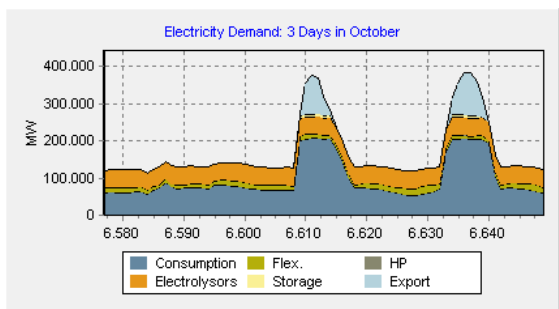
Nisan



Temmuz

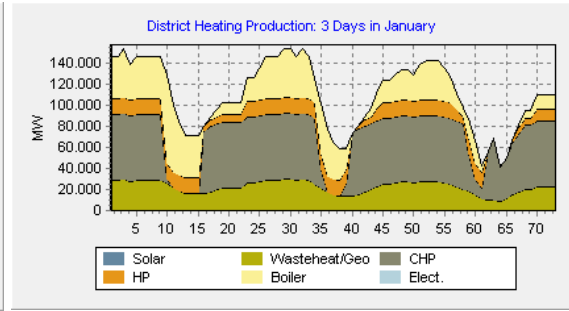
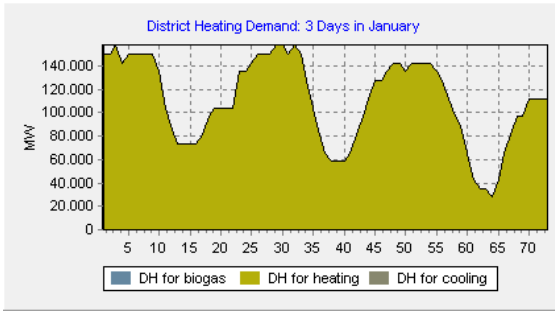


Ekim

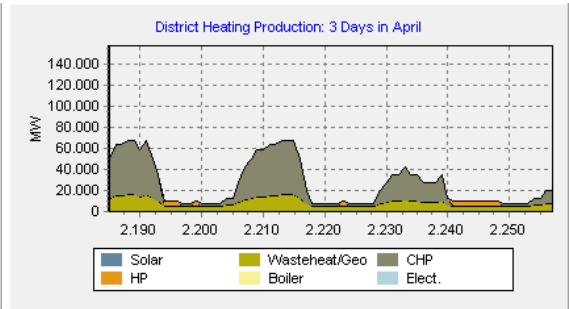
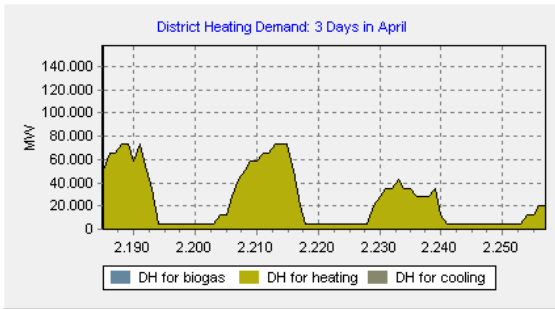


6a-2) Isı Şebekesi

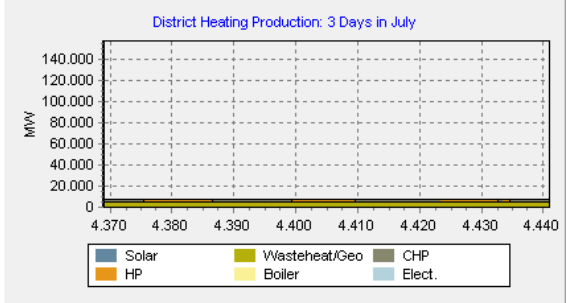
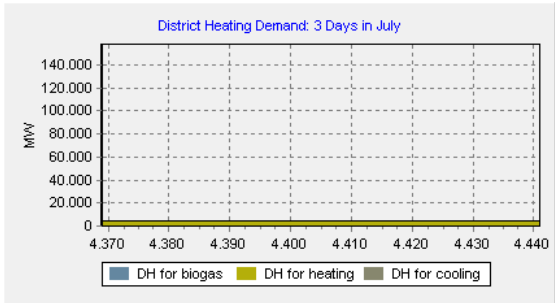
Ocak



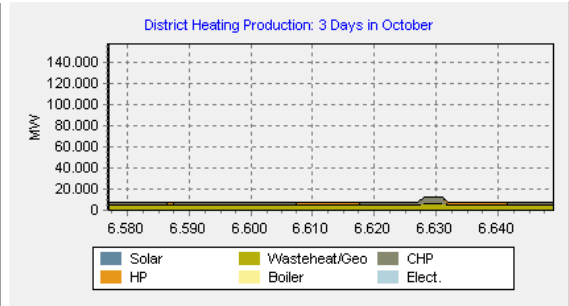
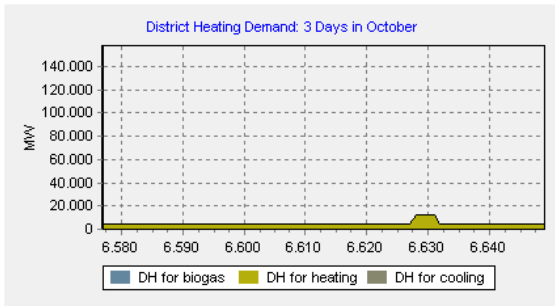
Nisan



Temmuz

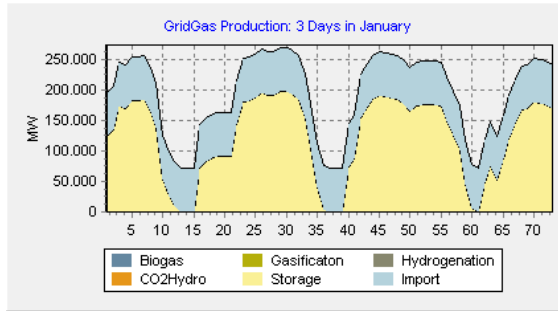
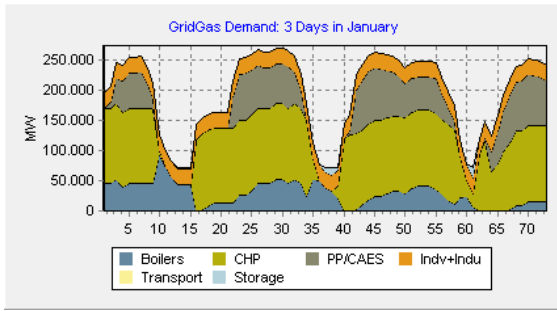


Ekim

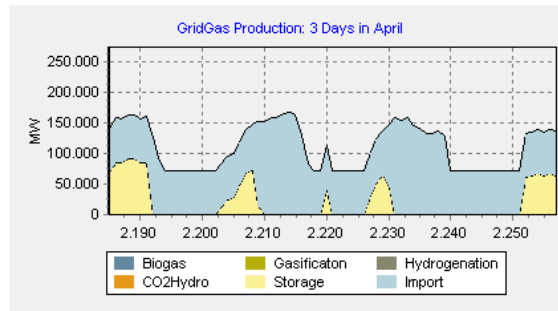
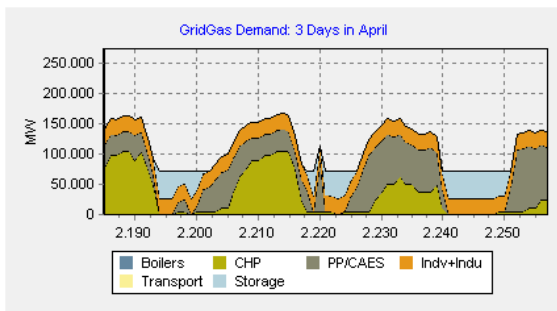


6a-3) Gaz Şebekesi

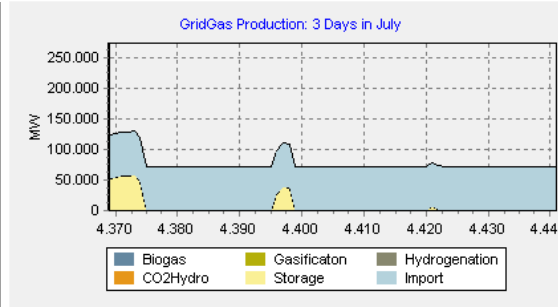
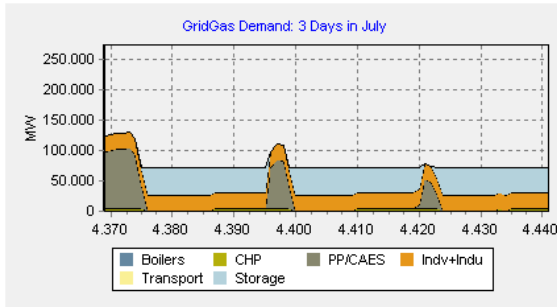
Ocak



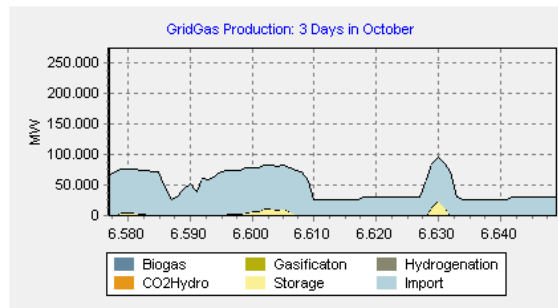
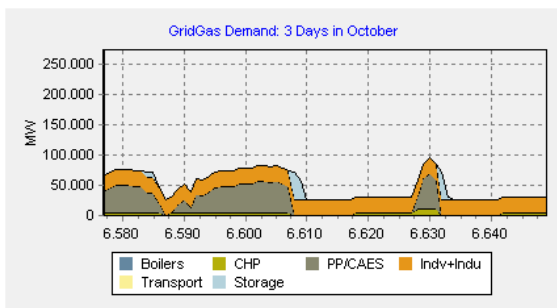
Nisan



Temmuz



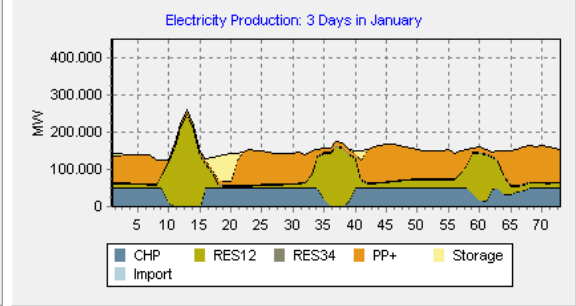
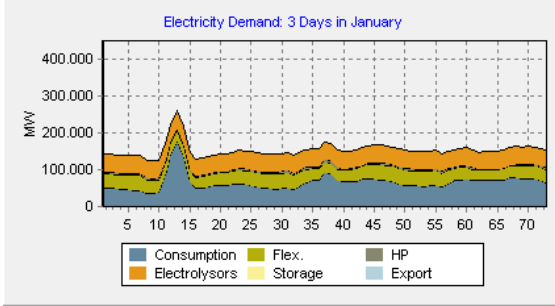
Ekim



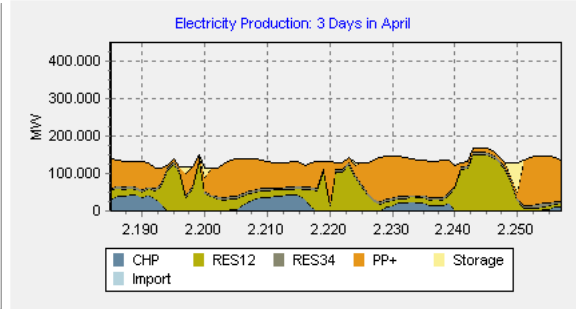
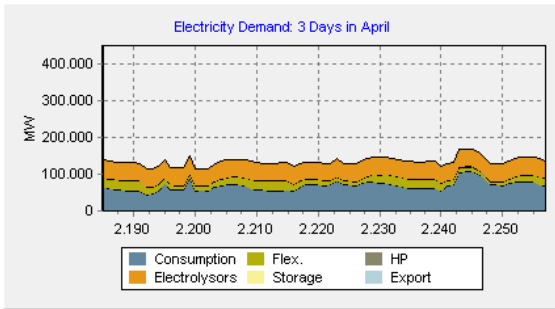
6b) Ulaşım Yakıtları

6b-1) Elektrik Şebekesi

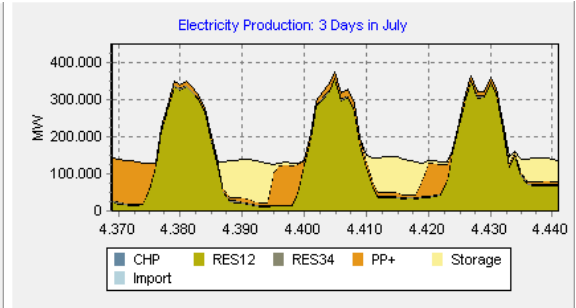
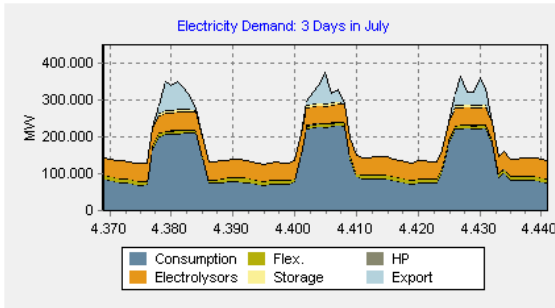
Ocak



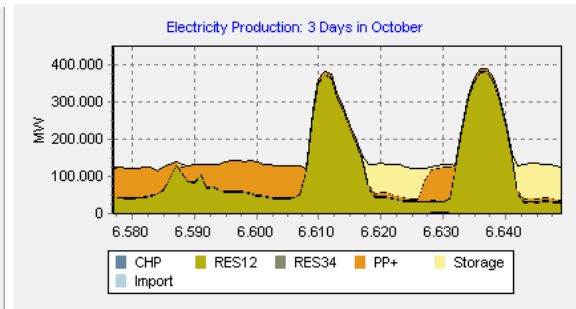
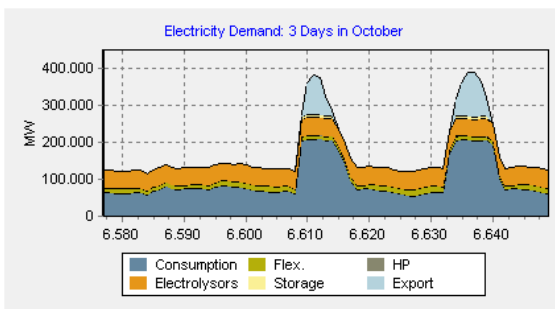
Nisan



Temmuz

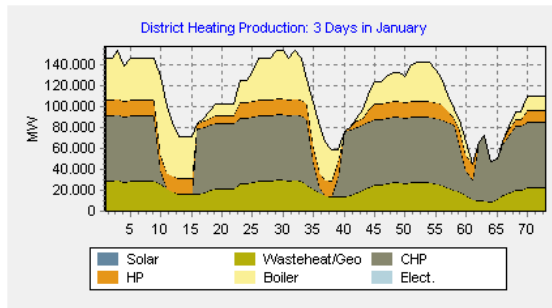
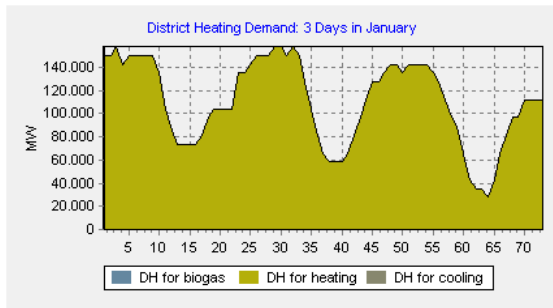


Ekim

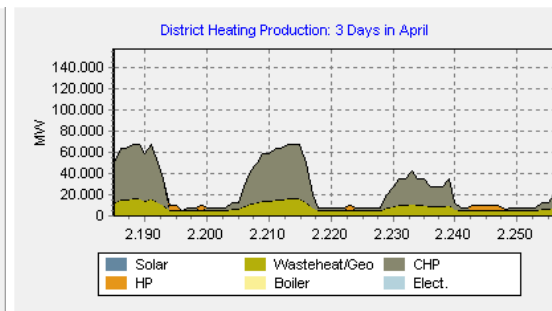
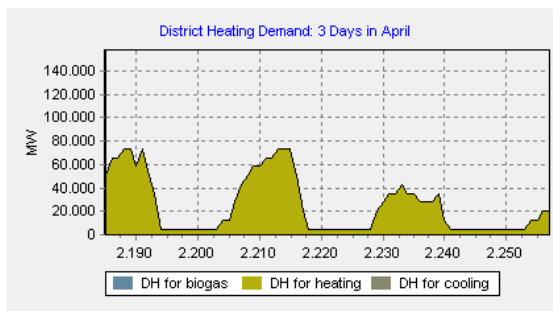


6b-2) Isı Şebekesi

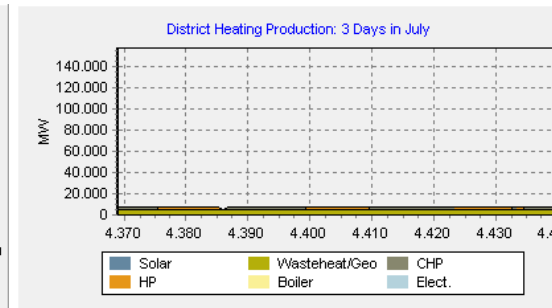
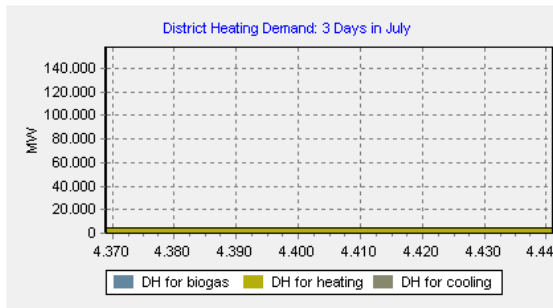
Ocak



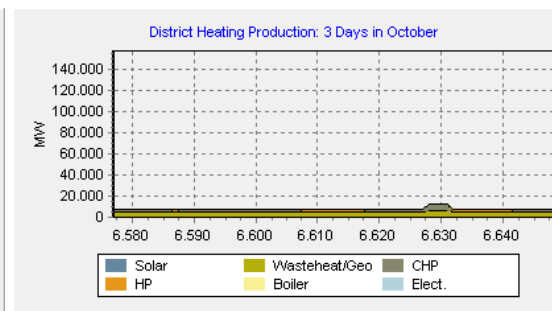
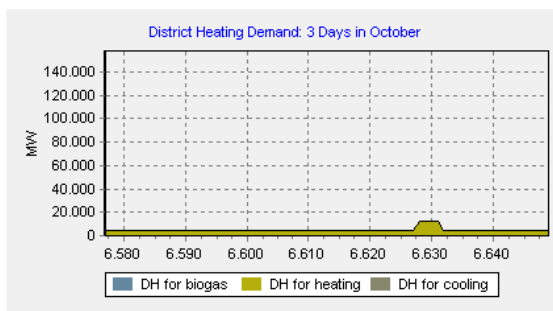
Nisan



Temmuz

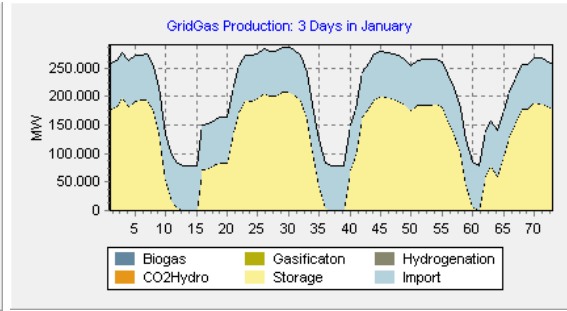
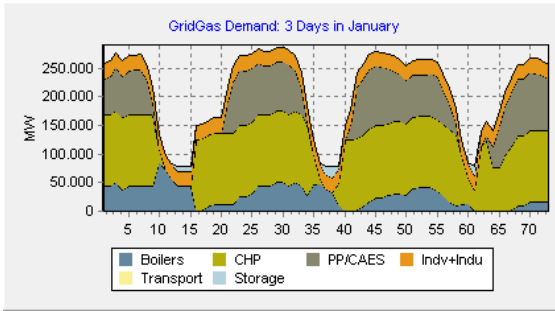


Ekim

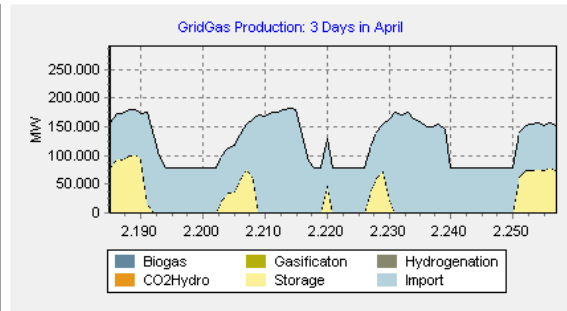
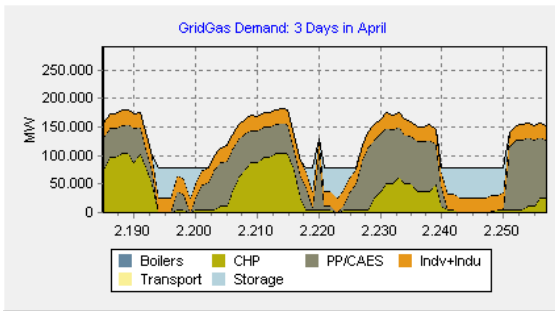


6b-3) Gaz Şebekesi

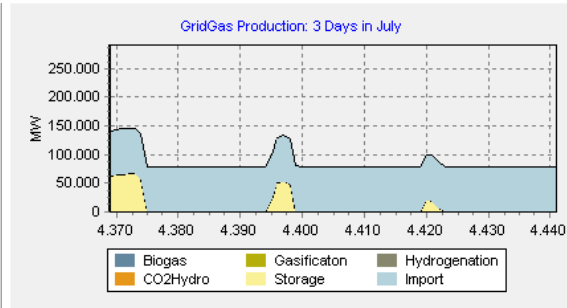
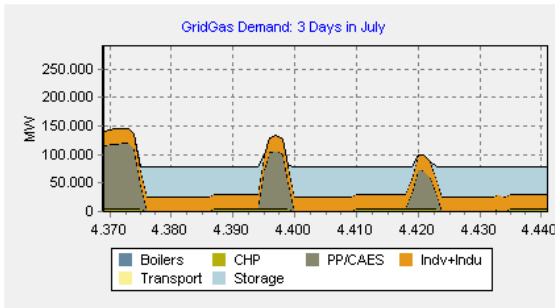
Ocak



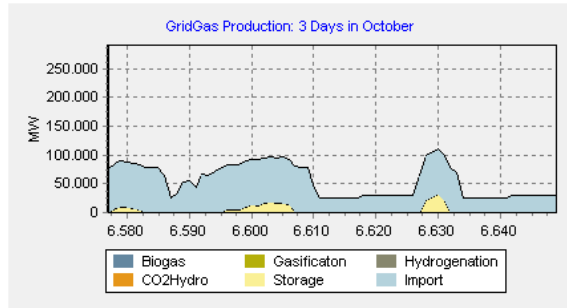
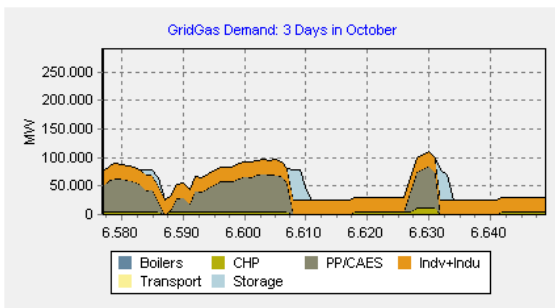
Nisan



Temmuz



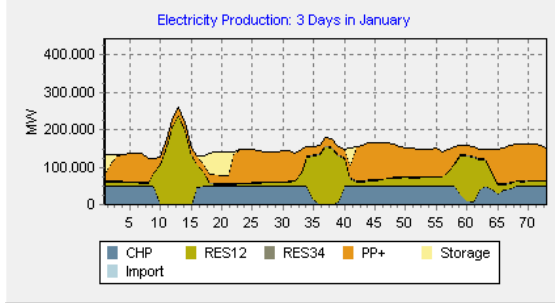
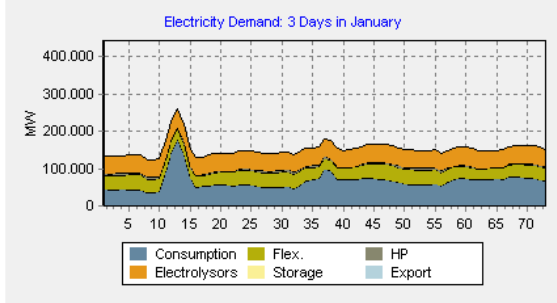
Ekim



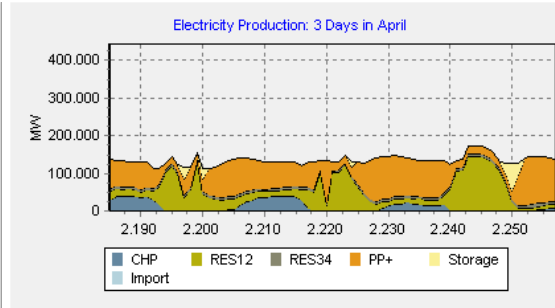
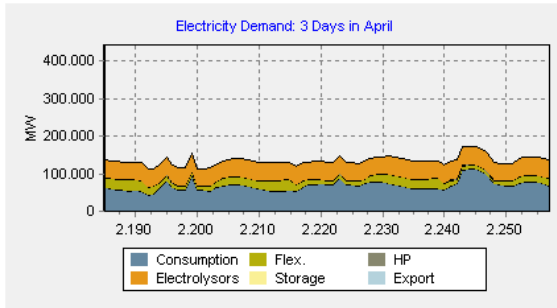
7a) Kömür ve Petrolü Kaldır

7a-1) Elektrik Şebekesi

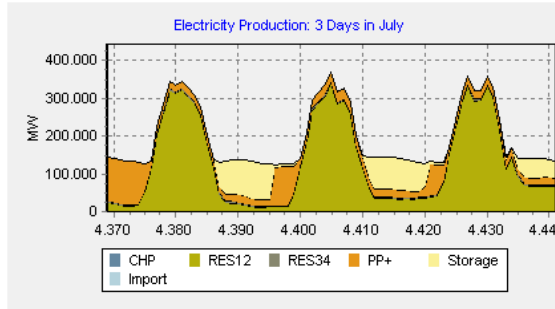
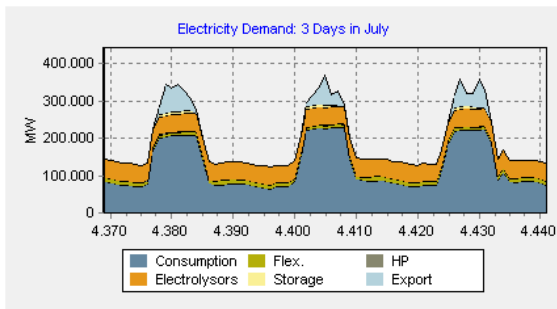
Ocak



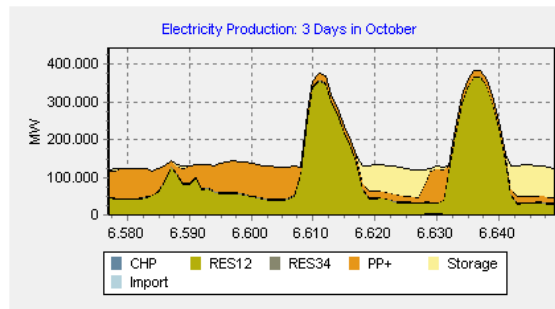
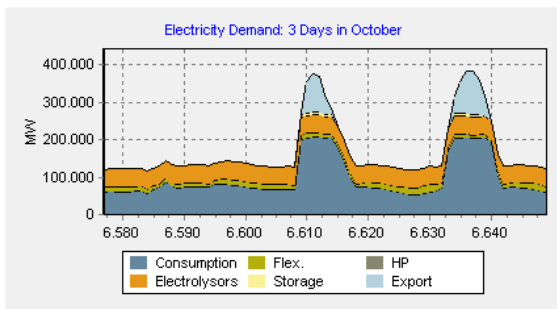
Nisan



Temmuz

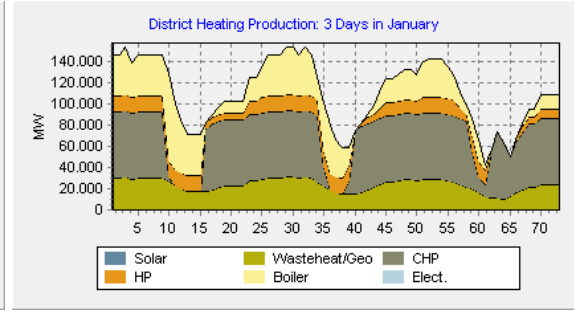
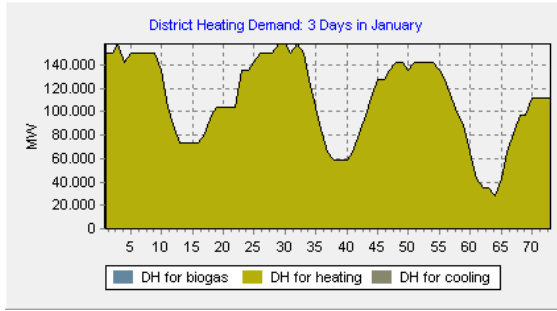


Ekim

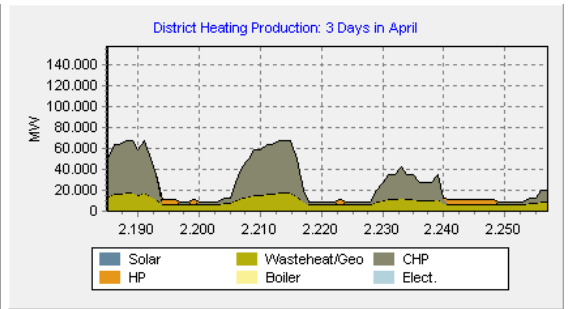
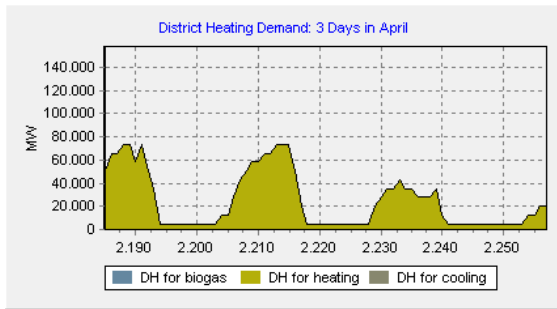


7a-2) Isı Şebekesi

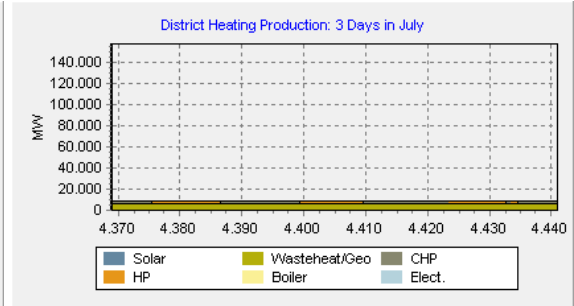
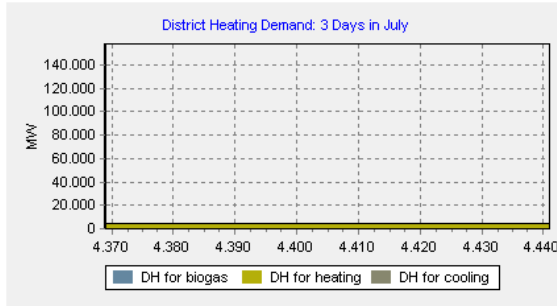
Ocak



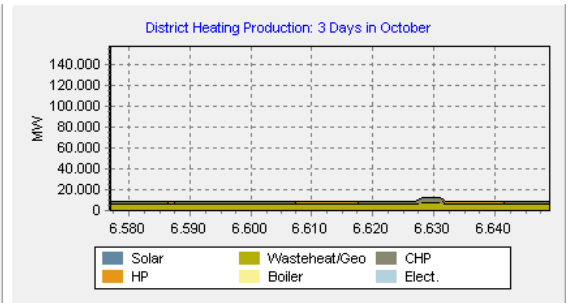
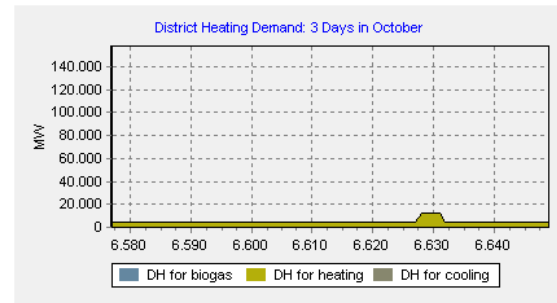
Nisan



Temmuz

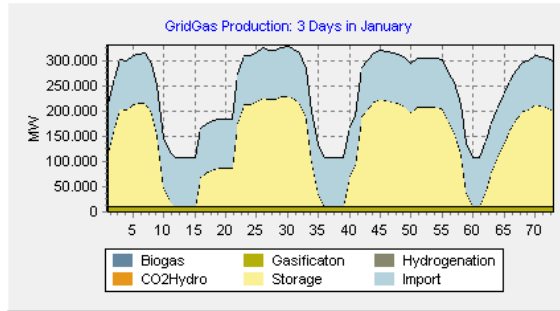
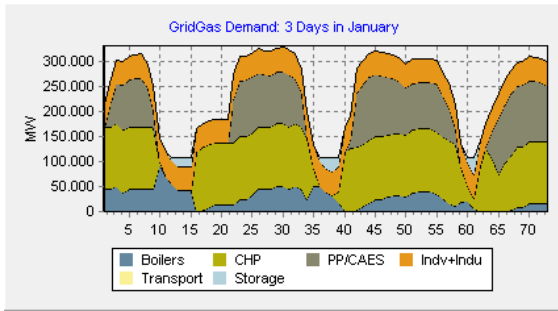


Ekim

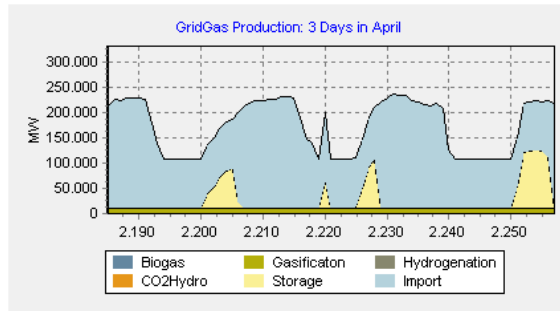
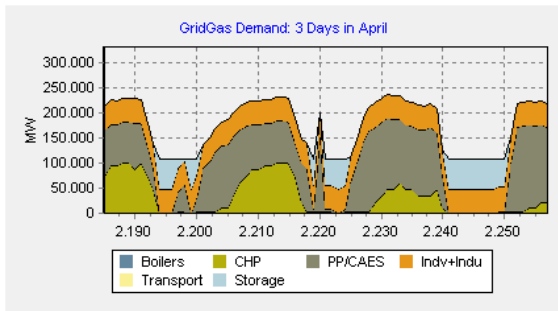


7a-3) Gaz Şebekesi

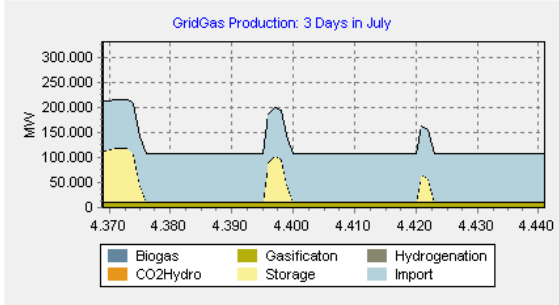
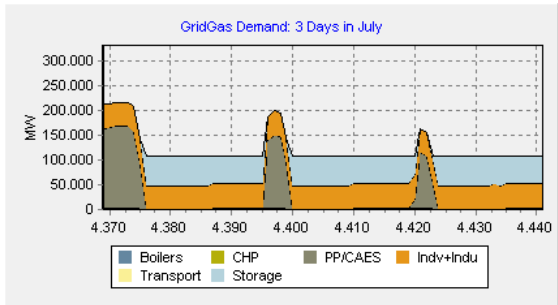
Ocak



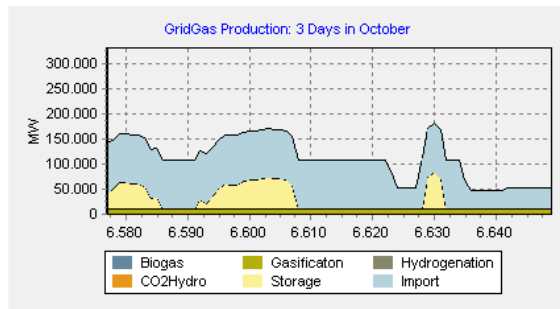
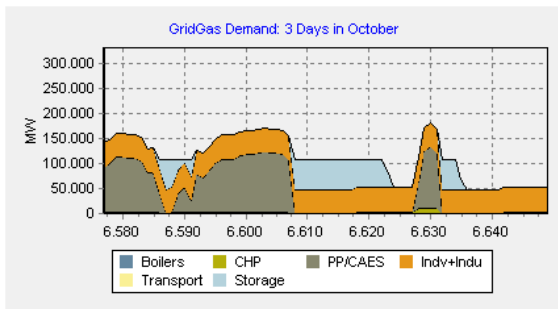
Nisan



Temmuz



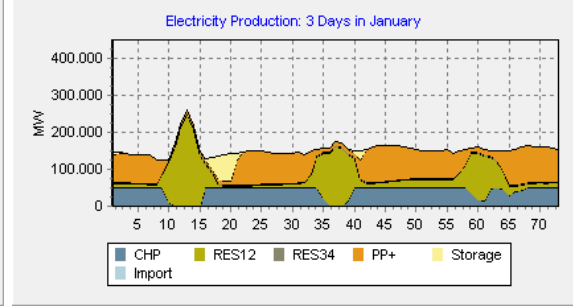
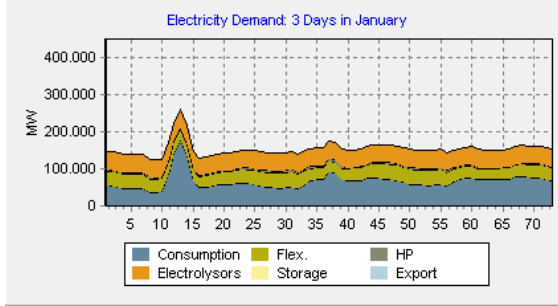
Ekim



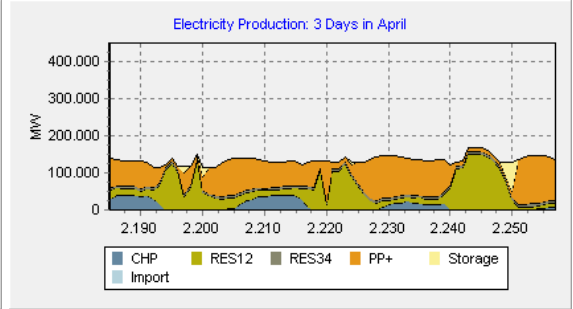
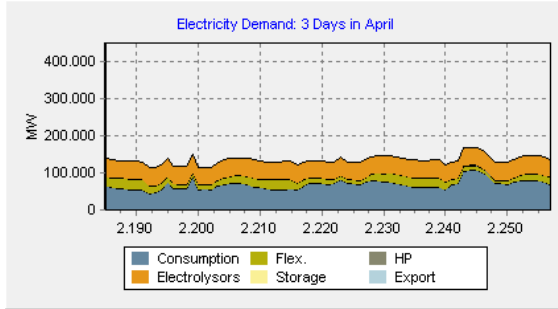
7b) Kömür ve Petrolü Kaldır

7b-1) Elektrik Şebekesi

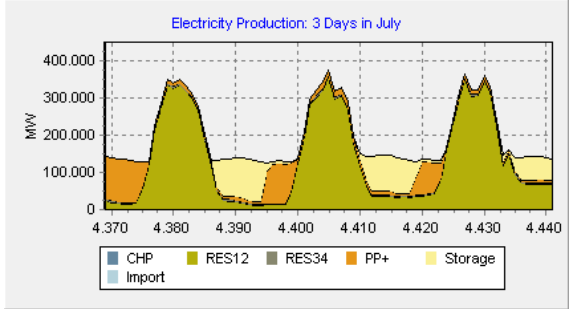
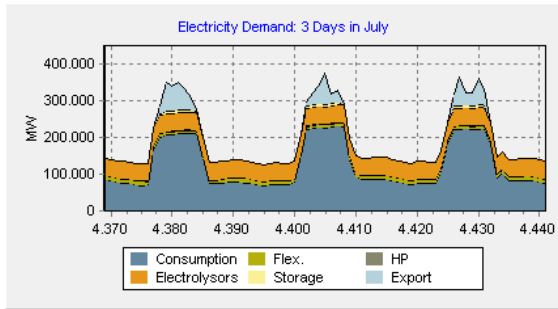
Ocak



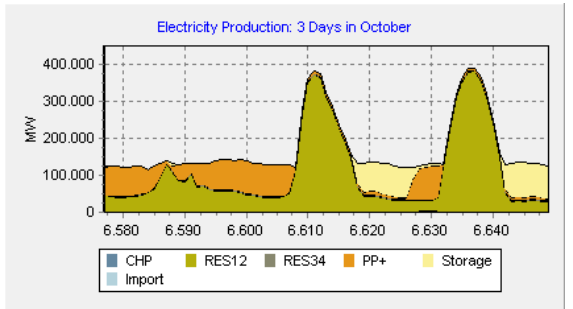
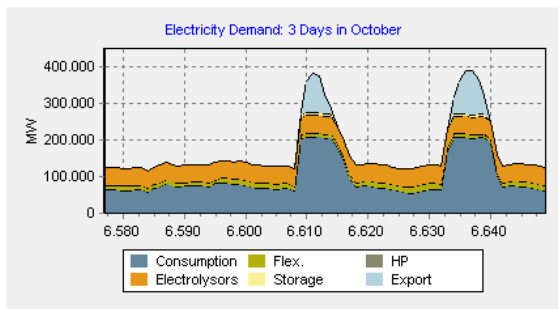
Nisan



Temmuz

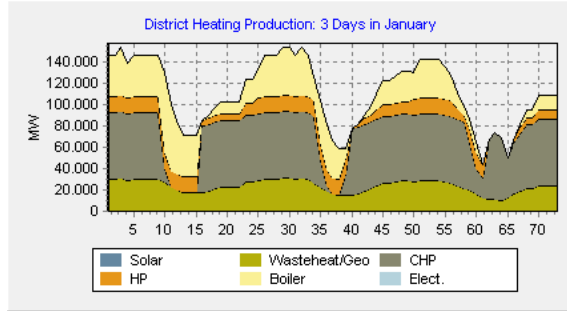
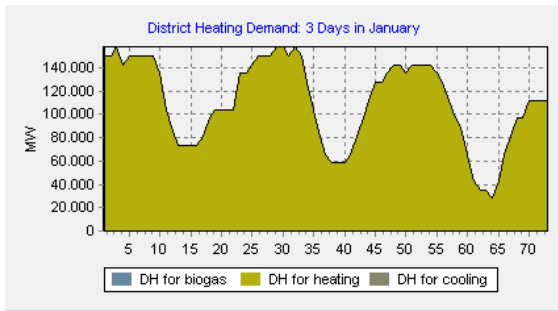


Ekim

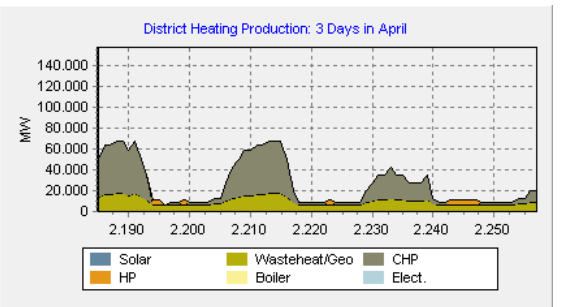
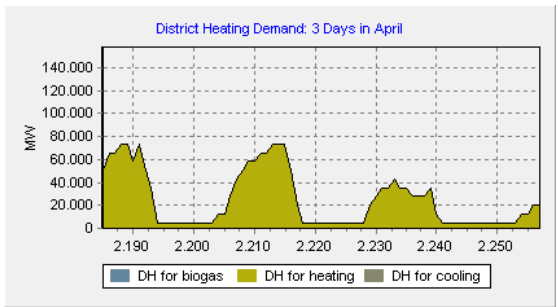


7b-2) Isı Şebekesi

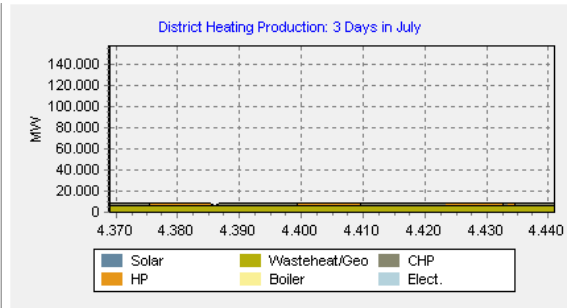
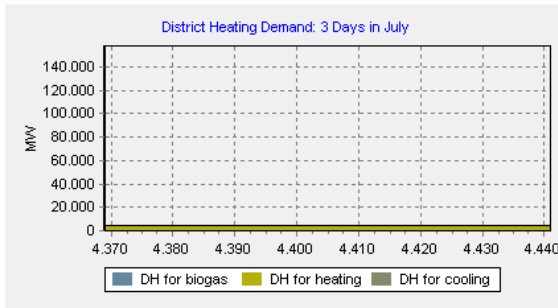
Ocak



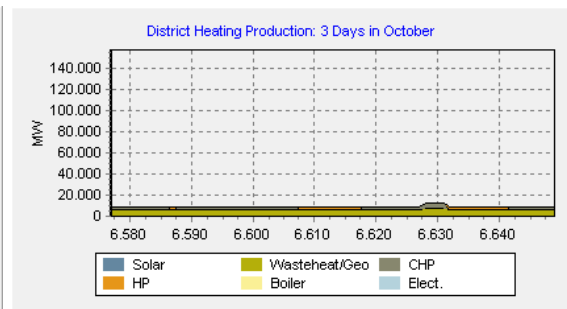
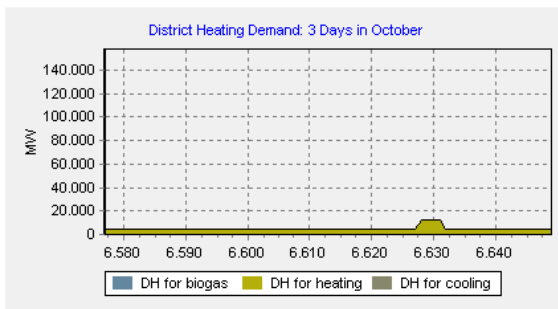
Nisan



Temmuz

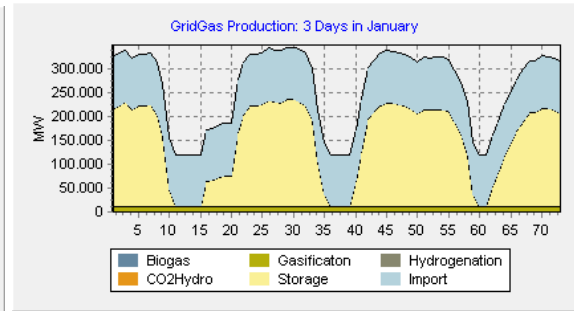
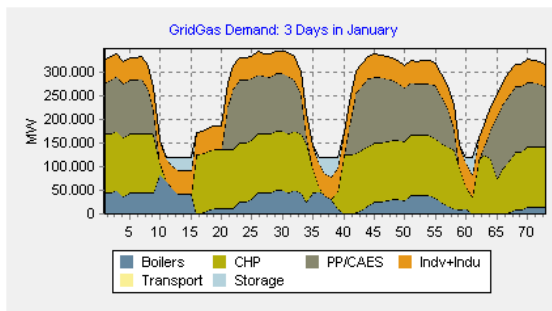


Ekim

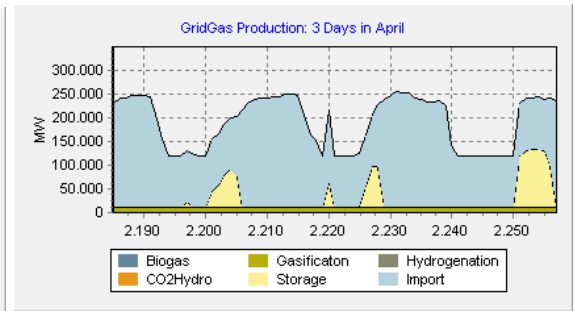
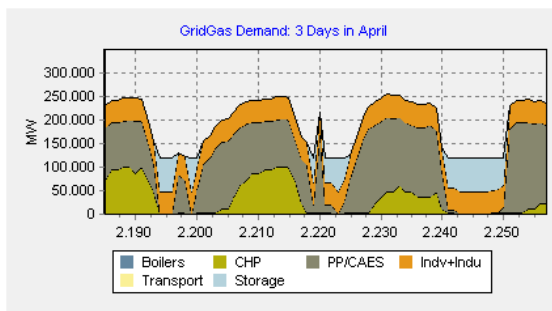


7b-3) Gaz Şebekesi

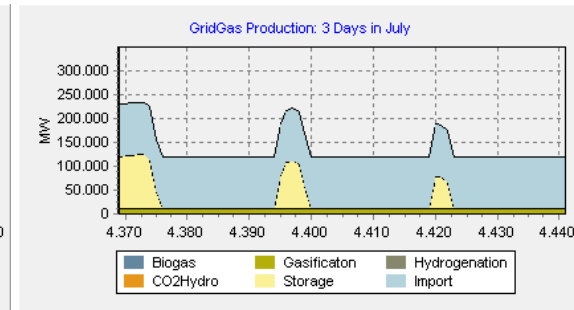
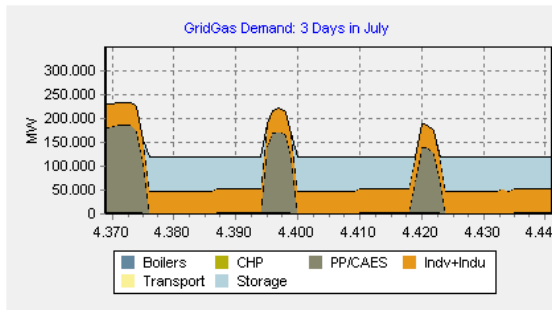
Ocak



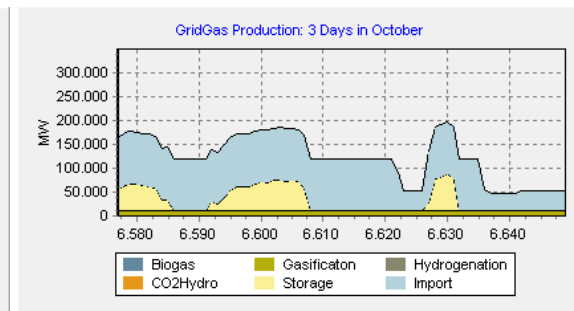
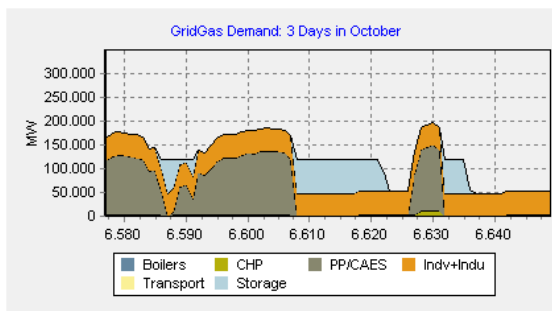
Nisan



Temmuz



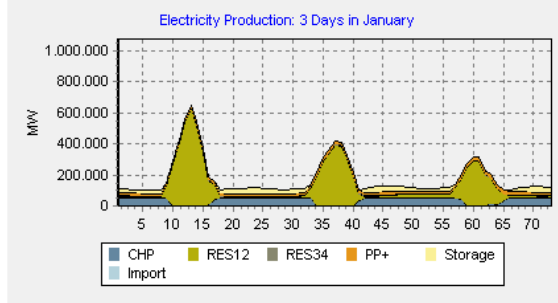
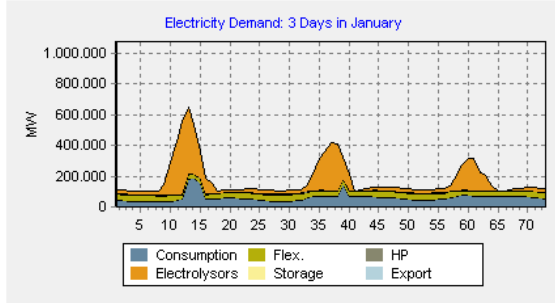
Ekim



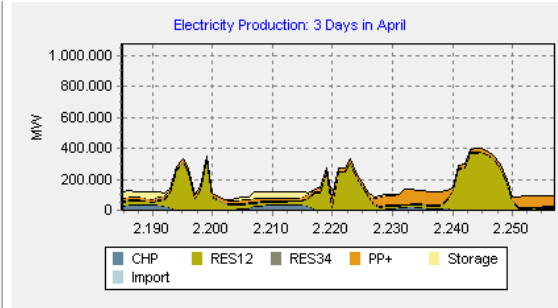
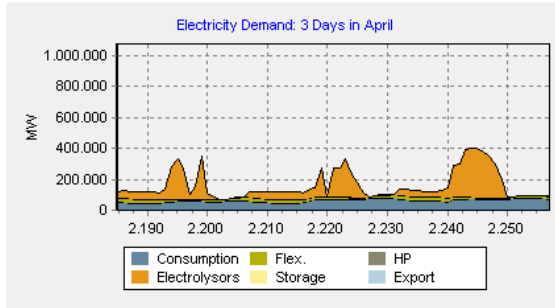
8a) Sentetik Gaz

8a-1) Elektrik Şebekesi

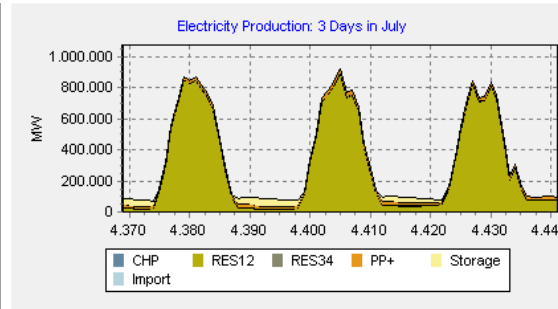
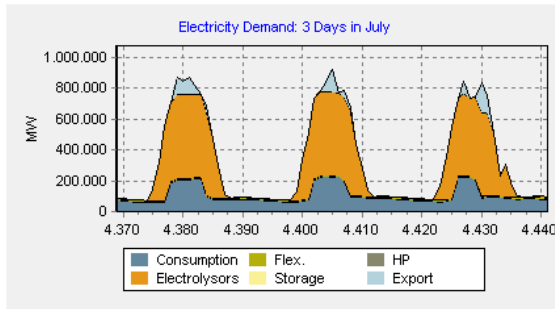
Ocak



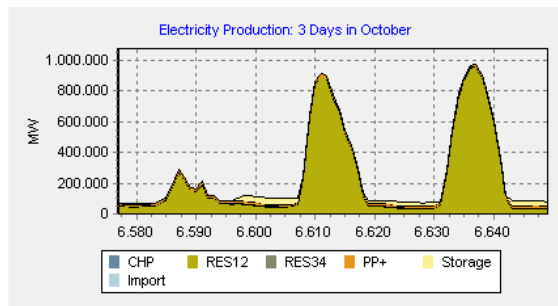
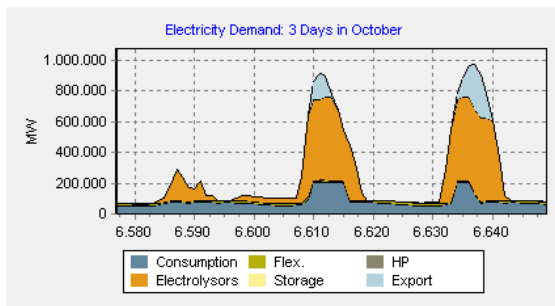
Nisan



Temmuz

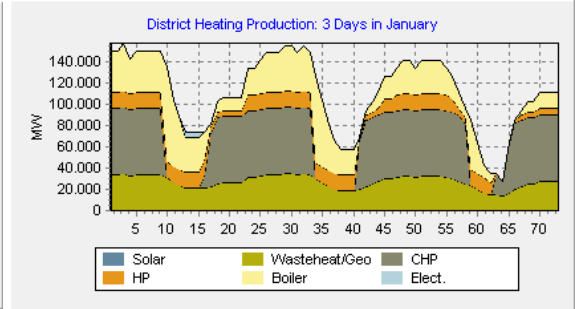
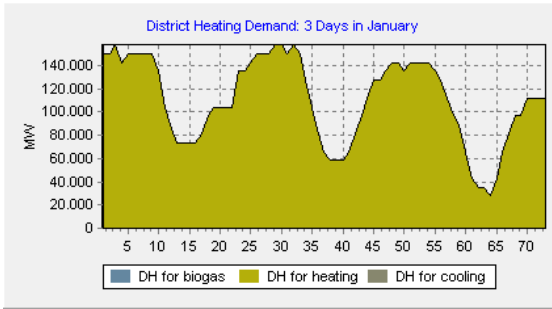


Ekim

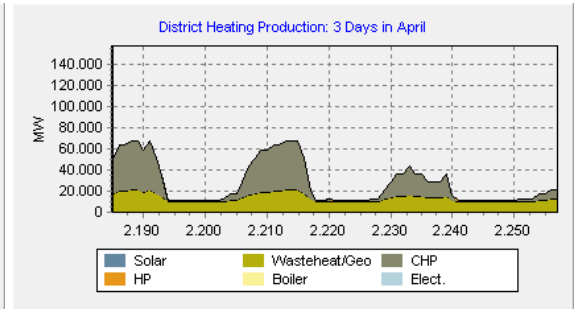
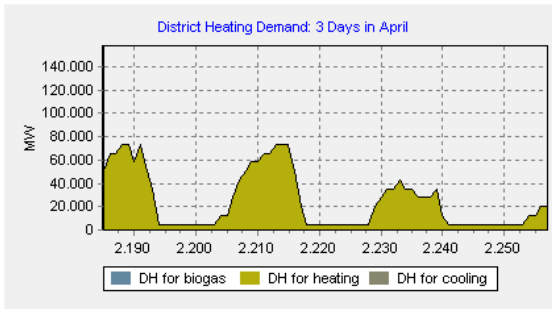


8a-2) Isı Şebekesi

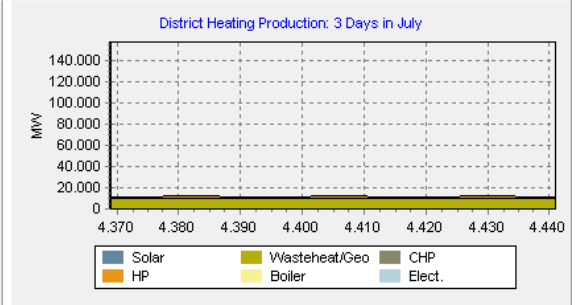
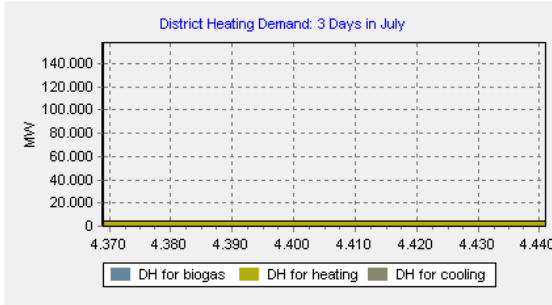
Ocak



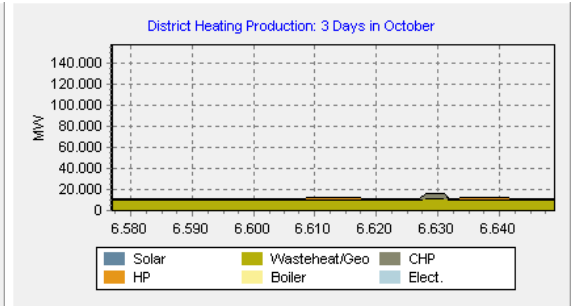
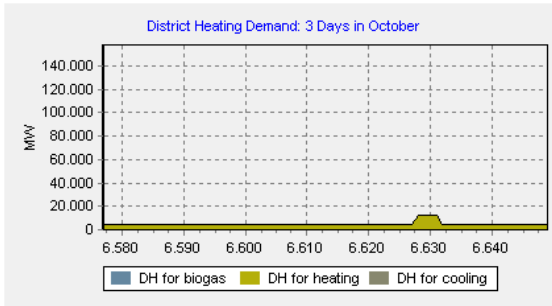
Nisan



Temmuz

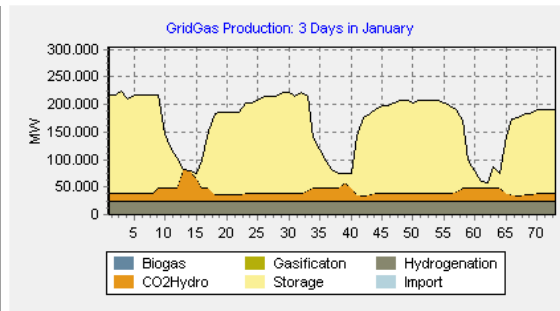
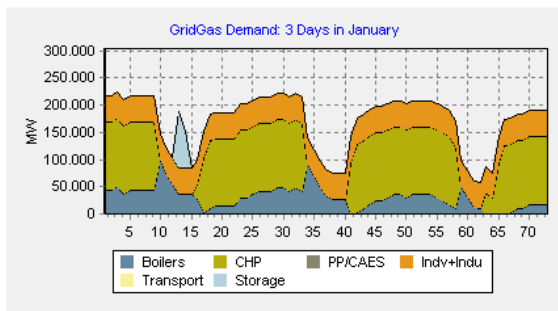


Ekim

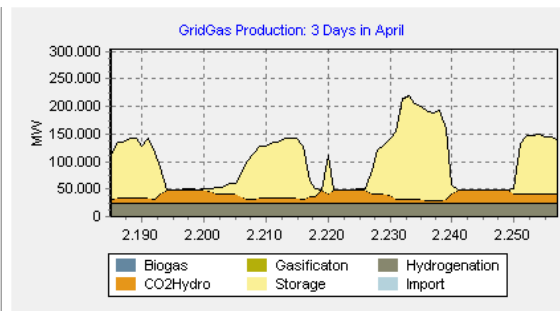
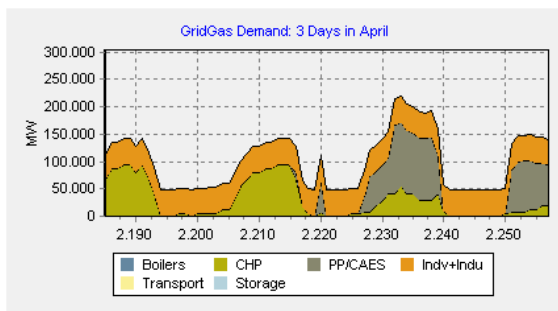


8a-3) Gaz Şebekesi

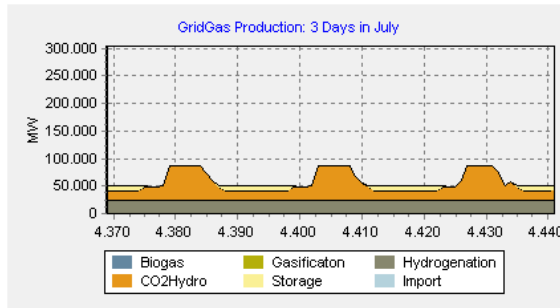
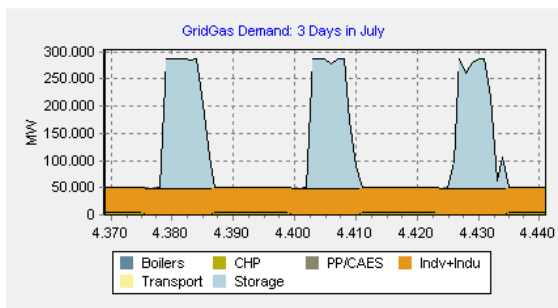
Ocak



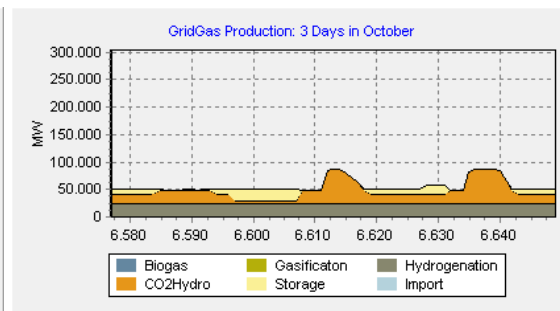
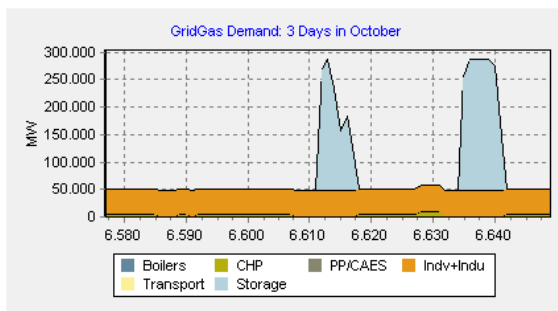
Nisan



Temmuz



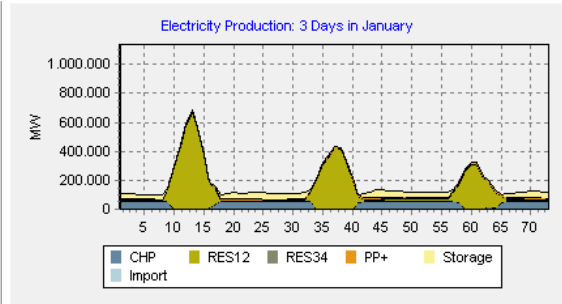
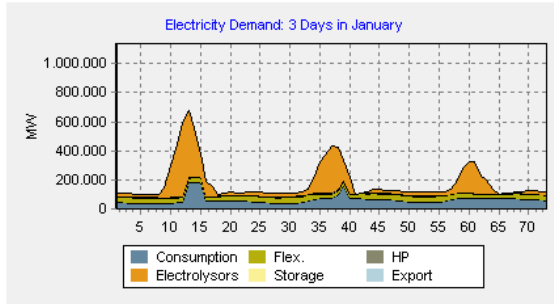
Ekim



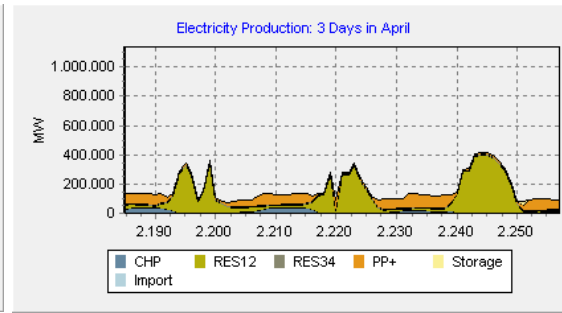
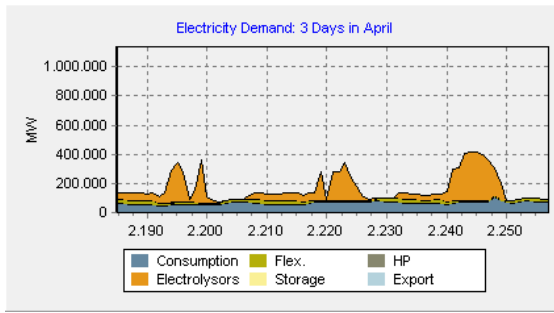
8b) Sentetik Gaz

8b-1) Elektrik Şebekesi

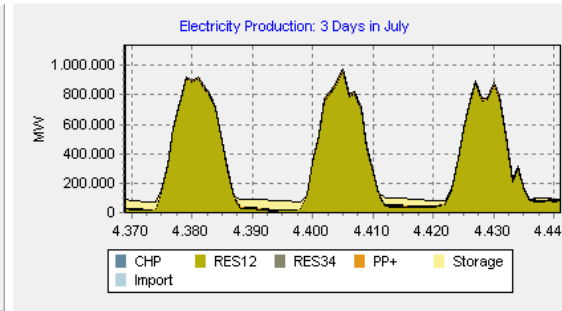
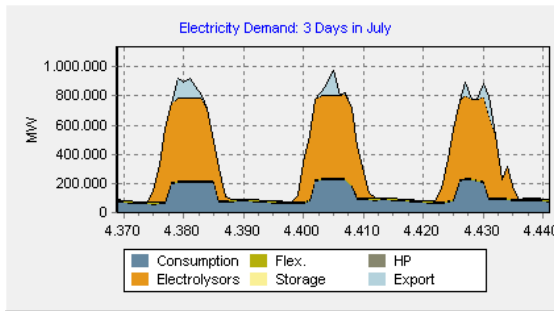
Ocak



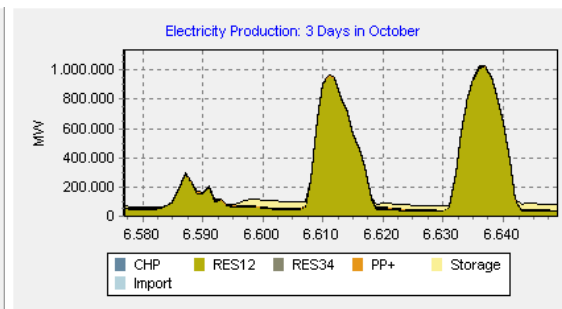
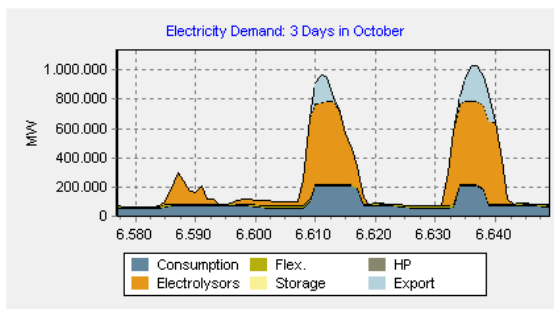
Nisan



Temmuz

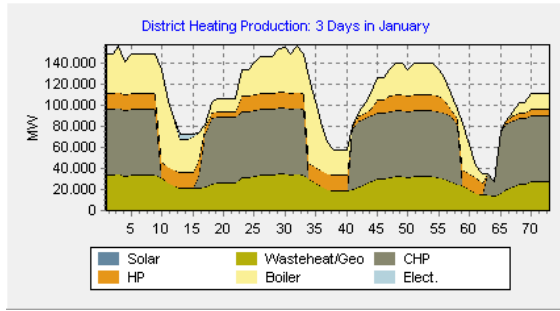
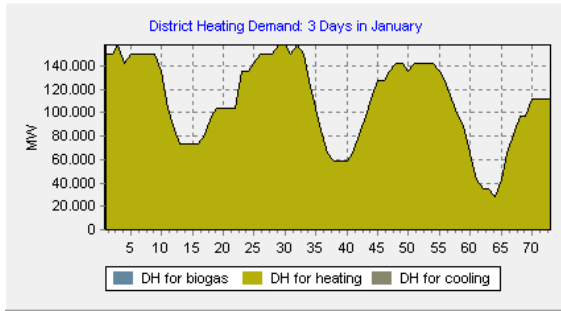


Ekim

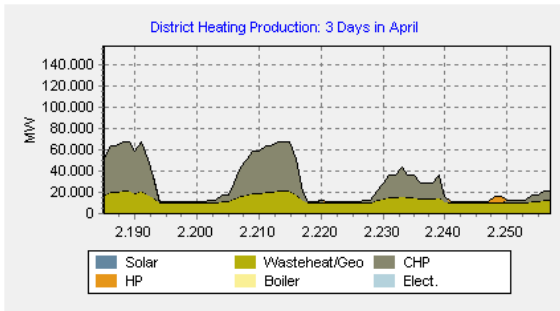
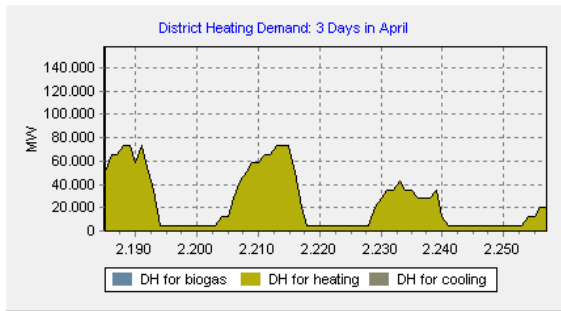


8b-2) Isı Şebekesi

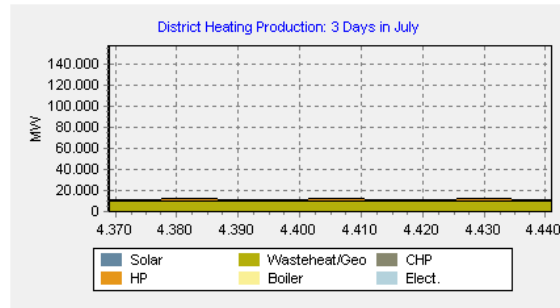
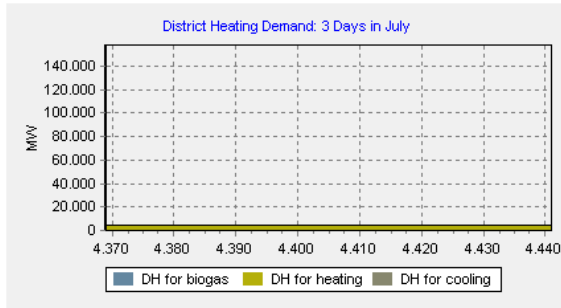
Ocak



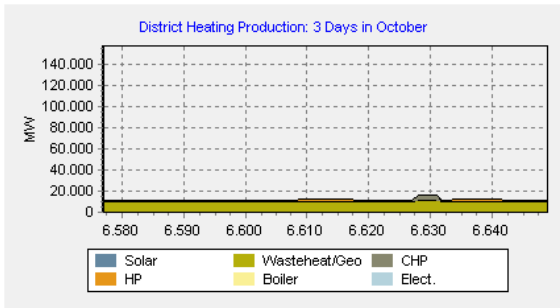
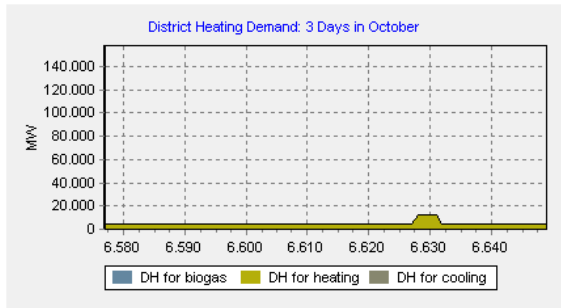
Nisan



Temmuz

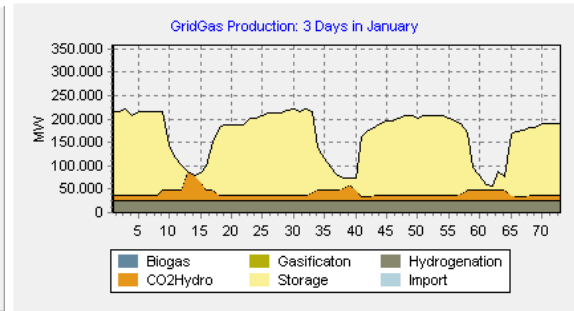
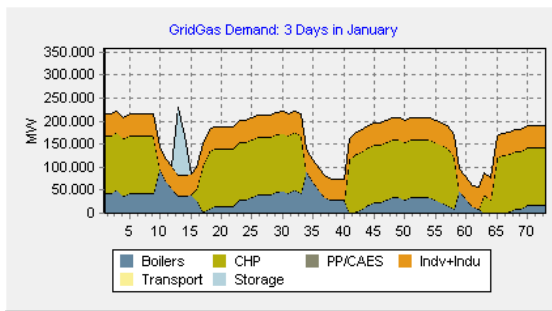


Ekim

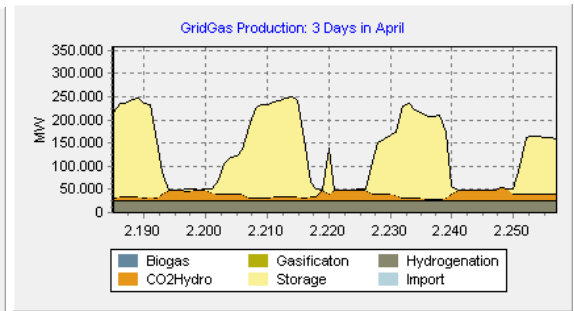
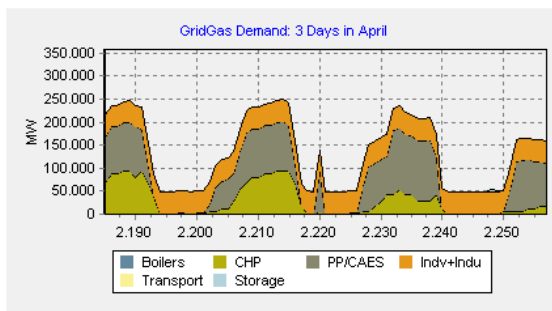


8b-3) Gaz Şebekesi

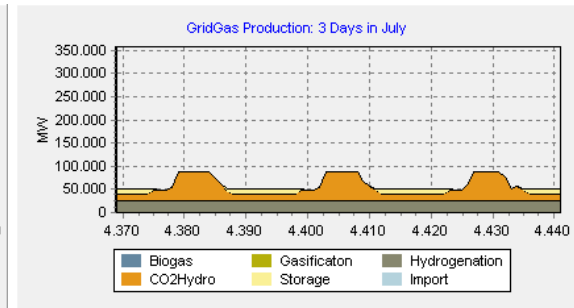
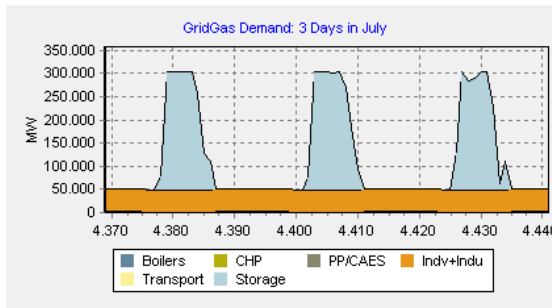
Ocak



Nisan



Temmuz



Ekim

