GAZİ ÜNİVERSİTESİ

Gazi

1926

ENERJİ ÇEŞİTLİLİĞİ AÇISINDAN TÜRKİYE'NİN ENERJİ PROJEKSİYONUNUN İNCELENMESİ

Cengiz AMİL

YÜKSEK LİSANS TEZİ
MAKİNA MÜHENDİSLİĞİ ANA BİLİM DALI

GAZİ ÜNİVERSİTESİ
FEN BİLİMLERİ ENSTİTÜSÜ

EYLÜL 2021

ETİK BEYAN

Gazi Üniversitesi Fen Bilimleri Enstitüsü Tez Yazım Kurallarına uygun olarak hazırladığım bu tez çalışmasında;

- Tez içinde sunduğum verileri, bilgileri ve dokümanları akademik ve etik kurallar çerçevesinde elde ettiğimi,
- Tüm bilgi, belge, değerlendirme ve sonuçları bilimsel etik ve ahlak kurallarına uygun olarak sunduğumu,
- Tez çalışmasında yararlandığım eserlerin tümüne uygun atıfta bulunarak kaynak gösterdiğimi,
- Kullanılan verilerde herhangi bir değişiklik yapmadığımı,
- Bu tezde sunduğum çalışmanın özgün olduğunu,

bildirir, aksi bir durumda aleyhime doğabilecek tüm hak kayıplarını kabullendiğimi beyan ederim.

Cengiz AMİL
09/09/2021

ENERJİ ÇEŞİTLİLİĞİ AÇISINDAN TÜRKİYE'NİN ENERJİ PROJEKSİYONUNUN İNCELENMESİ

(Yüksek Lisans Tezi)

Cengiz AMİL

GAZİ ÜNİVERSİTESİ
FEN BİLİMLERİ ENSTİTÜSÜ

Eylül 2021

ÖZET

Enerji konusu, hızla artan dünya nüfusunun ihtiyaçlarını karşılayabilmek için günümüzde daha önemli hale gelmiştir. Fosil yakıtlar ve yenilenebilir enerji kaynaklarından elde edilen elektrik ve termal enerjiler fosil yakıtlarının yakın bir gelecekte tükeneceği senaryosu göz önünde bulundurulduğunda bizi yenilenebilir enerji kaynaklarına ve enerji verimliliğine sürüklemektedir. Bu çalışmada bölgesel ısıtma, teknik ve market simülasyonu, düşük ve yüksek kapasite senaryoları ve hidrojen senaryoları hesapları yapılarak Türkiye'nin 2030 ve 2050 enerji projeksiyonu yapılmıştır. Bu sayede var olan enerji tüketimi, atık ısının azaltılması/kullanılması ile daha verimli hale gelecektir. Çalışmada 2030 ve 2050 yılları için farklı kapasite ve hidrojen karışım senaryoları yer almıştır. Projeksiyonda yer alan senaryoların enerji karşılama kapasiteleri ve enerji kaynakları çeşitliliği irdelenmiştir. Çalışmada belirtilen senaryoların talep ve tedarik hesaplamaları, yakıt tüketimleri, CO_2 emisyonları EnergyPLAN yazılımıyla hesaplanmıştır. Farklı enerji çeşitlerinin de hesaba dahil edilmesiyle enerji ihtiyacı karşılanırken enerji maliyetlerinin de azalması sağlanmaktadır.

Bilim Kodu	:	91408
Anahtar Kelimeler	:	Enerji
Sayfa Adedi	:	103
Danışman	:	Doç. Dr. Mustafa Zeki YILMAZOĞLU

INVESTIGATION OF TURKEY'S ENERGY PROJECTION IN TERMS OF ENERGY DIVERSITY

(M. Sc. Thesis)

Cengiz AMİL

GAZİ UNIVERSITY

GRADUATE SCHOOL OF NATURAL AND APPLIED SCIENCES

September 2021

ABSTRACT

The issue of energy has become more important today in order to meet the needs of the rapidly increasing world population. Electricity and thermal energies obtained from fossil fuels and renewable energy sources led us to renewable energy sources and energy efficiency, considering the scenario that fossil fuels will be depleted in the near future. In this study, Turkey's 2030 and 2050 energy projections were made by calculating district heating, technical and market simulation, low and high capacity scenarios and hydrogen scenarios. In this way, existing energy consumption will become more efficient by reducing/using waste heat. Different capacity and hydrogen mixture scenarios for the years 2030 and 2050 were included in the study. The energy supply capacities of the scenarios in the projection and the diversity of energy sources were examined. The demand and supply calculations, fuel consumption and CO_2 emissions of the scenarios specified in the study were calculated with the EnergyPLAN software. By including different types of energy into the calculation, energy needs were met while reducing energy costs.

Science Code : 91408

Key Words : Energy

Page Number : 103

Supervisor : Assoc. D. Mustafa Zeki YILMAZOĞLU

TEŞEKKÜR

Bu çalışmayı yapmada bana desteğini esirgemeyen danışman hocam Doç. Dr. Mustafa Zeki YILMAZOĞLU'na, tezin yazımı esnasında çocuklarımızla ilgilenerek bana gerekli zamanı sunan eşime ve aileme teşekkür ederim.

İÇİNDEKİLER

Sayfa

ÖZET…… iv

ABSTRACT……. v

TEŞEKKÜR…… vi

İÇİNDEKİLER……..... vii

ÇİZELGELERİN LİSTESİ……. ix

ŞEKİLLERİN LİSTESİ…….. x

RESİMLERİN LİSTESİ……. xi

HARİTALARIN LİSTESİ……. xiii

SİMGELER VE KISALTMALAR…… xiv

1. GİRİŞ……..... 1

2. LİTERATÜR ARAŞTIRMASI……. 7

3. MODELLEME ve ANALİZLER……. 21

3.1. Türkiye'nin Mevcut Enerji Durumu……. 21

3.2. Türkiye'nin Enerji Politikası……. 26

3.3. EnergyPLAN Simülasyonları…… 32

3.4. EnergyPLAN Uygulaması…… 33

3.5. 2030 ve 2050 Yılı Türkiye Enerji Potansiyeli……. 36

4. SONUÇLAR……... 41

4.1. 2030 ve 2050 Yılı Türkiye Projeksiyonu……. 41

4.1.1. Verilerin elde edilmesi…… 41

4.1.2. Simüle edilen senaryolar……. 46

4.1.3. Simülasyon maliyet kıyaslaması……. 70

Sayfa

4.1.4. Hidrojen senaryoları…… 72

5. DEĞERLENDİRME VE ÖNERİLER……..... 79

5.1. Değerlendirme…….. 79

5.2. Öneriler…… 81

EKLER……..... 87

EK-1. 2030 Türkiye Projeksiyon Alternatif-1 Teknik Simülasyon…… 88

EK-2. 2030 Türkiye Projeksiyon Alternatif-1 Market Simülasyonu…….. 89

EK-3. 2030 Türkiye Projeksiyon Alternatif-2 %20 Düşük Kapasite……. 90

EK-4. 2030 Türkiye Projeksiyon Alternatif-3 %20 Yüksek Kapasite……..... 91

EK-5. 2030 Türkiye Projeksiyon Alternatif-4 %5 Hidrojen Karışımı…… 92

EK-6. 2030 Türkiye Projeksiyon Alternatif-5 %10 Hidrojen Karışımı…….. 93

EK-7. 2030 Türkiye Projeksiyon Alternatif-6 %20 Hidrojen Karışımı…….. 94

EK-8. 2050 Türkiye Projeksiyon Alternatif-1 Teknik Simülasyon…… 95

EK-9. 2050 Türkiye Projeksiyon Alternatif-1 Market Simülasyonu……. 96

EK-10. 2050 Türkiye Projeksiyon Alternatif-2 %20 Düşük Kapasite……... 97

EK-11. 2050 Türkiye Projeksiyon Alternatif-3 %20 Yüksek Kapasite……. 98

EK-12. 2050 Türkiye Projeksiyon Alternatif-4 %5 Hidrojen Karışımı…….. 99

EK-13. 2050 Türkiye Projeksiyon Alternatif-5 %10 Hidrojen Karışımı…….. 100

EK-14. 2050 Türkiye Projeksiyon Alternatif-6 %20 Hidrojen Karışımı…… 101

EK-15. 2018 Türkiye Enerji Denge Tablosu…….. 102

ÖZGEÇMİŞ……... 103

ÇİZELGELERİN LİSTESİ

Çizelge **Sayfa**

Çizelge 3.1. 2019 Birincil kaynaklara göre kurulu güç…….. 22

Çizelge 3.2. 2019 Birincil kaynaklara göre elektrik enerjisi üretimi ……...….. 22

ŞEKİLLERİN LİSTESİ

Şekil **Sayfa**

Şekil 2.1.1990-2019 Danimarka elektrik üretiminin kaynaklara göre dağılım grafiği ……...….. 12

Şekil 3.1. Kurulu güç ve elektrik üretimi içinde yerli kömür payı [31]……. 24

Şekil 3.2. EnergyPlan ara yüzü…….. 32

Şekil 3.3. EnergyPlan girdi ve çıktıları…….. 34

Şekil 3.4. 2030 yılı kurulu gücü(MW) ve yüzdeleri…….. 38

Şekil 3.5. 2050 yılı kurulu gücü(MW) ve yüzdeleri…….. 39

Şekil 4.1. CO_2 azaltım miktarı(Mt/yıl)…….. 73

Şekil 4.2. CO_2 emisyon tasarrufları……... 73

RESİMLERİN LİSTESİ

Resim **Sayfa**

Resim 3.1. 2019 Birincil kaynaklara göre kurulu güç yüzdesi…… 21

Resim 3.2. 2019 Birincil kaynaklara göre elektrik enerjisi dağılımı……...……. 23

Resim 4.1. 2030 ve 2050 Teknik simülasyon strateji seçimi…….. 47

Resim 4.2. 2030 yılı Ocak ayı 1.hafta bölgesel ısıtma sonuçları…… 48

Resim 4.3. 2050 yılı Ocak ayı 1.hafta bölgesel ısıtma sonuçları…… 48

Resim 4.4. 2030 yılı yıllık bölgesel ısıtma sonuçları……. 49

Resim 4.5. 2050 yılı yıllık bölgesel ısıtma sonuçları……. 50

Resim 4.6. 2030 yılı şebeke gazı talep ve üretim sonuçları…… 51

Resim 4.7. 2050 yılı şebeke gazı talep ve üretim sonuçları……. 51

Resim 4.8. 2030 yılı elektrik talep, üretim ve denge sonuçları……. 52

Resim 4.9. 2050 yılı elektrik talep, üretim ve denge sonuçları……. 53

Resim 4.10. 2030 ve 2050 Market ekonomik simülasyon strateji seçimi……. 54

Resim 4.11. 2030 yılı Ocak ayı 1.hafta bölgesel ısıtma sonuçları (Market simülasyon).. 54

Resim 4.13. 2030 yılı yıllık bölgesel ısıtma sonuçları(Market simülasyon)……. 56

Resim 4.140. 2050 yılı yıllık bölgesel ısıtma sonuçları (Market simülasyon)…….. 56

Resim 4.15. 2030 yılı şebeke gazı talep ve üretim sonuçları (Market simülasyon)……. 57

Resim 4.16. 2050 yılı şebeke gazı talep ve üretim sonuçları (Market simülasyon)……. 58

Resim 4.17. 2030 yılı elektrik talep, üretim ve denge sonuçları(Market simülasyon)….. 58

Resim 4.19. 2030 yılı Ocak ayı bölgesel ısıtma sonuçları(Düşük kapasite)……. 60

Resim 4.20. 2050 yılı Ocak ayı bölgesel ısıtma sonuçları (Düşük kapasite)…… 61

Resim 4.21. 2030 yılı yıllık bölgesel ısıtma sonuçları(Düşük kapasite)…….. 61

Resim 4.22. 2050 yılı yıllık bölgesel ısıtma sonuçları (Düşük kapasite)…….. 62

Resim **Sayfa**

Resim 4.23. 2030 yılı şebeke gazı talep ve üretim sonuçları (Düşük kapasite)……. 63

Resim 4.24. 2050 yılı şebeke gazı talep ve üretim sonuçları (Düşük kapasite)……. 63

Resim 4.25. 2030 yılı elektrik talep, üretim ve denge sonuçları(Düşük kapasite)……. 64

Resim 4.26. 2050 yılı elektrik talep, üretim ve denge sonuçları (Düşük kapasite)…….. 65

Resim 4.27. 2030 yılı Ocak ayı bölgesel ısıtma sonuçları(Yüksek kapasite)…….. 66

Resim 4.28. 2050 yılı Ocak ayı bölgesel ısıtma sonuçları (Yüksek kapasite)……. 66

Resim 4.29. 2030 yılı yıllık bölgesel ısıtma sonuçları(Yüksek kapasite)…… 67

Resim 4.30. 2050 yılı yıllık bölgesel ısıtma sonuçları (Yüksek kapasite)…….. 68

Resim 4.31. 2030 yılı şebeke gazı talep ve üretim sonuçları (Yüksek kapasite)……. 68

Resim 4.32. 2050 yılı şebeke gazı talep ve üretim sonuçları (Yüksek kapasite)…….. 69

Resim 4.33. 2030 yılı elektrik talep, üretim ve denge sonuçları(Yüksek kapasite)…….. 69

Resim 4.34. 2050 yılı elektrik talep, üretim ve denge sonuçları (Yüksek kapasite)……. 70

Resim 4.35. 2030 yılı elektrik talep, üretim ve denge sonuçları
(%20 Hidrojen karışımı)…….. 74

Resim 4.36. 2050 yılı elektrik talep, üretim ve denge sonuçları
(%20 Hidrojen karışımı)…….. 74

Resim 4.37. 2030 yılı elektrik talep, üretim ve denge sonuçları
(%5 Hidrojen karışımı)…… 75

Resim 4.38. 2050 elektrik talep, üretim ve denge sonuçları (%5 Hidrojen karışımı)…… 76

Resim 4.39. 2030 yılı elektrik talep, üretim ve denge sonuçları
(%10 Hidrojen karışımı)……. 76

Resim 4.40. 2050 yılı elektrik talep, üretim ve denge sonuçları
(%10 Hidrojen karışımı)…….. 77

Resim 4.41. 2030 yılı elektrik talep, üretim ve denge sonuçları
(%20 Hidrojen karışımı)……. 78

HARİTALARIN LİSTESİ

Harita **Sayfa**

Harita 3.1. Türkiye petrol ve doğalgaz boru hatları …… 27

SİMGELER VE KISALTMALAR

Bu çalışmada kullanılmış simgeler ve kısaltmalar, açıklamaları ile birlikte aşağıda sunulmuştur.

Simgeler	**Açıklamalar**
GWh	gigawattsaat
kW	kilowatt
MW	megawatt
TW	terawatt

Kısaltmalar	**Açıklamalar**
BEPA	Biyokütle Enerjisi Potansiyeli Atlası
BES	Biyokütle Enerji Santrali
CO2	Karbondioksit
EPDK	Enerji Piyasası Düzenleme Kurulu
ETKB	Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı
EV	Elektrikli Araç
GEPA	Güneş Enerjisi Potansiyeli Atlası
HES	Hidroelektrik Enerji Santrali
JES	Jeotermal Enerji Santrali
KIGS	Kombine Isıl Güç Santrali
MGIS	Merkezi Güneş Isıtma Santrali
NGS	Nükleer Güç Santrali
ORC	Organik Rankine Çevrimi
ÖTV	Özel Tüketim Vergisi
PP	Güç Santrali
PV	Fotovoltaik
PVT	Fotovoltaik Termal
REPA	Rüzgâr Enerjisi Potansiyeli Atlası
RES	Renewable Energy Systems

Kısaltmalar	Açıklamalar
RES	Rüzgâr Enerji Santrali
V2G	Araçtan Şebekeye
YE	Yenilenebilir Enerji
YEK	Yenilenebilir Enerji Kaynağı

1. GİRİŞ

Enerji, ateşin bulunmasıyla tüm insanoğlu için vazgeçilmez bir temel ihtiyaç haline gelmiştir. Özellikle sanayi devrimi ile birlikte bu ihtiyaç enerji politikaları ile insanoğlunun hayatlarına yön vermektedir. Fosil kaynaklar, son yüzyılda enerji piyasalarına hükmetse de özellikle son kırk yılda yenilenebilir enerji kaynaklarındaki gelişmeler ve fosil yakıt bazlı sera gazı emisyonları nedeni ile artan küresel ısınma endişeleri enerji kaynaklarının çeşitlendirilmesine neden olmuştur. Enerji kaynaklarının çeşitlendirilmesi gerekliliği ve hatta zorunluluğu enerji politikaları anlamında oldukça önemli bir yere sahip olmuştur. Devletlerin enerji politikaları, yatırımları ve çeşitlendirme opsiyonları enerji piyasalarının düzenlenmesine yön vermektedir. Sürdürülebilir bir gelecek için enerji çalışmaları ve enerjinin yerli kaynaklarla karşılanabilmesi ihtiyacı artık ülkemiz açısından bir zorunluluk haline gelmiştir. Enerji talebinde büyük oranda farklı ülkelere bağlı olan ülkemizde yerli enerji kaynaklarının kullanılması ve değerlendirilmesi böylece enerji maliyetlerindeki azalma ana hedef olarak planlanmalıdır. Jeopolitik konumu gereği Ortadoğu ve Asya'daki enerji kaynaklarının Avrupa'ya geçiş güzergahı olan ülkemiz enerji kaynaklarını çeşitlendirecek bazı önlem almaya başlamıştır. Bu tezin yazım sürecinde (2020 yılı) karşılaştığımız, Karadeniz ve Akdeniz'deki petrol ve doğalgaz arama faaliyetleri ve ülkeler arasındaki ikili anlaşmalar enerjinin ne kadar önemli bir dış politika konusu olduğunu ortaya koymaktadır. Ayrıca, iç politika konusunda da 2009 yılında yürürlüğe giren Enerji Verimliliği Kanunu ve ilgili yönetmelikleri enerjinin verimli kullanılması konularındaki faaliyetleri içermektedir. Özellikle sektörel enerji verimliliği uygulamaları ile enerji yoğunluğunun azaltılması ve enerjide dışa bağımlılığın en aza indirilmesi hedeflenmektedir. Ancak, bu konudaki çalışmalar yetersiz kalmış olmakla birlikte kamuda performans sözleşmeleri ve destek mekanizmalarının önünün açılacak olması umut veren çalışmalar olmuştur. Buna karşın, pandemi süreci ile birlikte içinden geçmekte olduğumuz ekonomik darboğaz enerjinin ve enerji verimliliği çalışmalarının ötelenmesine neden olabilir. Yerli kaynakların kullanılmakta olduğu kömürlü santraller yakın bir tarihte büyük oranda özelleştirilmiştir ve baca gazı filtrasyonu ile ilgili nedenlerle çalışmaları bir süre askıya alınmıştır. Aynı dönemde artan yenilebilir enerji yatırımları da dikkat çekmektedir. Özellikle lisanssız üretim ile çatı üstü güneş enerjisi uygulamaları, rüzgar enerjisi kurulu gücündeki artış, hidroelektrik yatırımları ve jeotermal enerji ön plana çıkan uygulamalar olmuştur. Buna karşın, doğalgaz yakıtlı termik ya da kombine santraller artan doğal gaz

fiyatlarından oldukça etkilenmiştir ve birçoğu bu süreçte kapanmıştır. Yenilenebilir enerjideki bu artış dikkate değerdir. Ancak, yatırımların yerli olmaması ve yüksek döviz fiyatları ile alım garantisi dikkatle irdelenmesi gereken konuların başında gelmektedir. Her ne kadar, 2020 yılından geçerli olmak üzere alım garantisindeki döviz fiyatları Türk lirasında çevrilmiş olsa da yapılmış olan bu uzun süreli anlaşmalar dikkatle izlenmelidir. Bu kapsamda belki de en önemli hususlardan birisi de yapılmış olan yatırımların know-how'ının ülkemizde olmamasıdır. Özellikle fotovoltaik teknolojisinde ihaleye girme şartlarından birisi olan yerli üretim çok dar bir kapsamda olup firmalar yalnızca kritik olmayan montaj elemanlarının ülkemizde üretilmesi yoluna gitmektedir. Bu da bu teknoloji transferinin ülkemize girememesi anlamına gelmektedir. Çatı üstü GES uygulamaları ve şebekeyle akıllı sayaçlar üzerinden bağlantının yapılması yönündeki eksikliklerin hızla tamamlanması gerekmektedir. Projelendirme ve devreye alma sırasında hızlı hareket edebilme yönünde kolaylıkların getirilmesi bu yatırımları hane başına yapabilme adına oldukça değerlidir. Enerji gibi dinamik bir konuda bu kadar yüksek atalet ile ilerleme fayda yerine zarar getirmektedir. Termik santrallerde kapasite kullanım oranları santrallerin yaşları da düşünüldüğünde oldukça aşağıdadır. Temel yüklerde çalışmak üzerine tasarlanmış olan bu santrallerde yıpranmışlık ve verimlerdeki azalma da dikkate alındığında yeniden güçlendirme seçenekleri ile hem santrallerin verimleri hem kurulu güçleri artırılabilecektir. Ek olarak, birim kurulu güç başına CO_2 salımında da bir azalma meydana gelecektir. Bu nedenle termik santrallerde yeniden güçlendirme alternatiflerinin değerlendirilmesi ile termik santralde de bir esneklik sağlanabilecektir. Yine son yıllardaki bir diğer güncel araştırma konusu olan hibrit santrallerde bu kapsamda değerlendirilebilir. Ülkemiz güneş enerjisi açısından oldukça yüksek bir potansiyele sahip olsa da yalnızca fotovoltaik sistemler üzerine yatırımların yapılması sorgulanması gereken bir başka konudur. Özellikle odaklamalı güneş enerjisi sistemlere yapılacak yatırımlar ile bu konudaki know-how'ın ülkemizde üretilebilmesinin yolunu açabilecektir. Ayrıca, bu sistemler hibrit santral teknolojileri içinde de değerlendirilerek santral bazında da çeşitlendirme yapılabilirliğin önü açılacaktır. Atıkların enerjiye kazandırılması da son yıllarda özellikle belediyeler için güncel bir konu haline gelmiştir. Arıtma sistemleri ve arıtma çamurunun yakma ve/veya gazlaştırma ile ekonomiye kazandırılması, araç lastiklerinin enerji ve aktif karbon olarak ekonomiye kazandırılması ve tıbbi atıkların değerlendirilmesi bölge ölçeğinde değerlendirilmesi gereken konulardandır. Maalesef ülkemizde son yıllarda belediyeler anlamında yapılan çalışmalar yalnızca belediye atıklarının (çöp) değerlendirilmesi ile sınırlı kalmıştır. Bu kapsamda ise kurulan sistemlerin

büyük bir kısmı biyolojik süreçlerle metan gazı üretmektedir. Bu kapsamda gazlaştırma teknolojileri ile yatırımların yapılması hayati önem taşımaktadır. Plazma gazlaştırma sistemleri yüksek sıcaklıklara çıkabilmesi ve plazmanın bir katalizör gibi işlev görmesi nedeni ile konvansiyonel sistemlere göre ön plana çıkmaktadır. Atıkların ya da temiz kömür teknolojilerine uyum için yerli kömürlerimizin gazlaştırılması ile elde edilen ürünler arasında hidrojen geleceğin yakıtı olarak dikkat çekmektedir. Özellikle akıllı şehirler konsepti ile hidrojen ve ilgili teknolojiler hızla önem kazanmaya devam etmektedir. Yenilenebilir enerji kaynakları ile üretilmesi planlanan elektrik akıllı şehirlerde bir depolama aracına ihtiyaç duyacaktır. Bu kapsamda, elektrolizörlerle hidrojen ve oksijen üretimi ve hidrojenin yakıt pillerinde kullanılması ile elektrik üretimi konularında birçok çalışma mevcuttur. Ancak, burada dikkat edilmesi gereken konu hidrojenin ülke ekonomisine sağlayacağı katkı ve çeşitlendirmedeki önemi olacaktır. Ek olarak, enerjinin depolanması için de özellikle ısıl depolama sistemleri ve Carnot bataryaları ön plana çıkmıştır. Bu kapsamda, akıllı şehirlerde üretilecek talep fazlası elektrik ısı pompaları ya da elektrik dirençleri ile depolama ortamında ısı olarak depolanabilmekte ve sonrasında çeşitli elektrik üretim teknolojileri ile talep sırasında tekrar elektriğe dönüştürülebilmektedir. Elektriğin üretilmesinin yanı sıra binalarda alınacak enerji verimliliği önlemleri ile dışa bağımlılık azaltılarak çözümlerin üretilebilmesi mümkündür. Binaların, toplam enerji tüketiminde yaklaşık %36'lık bir payı olduğu düşünülürse bu kapsamda yapılacak iyileştirme çalışmaları önemli bir tasarruf potansiyeli oluşturacaktır. Ülkemizde son yıllarda binalarda yalıtım uygulaması özellikle yeni binalarda zorunlu hale getirilmiş olsa da bu kapsamdaki birçok aksaklık göze çarpmaktadır. Enerji Kimlik Belgesi ile binaların enerji tüketimlerinin belirlenmesi sağlanabilmektedir. Ancak, bina tipine göre teşvik mekanizması ile bu süreç hızlandırılabilir ve birçok açığı bulunan bu yöntemin yeniden ele alınması bir zorunluluk haline gelmiştir. Her ne kadar yalıtım uygulamaları yeni binalarda yapılmakta olsa bile binalarda yenilenebilir enerji üretimi, alternatif ısıtma-soğutma sistemleri, ısı pompası vb. uygulamalar acilen devreye alınmalıdır. Binaların ısıtılmasında büyük oranda doğalgaz gibi ekserjisi yüksek olan bir yakıt tercih edilmektedir. Bu da hem bu yakıtın ekserjisinden faydalanılamamasını hem de alternatif teknolojilerin uygulanamaması anlamında gelmektedir. Özellikle AB ülkelerinde net sıfır enerjili bina tasarımları uygulamaya geçirilmiştir. Japonya ve AB ülkelerinde akıllı şehirler kapsamında tüm şehrin net sıfır enerjili olarak tasarımların yapılması üzerinde çalışılmaktadır. Kuzey ülkelerinde bazı köylerin düzlemsel tip güneş kollektörleri ile ısıtılması sağlanmaktadır. Bu da 4. nesil yani düşük sıcaklıkta iş akışkanı ile ısıtılabilen

binaların önünü açmakta ve uygulamaya geçirmektedir. Dördüncü nesil bölgesel ısıtma sistemlerinin en büyük avantajı 50-70°C su sıcaklığında çalışmasıdır ki bu sıcaklık birçok farklı yöntemle elde edilebilir. Düzlemsel güneş kollektörleri ki ülkemizde üretimi ve know-how'ı mevcut olan bir teknoloji Danimarka Silkeborg örneğinde olduğu gibi kullanılabilir. Bu uygulamada 21,000 hanenin yıllık ısıtma enerjisinin %20'si düzlemsel güneş kollektörleri ile karşılanmaktadır (yıllık güneşlenme süresi yaklaşık1620 h). Ülkemizdeki yıllık ortalama güneşlenme süresi dikkate alındığında (ortalama 7 saat/gün ya da 2555 h/yıl) bu değerin oldukça üzerindedir ve 4. nesil bölgesel ısıtma sistemleri ile binalarda enerji tüketimini azaltmak için iyi bir potansiyel sunmaktadır. Yenilenebilir enerji kaynaklarının dışında atık ısının kullanılması da 4. Nesil bölgesel ısıtma sistemlerine entegrasyona imkan vermektedir. Özellikle bilişim teknolojilerindeki gelişmeler veri merkezleri yatırımlarını ön plana çıkarmıştır. Ancak, ülkemizdeki hiçbir veri merkezinde enerji verimliliğini ön plana çıkarak ya da atık ısıdan faydalanan teknolojiler bulunmamaktadır. Stockholm'de 10,000 hanenin yıllık ısıtma ihtiyacı Erikson'a firmasına ait bir veri merkezi ile ısı pompaları üzerinden sağlanmaktadır. Dış ortam sıcaklığından bağımsız olarak sürekli soğutmaya ihtiyacı olan bu bina tipinde atık ısı havadan suya ısı pompası ile değerlendirilerek elde edilen sıcak su binalarda ısıtma amacıyla kullanılmaktadır. Veri merkezlerinde yapılabilecek bir diğer uygulama ise trijenerasyon uygulamasıdır. Trijenerasyon sistemleri ile sürekli eşzamanlı olarak elektrik ve soğutma ihtiyacı olan bu bina tipinde yaklaşık 2 yıl gibi çok kısa geri ödeme süreleri elde edilebilmektedir. Ancak, bu kapsamda tek önyargı kabinetlerin bulunduğu alanda suyun olması endişesidir ki bu gereksiz önyargının uygulamalarla kırılması ülke menfaatleri açısından hayati önem taşımaktadır.

Özellikle yakın bir gelecekte Akkuyu Nükleer Enerji Santrali'nin de devreye girecek olması ülkemiz açısından farklı bir enerji kaynağının da devreye alınması ile çeşitlendirmenin sağlanması anlamında olumlu bir gelişmedir. Ancak, yine dışa bağımlılığın devam edecek olması ve atıkların çözümü konusu üzerinde tartışılması gereken bir konudur. Nükleer enerjinin sağlayacağı faydaların derinlemesine ele alınması ve hidrojen teknolojileri ile bağlantının kurulabilmesi enerji ekonomisi anlamında değerlendirilmelidir. Kuzey ülkelerinin ve özellikle Danimarka'nın %100 yenilenebilir enerji hedefi ile tüm yatırımlarını yapması ve kurduğu sistemlerdeki know-how'ının kendinde olması oldukça önemlidir. Nükleer enerjide bu zamana kadar harcanmış olan ve harcanacak olan kaynaklarımızın %100 yenilenebilir enerji know-how'ına harcanmış

olması daha sürdürülebilir bir gelecek için yerli kaynakların kullanılmasıyla daha etken sonuçlar verebilirdi.

Son zamanlarda hızla önem kazanmakta olan yeşil hidrojen (yenilenebilir enerji kaynaklarına dayalı hidrojen üretimi) teknolojilerinde zamanın gerisinde kalmamak adına hızla Ar-Ge faaliyetlerinin desteklenmesi gerektiği ortadadır. Bu kapsamda bir ana plan çerçevesinde bölgesel çözümler elde edilmesi gerekliliği de ortadadır. Bu ana plan tüm enerji üretim kaynaklarını ve teknolojilerini içerecek biçimde oluşturulmalıdır ve ülkemizin bu kapsamdaki planlaması ile yatırımlar ve Ar-Ge faaliyetleri desteklenmelidir. Enerji planlamasıyla ilgili olabilecek tüm paydaşlar seçilerek ülkemiz için en uygun çözüm önerileri ele alınmalıdır. Örnek vermek gerekirse, pilot bir köy/bölge projesi ile bu bölgedeki tüm tasarımların tüm paydaşlar ile çözümlenmesi şarttır. Bu bölge sıfırdan tasarlanacak ise mikro iklim etkileri, binaların birbirlerine olan etkileri, alt yapı sorunları, yapı elemanları ve bölgenin ısıtma-soğutma ve elektrik tüketim profilleri, enerji sağlayıcıları, enerjinin dağıtımının yapılması, ölçme sistemleri, yazılım teknolojileri ile sistemlerin kontrol gibi birçok paydaşın çözüm önerileri ele alınabilir ve hayata geçirilebilir. Görüleceği üzere, birçok mühendislik ve mimarlık disiplininin hatta sosyal bilimlerin de birlikte çalışması gereken bu konu özelinde ayrık Ar-Ge faaliyetlerinin yürütülmesi ana plan hedefinde büyük resmi görememeyi ortaya çıkarmaktadır.

Bu tez çalışmasında, bu ana plan hedefi için enerji projeksiyonlarına bağlı olarak bir çözüm önerisi sunulmaya çalışılacaktır. Türkiye'nin 2030 ve 2050 enerji projeksiyonu EnergyPLAN yazılımı kullanılarak analiz edilecektir. Yazılımda ulaşım sektörü de dahil olmak üzere toplam enerji girdi ve çıktıları ele alınacaktır. Yenilenebilir enerji projeksiyonları ve fosil yakıtlı termik santrallerinenerji arzındaki durumları değerlendirilecektir. Ek olarak, bölgesel ısıtma sistemlerinde bir artış olması durumu da ele alınacaktır.

EnergyPLAN, stokastik bir model veya Monte Carlo yöntemlerini kullanan modellerin aksine belirleyici bir model olmakla beraber kullanımı ücretsiz bir yazılımdır. Elektrik, ısıtma, soğutma, taşıma, endüstri ve diğer yakıt tüketimi, tuzsuzlaştırma santralleri talepleri ile stokastik ve aralıklı nitelikteki Yenilenebilir Enerji Sistemleri (RES), merkezi enerji üretimi, kombine ısıl güç santrali (KIGS), atık yakma, sıvı ve gaz yakıt verilerine dayanarak bir hesaplama yapabilir ve gelecekteki veri girişleri için geçerli olan sistem

sonuçlarını sağlar. Toplam yıllık talep ve üretime dayanan bir modelin aksine bir saatlik simülasyon modelidir. Sonuç olarak, bu model, değişken RES, jeotermal, ısı pompası, güneş enerjisi, fosil ve nükleer yakıtların sistem üzerindeki etkisini ve ayrıca büyük hidroelektrik sistemlerine elektrik, gaz, ısı talepleri ve su girişlerindeki haftalık ve mevsimsel farklılıkları analiz edebilir. Her bir istasyonun ve bileşenin tanımlandığı modellerin aksine, sistem toplam olarak ele alınır. Sistemdeki yatırımları optimize eden modellerin aksine, belirli bir sistemin çalışmasını optimize eder.

Türkiye için 2030 ve 2050 projeksiyonları ile enerji çeşitliliği açısından enerji stratejilerinin belirlenmesi ve maliyetlendirilmesi konusunda hesaplamalar yapılacaktır. 2030 ve 2050 projeksiyonları ile yakın ve orta vadeli dönemde ülke enerji stratejisinin enerji çeşitliliği açısından değerlendirilmesi amaçlanmaktadır. Tez konusunun motivasyonu ve amacı;

- Yakın ve orta vadeli enerji projeksiyonlarında enerji çeşitliliğinin irdelenmesi,
- Hidrojenin mevcut doğal gaz hatlarına belirli oranda karıştırılmasının enerji tüketimlerine etkilerinin incelenmesi,
- Enerji arzının güvenliğinin sağlanabilmesi için kaynakların dağılımının belirlenmesi,
- Enerji ana planının oluşturulmasında enerji çeşitliliğinin etkilerinin irdelenmesi olarak özetlenebilir.

2. LİTERATÜR ARAŞTIRMASI

Ülke bazında enerji denkliklerinin oluşturulması adına EnergyPlan yazılımı kullanılacaktır. EnergyPlan, Aalborg Üniversitesi tarafından geliştirilmiş açık kaynak bir yazılımdır. Bu kapsamda, enerji ana planının oluşturulması adına bir çok ülkede kullanılmakta olan bu araç ile yapılmış bazı çalışmalar aşağıda özetlenmiştir.

Lund [1], farklı enerji sistemlerinin dalgalanan ve kesintili yenilenebilir enerji kaynaklarını entegre etme yeteneklerini karşılaştırmak için basit ve kapsamlı bir metodoloji ortaya koymuştur. EnergyPLAN ile yapılan çalışmada on beşten fazla kapsamlı enerji sistemi analiz çalışmasının sonuçları sağlamakta, yenilenebilir enerjinin mevcut sisteme büyük ölçekli entegrasyonunu incelenmekte ve dünya çapındaki birçok yenilenebilir enerji sisteminden türetilen somut tasarım örnekleri sunulmaktadır. Yenilenebilir enerjideki büyük teknolojik değişikliklerin hem ulusal hem de uluslararası düzeyde nasıl uygulanabileceğini anlamayı amaçlayan teorik bir çerçeve yaklaşımı sunularak yenilenebilir enerji sistemlerinin uygulanmasını yöneten sosyopolitik gerçekleri de yansıtmaktadır. Özellikle, yenilenebilir enerji stratejilerinin depolama ve altyapı çalışmalarına etkisi irdelenmiştir ve %100 yenilenebilir enerji sistemine geçiş ve bununla ilgili simülasyonlara yer verilmiştir. Danimarka bu konuda hedefini 2050 yılı olarak belirlemiştir ve tüm yatırımlarını bu kapsamda yapmaktadır. 2030 yılı hedefinde 1990 yılındaki sera gazı emisyonlarına göre %70 azaltım yapılması ve yenilenebilir enerjinin toplam tüketimdeki payının %50'den fazla olması hedeflenmiştir. Ek olarak, tüm kömürlü termik santrallerin 2030 yılında devre dışı bırakılması hedeflenmektedir. Bölgesel ısıtmada kullanılacak enerjinin %90'ının fosil dışı kaynaklardan karşılanması beklenmektedir. Ek olarak, 2030 yılına kadar ülkede dizel ya da benzinli araç satışının da sonlandırılması beklenmektedir [https://www.iea.org/countries/denmark]. Danimarka bu hedefleri yakalayabilmek adına enerji ana planını öncelikle dönüşüm ve çeşitlendirme olarak planlamıştır. Özellikle rüzgar enerjisi alanındaki ve bölgesel ısıtma sistemlerinde kullanılan dünyaca bilinen markaları bu konularda birçok Ar-Ge faaliyetini desteklemektedir. Böylece know-how'ı kendi ellerinde olan bölgesel çözümlerle dünyada örnek bir konuma gelmişlerdir.

Belirli yenilenebilir enerji kaynaklarının elektrik tedarik sistemine entegrasyon oranını gösteren bir metodoloji de sunulmuştur (Lund, 2017). Metodoloji, rüzgar, fotovoltaik ve dalga gücünün gelecekteki bir Danimarka referans enerji sistemine büyük ölçekli entegrasyonunda kullanılmaktadır. RES'i elektrik arzına entegre etme olasılığı, fazla elektrik üretimini önleme yeteneği olarak ifade edilir. Elektrik talebinin %0-100'ü arasında bir elektrik üretimi aralığında farklı kaynaklar analiz edilebilir. Fazla üretim, EnergyPLAN bilgisayar modelinde detaylı enerji sistemi analizlerinden bulunur. Analizler, elektrik tedarik sistemini güvence altına almak için belirli yan hizmetlere ihtiyaç duyulduğunu dikkate almıştır. Sonuç, RES'lerin her birinin farklı modellerinin fazla elektrik diyagramları açısından gösterilebilmesi olarak görülmektedir. Bu tür diyagramlar yıldan yıla farklılık göstermez, ancak bir RES'den diğerine farklılık göstermektedir.

Dominković vd. [2], Avrupa'nın toplam nüfusunun %8,9'unu oluşturan yaklaşık 65,5 milyon nüfuslu Güney Doğu Avrupa’daki enerji sistemleri entegrasyonunu incelemişlerdir. Bu bölgedeki ülkeler, farklı coğrafi özelliklere, çeşitli iklimlere ve kişi başına gayrisafi yurtiçi hasılada önemli farklılıklara sahiptir. Bu nedenle, enerji sistemlerinin entegrasyonu zorlu bir görev olarak kabul edilmektedir. Halen büyük ölçüde fosil yakıt tüketiminin hakim olduğu enerji karışımları arasındaki büyük farklar, bu görevi daha da zorlaştırmaktadır. Sıfır karbonlu enerji toplumuna ulaşmak için 2050 yılına kadar gerçekleştirilmesi gereken %100 yenilenebilir enerji sistemine geçiş adımlarını sunulmuştur. Benzer araştırma hedeflerine sahip diğer makaleler ile karşılaştırıldığında bu makalenin yeniliği, ele alınan bölgenin %100 yenilenebilir enerji sisteminde biyokütlenin varsayılan sürdürülebilir kullanımının gösterilmesidir. Burada sürdürülebilir biyokütle kullanımının karbon nötr olarak kabul edilebileceği önemle vurgulanmıştır. Modelin ortaya çıkan biyokütle tüketimi, bölgenin biyokütle potansiyeli ile uyumlu olarak tüm bölge için 725,94 PJ'dür. Sıfır karbonlu enerji sisteminin modellenmesi, akıllı enerji sistemi konsepti ve ana entegrasyon direkleri, yani güçten ısıya ve güçten gaza teknolojileri kullanılarak gerçekleştirilmiştir. Ortaya çıkan enerji üretimi karışımı, çok çeşitli enerji kaynaklarının kullanılması gerektiğini ve hiçbir enerji kaynağının %30'dan fazla paya sahip olmadığını ve bu da arz güvenliğini artırdığını göstermektedir. Rüzgar türbinleri ve fotovoltaikler, %28,9 ve %22,5'lik payla ana teknolojiler olup, bunu hidroelektrik, odaklamalı güneş enerjisi, biyokütle ve jeotermal enerji kaynakları izlemektedir. Biyokütle tüketimini sürdürülebilirlik sınırları içerisinde tutmak için ulaşım sektöründe bir tür sentetik yakıta ihtiyaç vardır. Bununla birlikte, bölgenin toplam hesaplanan yıllık sosyoekonomik

maliyeti, 2050 yılında baz yıla göre yaklaşık 20 milyar Euro daha düşük olduğu için, %100 yenilenebilir enerji sistemine ulaşmak finansal olarak da faydalı olacağını göstermektedir. Son olarak, enerji verimliliği önlemleri sıfır karbonlu enerji toplumuna geçişte önemli bir rol oynayacaktır. Modelde, birincil enerji arzının baz yıla göre %50,9 daha düşük olacağı gösterilmektedir.

Child ve Breyer [3], tamamen yenilenebilir enerjiye dayalı bir enerji sistemi, varsayımlara dayalı olarak 2050'de Finlandiya için mümkün olup olamayacağını irdelenmiştir. Fotovoltaiklerin yüksek paylarının, enerji sisteminin diğer yönlerinden yararlanılan esneklikle desteklendiğinde aşırı kuzey enlemlerinde uygulanabilir olduğu kabul edilmiş ve bu, yıl boyunca güneş ışınlarındaki yüksek varyasyonların güneş enerjisi uygulamasına engel olmayabileceğini göstermiştir. Güç, ısıtma/soğutma ve ulaşım sektörleri arasındaki etkileşim sayesinde toplam sistem maliyetleri azaldığından, %100 yenilenebilir enerji (YE) sistemi Finlandiya için kutuplara daha yakın bölgelerde oldukça rekabetçi bir maliyet çözümüne karşılık gelmektedir. Bu sektörler, geçmiş verileri ve EnergyPLAN modelleme aracı kullanarak saatlik bir çözüme dahil edilmektedir. Ek olarak, Finlandiya enerji sistemine ilişkin tüm varsayımların tam şeffaflığı ortaya konmaktadır. 2050 yılında, %100 yenilenebilir enerji senaryosu 24,1 milyar €/yıl ile en düşük toplam yıllık maliyete sahiptir. Bunu, yıllık maliyetleri 26,4 milyar €/yıl'a kadar değişen artan nükleer enerji seviyelerini içeren birkaç senaryo takip etmektedir. Senaryolar ayrıca farklı seviyelerde orman temelli biyokütle ile modellenmiştir. Sonuçlar, orman temelli biyokütle yakıt kullanımının azalmasıyla yıllık maliyetlerin önemli ölçüde artmadığını göstermektedir. Aynı zamanda, geleceğe maliyet atamanın doğası gereği belirsiz olduğu da unutulmamalıdır. Geleceğin toplumlarının teknolojilere nasıl risk atadığı veya emisyonlara nasıl değer verdiği, araştırılan senaryoları az ya da çok çekici hale getirebilir. İncelenen %100 yenilenebilir enerji senaryoları, bu tür belirsizliğe daha az maruz kalmıştır.

Ostergard [4], yüksek derecede yenilenebilir enerji entegrasyonuna sahip enerji sistemleri, bir yandan sistemlerin ve yolların optimum tasarımı için enerji senaryoları oluşturmayı ve enerji sistemi analizlerini, diğer yandan da karar verme ve enerji sistemi uygunluğunun karakterizasyonu için kriterler gerektirmektedir. Bu makalede üç aşamalı bir amaç vardır. Birincisi, belirli bir enerji sistemi simülasyon modelinin yani EnergyPLAN uygulamasının, coğrafi düzeydeki uygulamasının yanı sıra, model üzerinde gerçekleştirilen simülasyon ve senaryo analizlerinin türlerini analiz ederek incelemektir. İkinci olarak, söz konusu enerji

sistemleri simülasyonlarında uygulanan performans göstergesi türleri gözden geçirilmekte ve üçüncü olarak, mevcut gelişmiş enerji sistemi performans göstergelerini ve önerilen ek göstergeleri gözden geçirilmektedir.

Fernandes ve Ferreira [5], Portekiz'in, yıllar içinde, özellikle enerji sektörü açısından ithal fosil yakıtlara yüksek bir bağımlılık gösterdiği ve bu durumun, elektrik üretim sektörüne özel bir vurgu ile "rekabetçi, sürdürülebilir ve güvenli bir yenilenebilir enerji sistemi" yaratmayı amaçlayan bir Avrupa stratejisiyle çerçevelenen yenilenebilir enerji projelerinin artan gelişimine yol açtığı irdelenmiştir. Bu elektrik sektörü ile ilgili olarak, acil arz ve talebi dengeleme ihtiyacının yanı sıra çevresel konularla ilgili artan endişe, ekonomik ve ekonomik açıdan daha verimli stratejiler arayan yenilenebilir enerji kaynaklarının kullanımına yönelik önemli bir yatırıma yol açmıştır. Bu nedenle, diğer ülkelere odaklanan farklı çalışmaları takiben, bu makale, EnergyPLAN modelinin uygulanmasıyla desteklenen, Portekiz'deki %100 yenilenebilir elektrik sistemine bir yaklaşım sunmaktadır. Değişken çıktılı yenilenebilir enerji kaynaklarına büyük ölçüde bağımlı bir sistem için istikrar önlemi olarak ara bağlantının önemi kanıtlanmıştır. Sonuçlar ayrıca, her bir senaryonun maliyet yapısının esas olarak yenilenebilir teknolojilerin düşük marjinal maliyetinin yanı sıra yüksek yatırım maliyetlerinden kaynaklandığını da ortaya koymaktadır.

Ćosić vd. [6], Makedonya'da enerji sektörünün karşılaştığı en önemli sorunları, yüksek linyit yaygınlığı, enerji ithalatına güçlü bir bağımlılık, enerji sisteminin kötü durumu ve enerji üretiminde ve kullanımında verimsizlikle birlikte olumsuz bir enerji karışımının olması olarak belirtmiştir. Bu çalışmada, EnergyPLAN modeli kullanılarak Makedonya'da %100 yenilenebilir enerji sisteminin gerçekleştirilmesi olasılıkları ele alınmıştır. 2030 ve 2050 yılları için tasarlanan iki yenilenebilir senaryo için analiz yapılmıştır. İlk senaryo olan %50 yenilenebilir enerji sistemi 2030 yılı için oluşturulup Makedonya'nın %100 yenilenebilir enerji geleceğine doğru ilk adımı temsil etmektedir. İkinci senaryo, 2050 yılında yalnızca yenilenebilir enerji kaynaklarına dayalı olarak %100 yenilenebilir enerji sistemi için tasarlanmıştır. Bu sistemlerin tasarımına, aralıklı yenilenebilir enerji sistemleri ve depolama teknolojilerine özel önem verilmiştir. Analiz, şu anda %50 yenilenebilir enerji sisteminin %100 yenilenebilir enerji sisteminden çok daha olası göründüğünü, ancak tüketimin azalmasına yol açacak ek enerji verimliliği önlemleri ve yeni üretim kapasitelerinin kurulması ile bu hedefin kolaylıkla gerçekleşebileceğini ortaya

koymaktadır.

Porubova ve Bazbauers [7], gelecekte fosil enerji kaynaklarının fiyatlarının önemli ölçüde artmasının beklendiğini, bu nedenle fosil enerji kaynaklarının uzun vadede Letonya için uygun bir enerji kaynağı olmayabileceği ortaya konmuştur. Tamamen kendi kendine yeten bir enerji tedarik sisteminin kurulması, mevcut enerji tedariki ve ulaşım altyapısında önemli bir dönüşüm gerektirecektir. Böyle bir sistemin erken planlanması, tamamen kendi kendine yeterli bir enerji tedarik sistemi hedefine ulaşmak için mevcut enerji sisteminin gelişimini şekillendirmeyi mümkün kılmaktadır. Çalışmada, 2050 yılına kadar yalnızca yerel birincil kaynaklara dayalı bir enerji ve ulaşım sistemi kurmak için olası bir çözüm gösterilmektedir.

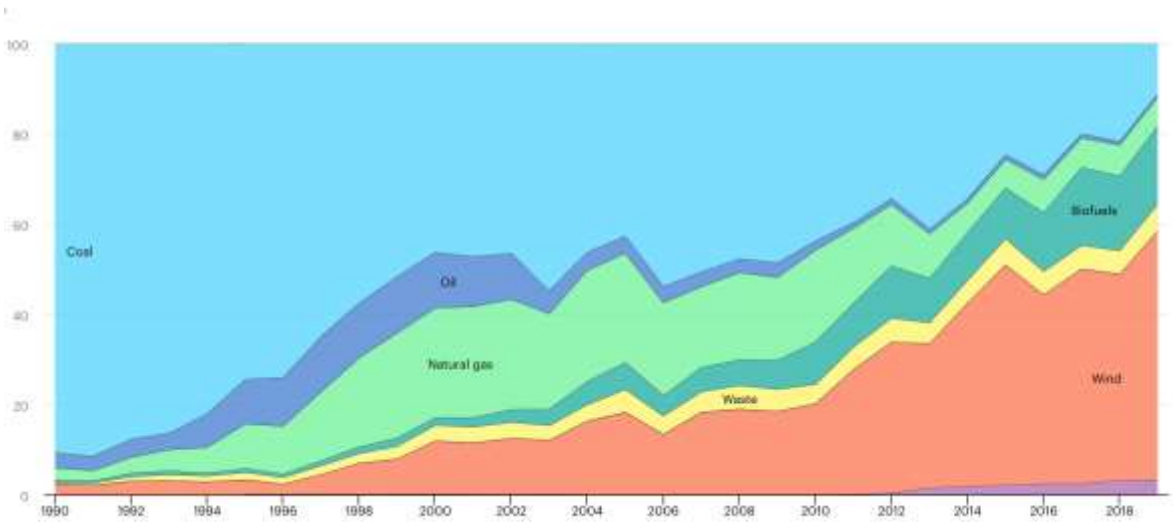
Connolly vd. [8], 2007'de İrlanda, gereken tüm enerjiyi sağlamak için yeterli yenilenebilir kaynaklar olmasına rağmen, toplam enerji talebinin %96'sının fosil yakıtlarla (%7 yerli ve %89'u ithal) ve %3'ünün yenilenebilir enerji ile karşılandığı belirtilmiştir. Enerji fiyatlarının artması ve küresel ısınmanın etkilerinin artmasıyla İrlanda'nın yenilenebilir kaynaklarını daha etkin bir şekilde kullanmaya başlamasının önemi vurgulanmıştır. Bu nedenle, bu çalışmayla İrlanda için %100 yenilenebilir enerji sistemine doğru ilk adım konuları ele alınmıştır. Kullanılan enerji sistemi analiz aracı EnergyPLAN'dır. Enerji sisteminin büyük penetrasyonları entegre edilirken dikkate alınması gereken enerji sisteminin tüm sektörleri elektrik, ısı ve ulaşım sektörleridir. Başlangıçta, İrlanda mevcut enerji sisteminin bir referans modeli oluşturulmuş ve ardından her biri farklı bir kaynağa odaklanan üç farklı %100 yenilenebilir enerji sistemi oluşturulmuştur. Bunlar, biyokütle, hidrojen ve elektrik enerjisidir. Bu enerji sistemleri, her birinin faydalarının kombinasyon adı verilen "optimum" bir senaryo oluşturmak için kullanılabilmesi için karşılaştırılmıştır. Sonuçlar İrlanda için potansiyel bir %100 yenilenebilir enerji sistemini gösterse de, çok sayıda varsayıma dayalı olarak elde edilmiştir. Bu nedenle, İrlanda’nın yenilenebilir enerjiye geçişi için ciddi bir yol haritası tanımlanmadan önce bunların gelecekte iyileştirilmesi gerekeceği belirtilmiştir.

Lund ve Münster [9], büyük ölçekli rüzgar enerjisinin Danimarka elektrik sistemine entegrasyonunu analiz etmek için EnergyPLAN'ı enerji sistemi analiz modeli olarak kullanmışlardır. EnergyPLAN modelinin temel amacı, farklı ulusal enerji yatırımlarının sonuçlarını analiz ederek uygun ulusal enerji planlama stratejileri tasarlamaktır. Model, farklı düzenleme stratejilerinin ve farklı piyasa ekonomik optimizasyon stratejilerinin

analizi vurgulanmaktadır.

2003 yılında rüzgar enerjisi kaynağı Danimarka elektrik talebinin %15'ini karşılamaktadır ve yaklaşık %50'si kombine ısıl güç santralinde (KIGS) üretilmektedir. Model, Danimarka Enerji Ajansı tarafından Danimarka Parlamentosu için yürütülen bir uzman grubunun çalışmasında kullanılmıştır. Arzın %40'ından fazlasının rüzgar enerjisinden gelmesinin beklendiği gelecekteki Danimarka enerji arzında KIGS ve rüzgar enerjisinin entegrasyonunu yönetmek için stratejik sonuçların değerlendirildiği görülmektedir.

Lund ve Clark [10], hem KIGS'nin, hem de rüzgar enerjisinin, Danimarka enerji politikasının önemli unsurları olduğu belirtmiştir. 2002 yılında Danimarka'nın hem elektrik hem de ısı talebinin yaklaşık %50'si KIGS'lerde üretilmekte ve elektrik talebinin %15'inden fazlası rüzgar türbinleri tarafından üretilmektedir. Her iki teknoloji de Danimarka iklim değişikliğine müdahale hedeflerinin uygulanması için çok önemli olduğu ve her iki teknolojinin de önümüzdeki on yılda daha da genişlemesi amaçlandığı belirtilmiştir ve öyle de olmuştur. Şekil 2.1.'de gösterildiği üzere fosil kaynaklı yakıtların kullanımı son yirmi yıl içinde önemli miktarda azalmıştır. Bununla birlikte biyoyakıtlar ve atık ile çeşitlilik sağlanmıştır. Ek olarak, yerli kaynaklar kullanılarak fosil kaynaklara bağımlılık azaltılmıştır. Rüzgarın önemi zaten daha önce de açıklanmıştı. Bu nedenle know-how'ın gücü ve karasal/offshore uygulamaları ile Danimarka'da yerli olmayan kaynak yüzdesi %20'lere kadar azaltılabilmiştir. Bu da 2030 ve 2050 hedeflerinin tutturulması adına Danimarka için umutları yeşertmektedir.



Şekil 2.1.1990-2019 Danimarka elektrik üretiminin kaynaklara göre dağılım grafiği [10]

Rüzgar türbinlerinin rüzgara, KIGS'lerin ısı talebine bağlı olma sorununu çözmek için iki farklı ulusal strateji tartışılmakta ve analiz edilmektedir. İhracat stratejisi olarak bilinen mevcut resmi hükümet politikası olan bir strateji, elektrik satmak ve satın almak için İskandinav ve Avrupa pazarlarından yararlanmayı önermektedir. Bu durumda, rüzgar enerjisi ve KIGS'den elde edilen fazla elektrik, basitçe komşu ülkelere satılacak; diğer bir strateji olan kendi kendine tedarik stratejisi, hem talebi hem de rüzgar çizelgesindeki dalgalanmaları karşılamak için KIGS birimlerini çalıştıracaktır. Bu durumda ısı depolarına yatırım yapılması gerekecektir ve KIGS ünitelerine ısı pompalarının eklenmesi gerekecektir. İki farklı strateji arasındaki bu sonuçlara dayanarak, kendi kendine tedarik stratejisinin resmi ihracat stratejisine göre daha iyi olduğu görülmüştür.

Lund ve Kempton [11], CO_2 salımının önemli ölçüde azaltılması için büyük ölçekli sürdürülebilir enerji sistemleri gerekliliği vurgulanmıştır. Büyük ölçekli uygulama iki büyük soruna sahiptir. Birincisi, ulaştırma sektöründe petrolün yerini almak, ikincisi günümüzün pahalı olmayan ve bol yenilenebilir enerji kaynakları dalgalanan çıktılara sahip olduğundan, bunlardan elde edilen elektriğin oranını artırmak için, talep ve arz arasında bir denge kurulması gerekmektedir. Plug-in elektrikli araçlar (EV'ler), hafif araç filosu için benzini azaltabilir veya ortadan kaldırabilir. EV'lere "araçtan şebekeye" (V2G) teknolojisinin eklenmesi, üretim zamanı ile yük zamanını eşleştirerek depolama sağlayabileceği belirtilmiştir. Çalışmada iki ulusal enerji sistemi modellenmiştir. EnergyPLAN modeli, elektrik, ulaşım ve ısı için enerjiyi entegre eder, insan ihtiyaçlarında ve çevredeki saatlik dalgalanmaları içermektedir. %0 ile %100 arasında değişen rüzgar penetrasyon seviyeleri altında dört tip araç filosu modellenmiştir. EV'lerin, şarj süresi ve süresinde önemli esneklik sağlayan yüksek güçlü (10 kW) bağlantılara sahip olduğu varsayılmıştır. Ulusal enerji sistemlerine EV'lerin ve V2G'nin eklenmesinin, fazla elektrik üretimi olmadan çok daha yüksek seviyelerde rüzgar elektriğinin entegrasyonuna izin verdiğini, ayrıca ulusal CO_2 emisyonlarını büyük ölçüde azalttığı sonucuna varılmaktadır.

Lund [12], rüzgar enerjisi, fotovoltaik (PV) ve dalga gücünün bir Danimarka referans enerji sistemine büyük ölçekli entegrasyonunun analizlerinin sonuçları irdelemiştir. Yenilenebilir Enerji Kaynaklarını (YEK) elektrik arzına entegre etme olasılığı, aşırı elektrik üretimini önleme yeteneği olarak ifade edilmektedir. Elektrik talebinin %0-100'ü arasında bir elektrik üretimi aralığında farklı kaynaklar analiz edilir. Fazla üretim, EnergyPLAN bilgisayar modelinde ayrıntılı enerji sistemi analizlerinden bulunmaktadır.

Analizlerde, elektrik tedarik sistemini güvence altına almak için belirli yan hizmetlere ihtiyaç duyulduğunu dikkate alınmıştır. Farklı yenilenebilir kaynakların dalgalanmalarındaki farklı modellerden yararlanmaktır. Amaç, teknik açıdan optimal karışımları belirlemektir. Optimal karışım, kara rüzgar enerjisinin RES'den toplam elektrik üretiminin yaklaşık %50'sini ürettiği zaman olarak belirtilmiştir. PV ve dalga gücü arasındaki karışım, RES'den gelen toplam elektrik üretim miktarına bağlı görünmektedir. Toplam RES girişi talebin %20'sinin altında olduğunda, PV %40'ı ve dalga gücü yalnızca %10'u kapsamalıdır. Toplam girdi talebin %80'inin üzerinde olduğunda, PV %20 ve dalga gücü %30'u kapsamaktadır. Farklı kaynakların kombinasyonu, tek başına, dalgalanan kaynakların büyük ölçekli entegrasyonuna yönelik bir çözüm olmaktan çok uzak olup bu durum, esnek enerji arz ve talep sistemlerine yatırım ve ulaştırma sektörünün entegrasyonu gibi diğer önlemlerle birlikte görülmesi gerektiği ifade edilmiştir.

Meiere ve Bažbauers çalışmasında [13], bir konveyör tipi sistemin kullanımına dayalı nakliye çözümüne yeni bir yaklaşım geliştirmek ve yeni sistemin çevresel etkisini mevcut olanlarla karşılaştırmaktır. Yeni taşıma sistemi, elektrik sağlayan bir rüzgar santrali, hidrojen deposu ve rüzgar enerjisi üretimini motor yükü ile eşleştirmek için bir yakıt hücresine sahip bir elektrik motoruyla çalıştırılan bir konveyörden oluşmaktadır. Araştırma, fosil yakıt tüketiminin ve mevcut ulaşım sisteminin çevresel etkisinin değerlendirilmesini ve yeni sistemin enerji tüketimi ve ilgili çevresel etkileri ile karşılaştırmayı içermektedir. Konveyör taşıma sisteminin enerji dengesi, aralıklı yenilenebilir enerji teknolojileri, depolama ve taşıma sistemlerinin bir kombinasyonunun analiz edilmesini sağlayan EnergyPLAN bilgisayar programı kullanılarak saatlik bazda modellenmiştir. Sonuçlar, mevcut ulaşım sisteminin çevre üzerinde önerilen etkiye göre daha fazla etkiye sahip olduğunu göstermektedir.

Bonati vd. [14], %100 yenilenebilir akıllı enerji sistemini sürdürülebilir bir şekilde tanımlamaya izin veren yeni bir metodoloji sunmaktadır. EnergyPLAN, tüm enerji sisteminin ve bileşenlerinin ekserjisini hesaba katarak enerji sistemini objektif bir şekilde analiz eden matematiksel bir modelle birleştirilmektedir. EnergyPLAN tarafından birden fazla senaryo elde edildiğinde, ekserji modeli, en yüksek ekserji verimliliği ve en düşük enerji israfı ile karakterize edilen senaryo tanımlanmaktadır. Yeni metodoloji Pompeii şehrine uygulanarak bir vaka çalışması sunulmaktadır. Çalışma sonucunda, en iyi çözümün, 8,10 MWe KIGS tesisine entegre edilmiş 21,0 MWe kapasiteli PV tesisi

sağladığını göstermektedir. Kritik fazla elektrik üretiminin yüksek değeri nedeniyle, 10 MWe ısı pompaları kurulmalı ve son olarak güneş enerjisi santrali kurma gerekliliğine varılmıştır.

Pupo-Roncallo, vd.[15], Yenilenebilir Enerji Kaynaklarının (RES) daha büyük payları dahil olmak üzere enerji matrisinin çeşitlendirilmesi, Kolombiya enerji stratejisinin sürdürülebilir ve daha güvenli bir enerji sistemine yönelik önemli bir parçası olduğu savunulmaktadır. Tarihsel olarak ülke ana enerji kaynakları olarak hidroelektrik ve fosil yakıtların yoğun kullanımı görülmüştür. Kolombiya'nın büyük bir yenilenebilir enerji potansiyeli olduğundan bunun entegrasyonları için farklı yolların araştırılması gerektiği belirtilmektedir. EnergyPLAN, referans yılı ve gelecekteki alternatifleri simüle etmek için kullanılan modelleme aracıdır. Referans modelden yola çıkarak beş farklı senaryo oluşturulduğu görülmektedir. Çalışma sonuçları, rüzgar, güneş ve biyoenerji paylarındaki artışın, ülkenin hem CO_2 emisyonlarında hem de toplam yakıt tüketiminde yaklaşık %20 azalma sağlayabileceğini göstermektedir.

Dranka ve Ferreira [16], Brezilya elektrik sistemi, tarihsel olarak düşük karbonlu elektrik üretimine izin vermiş olan hidroelektrik enerjisine önemli ölçüde odaklanan yüksek yenilenebilir enerji matrisine dayanan büyük bir ülkedir. Bununla birlikte, talebin artması ve bu yenilenebilir kaynakların mevcudiyeti üzerindeki iklim değişikliği etkileri, uzun vadeli enerji planlaması için önemli zorlukları temsil etmektedir. İlk olarak, EnergyPLAN modelini Brezilya elektrik sektörünün analizi ve özellikle gelecekteki senaryoları incelemek için kullanmaya yönelik ilk girişim sunulmuştur. İkinci olarak, %100 RES sistemine ulaşma olasılığı da ele alınmaktadır. %100 RES senaryosunun teorik olarak mümkün olduğu görülmüştür, ancak esas olarak ilkbahar ve yaz mevsiminde şebekeyi desteklemek için toplam kurulu kapasitede önemli bir artış gerekli olmakta olduğu vurgulanmıştır. Çalışma sonucunda, hidroelektrik ve rüzgar enerjisinin mevsimsel tamamlayıcılığının öneminin altını çizilmekte ve RES'deki artışın ihracat potansiyeli ekleyerek Brezilya'nın dış enerji bağımlılığını nasıl azaltacağını ortaya koymaktadır. Çalışmada, RES senaryoları için yüksek risk faktörlerini tanımlar ve sistemin maliyet, çevresel ve teknik belirsizliklerini ele almak için gelecekteki araştırmalar için birkaç yolun ana hatlarını çizilmektedir.

Wang vd. [17], yenilenebilir enerjinin aralıklı olması, elektrik şebekesi tarafından

barındırılmayı zorlaştırdığından bahsedilmiştir. Enerji depolama teknolojisi, güç dalgalanmasını azaltarak en yüksek talepleri karşılamaya yardımcı olabilmektedir. Bu nedenle, yenilenebilir enerji entegrasyonuna yardımcı olmada rol oynamaktadır. Bu çalışmada, tamamlayıcı ve bağımsız yenilenebilir enerji senaryolarında enerji depolama sistemi yoluyla yenilenebilir enerji penetrasyonunun iyileştirilmesi araştırılmıştır. Örnek olarak, 2016 ve 2040 yıllarında Chongming'in (Çin) iki enerji altyapısı EnergyPLAN tarafından modellenmiştir. EnergyPLAN çıktıları düzenlenerek yenilenebilir enerji entegrasyonu ile kömür tüketiminin azalması ve yenilenebilir senaryolarında enerji depolama teknolojileri ile yenilenebilir enerji kullanım verimliliğinin artırılması araştırılmaktadır. Çalışma sonuçları, Chongming 2016 için yenilenebilir enerji penetrasyonu %100 iken kömür tüketiminin sırasıyla %34,62, %38,46 ve %50 düştüğünü göstermektedir. Yenilenebilir enerjinin kullanım verimliliği, enerji depolama yoluyla sırasıyla %62,94, %55,95 ve %60,14'e kadar iyileştirilebileceği vurgulanmıştır.

Dorotić, vd. [18], adaların enerji sistemlerini ele almıştır. Adaları kendi kendine yeten ve sürdürülebilir kılmak için kullanılabilecek sınırlı miktarda kaynak nedeniyle enerji planlamasında zorluk teşkil etmektedir. Çalışmada, deniz taşımacılığının da hesaba katıldığı bir talep yanıt teknolojisi olarak araçtan şebekeye konseptiyle birlikte yalnızca aralıklı yenilenebilir enerji kaynaklarını kullanan karbon nötr bir adanın enerji sistemini savunmak için yeni bir yaklaşım sunmaktadır. Enerji, ısıtma, soğutma ve ulaştırma sektörlerinin entegrasyonu yani söz konusu koşullarda araçtan şebekeye operasyonu, simüle edebilen güncellenmiş Kasım 2017 versiyonu kullanılarak EnergyPLAN aracıyla modellenmiştir. Güç kaynağı kapasiteleri, senaryo analizi kullanılarak değil, EnergyPLAN aracındaki bir dizi simülasyona dayalı bir optimizasyon prosedürü uygulanarak seçilmiştir. En uygun güç kaynağı sistemi konfigürasyonunu seçmek için iki sınır koşulu tanımlanmıştır. İlk olarak, sadece güneş ve rüzgar kapasiteleri kullanılmalıdır. İkinci olarak, toplam elektrik ithalatı ve ihracatı dengelenmelidir, yani ada karbon nötr olmalıdır. Yaklaşımı doğrulamak için, örnek olay incelemesi olarak Hırvatistan'ın Korčula Adası kullanılmıştır. Nihai enerji tüketiminin hesaplandığı baz yıl olarak 2011 seçilmiştir. Son simülasyon yılı, optimum kapasitelerin kurulu olduğu 2030 olarak belirlenmiştir. 40 MW rüzgar ve 6 MW kurulu güneş enerjisi kapasitesine sahip konfigürasyonun en düşük maliyetli çözümü sunduğu, 30 MW kurulu güneş enerjisi kapasitesiyle birlikte 22 MW rüzgarın toplam elektrik ithalat ve ihracatının en düşük miktarını sağladığı gösterilmiştir. Araçtan şebekeye paydaki azalmanın analizi, her iki durumda da toplam ithalat ve ihracatta

artış olduğunu göstermektedir.

Sáfián [19], Macaristan'da, fosil temelli, ithalata oldukça bağımlı enerji sistemine ayrıntılı alternatiflere ihtiyaç olduğu ve %100 yenilenebilir temelli bir senaryo için referans model olarak, Macar enerji sisteminin 2009 enerji modeli hazırlanmıştır. Model EnergyPLAN yazılımında oluşturulmuş ve ulusal enerji sisteminin tüm sektörleri saatlik bazda simüle edilmiştir. Model, sonuçları 2009 yılı için Macaristan ve uluslararası istatistiklerle karşılaştırılarak doğrulanmıştır. 2009 enerji sisteminin nasıl işletilebileceğini görmek için bir analiz için EnergyPLAN'da iki alternatif model doğalgaz ve biyokütle olarak oluşturulmuştur. Mevcut altyapı içerisinde çevresel açıdan optimize edilmiş bir şekilde, "Biyokütle" alternatif modelinde, birincil yenilenebilir enerji kaynaklarının kullanımı neredeyse iki katına çıkarak karbondioksit emisyonunda %10'luk bir azalmaya neden olduğu bulunmuştur. Yakıtların dağıtımını farklı bir santral kullanımına göre değiştirerek, 2009 yılında çevre açısından daha uygun yakıt tüketim özellikleri elde edilebileceği aktarılmıştır.

Bjelić ve Rajaković [20], EU 2030 enerji politikasının hedeflerine, enerji verimliliği, yenilenebilir enerji ve yapısal tedbirler dahil olmak üzere arz ve talep tarafı teknik önlemlerin optimal karışımını kullanarak maliyet etkin bir şekilde ulaşılması gerektiği irdelenmiştir. Bu hedeflere ulaşılması, EnergyPLAN'ın jenerik optimizasyon programı (GenOpt) ile sembolik bağlanmasına yönelik yenilikçi bir yöntem sunularak modellenmiştir. Bu sembolik bağlantı, karar vektörlerinin manuel ayarlamaları yerine seçilen optimizasyon algoritmasıyla yönlendirilen simülasyon tabanlı optimizasyona olanak tanımaktadır. GenOpt'un optimizasyon döngüsü içerisinde EnergyPLAN simülasyonları elde etmek için, EnergyPLAN'da oluşturulan senaryolar için karar vektörleri seçilmiş ve GenOpt'ta açıklanmıştır. Politika kaynaklı toplam maliyetlerdeki %3'ün altındaki artışın önemli olmadığı gösterilmiştir. Bu genel yöntem daha da geliştirilebilir ve sürdürülebilir ulusal enerji sistemlerinin optimum planlamasında dünya çapında kullanılabileceği ifade edilmiştir.

Askeland vd. [21], Avrupa yenilenebilir enerjiye doğru ilerlerken, hidroelektrik, dağınık elektrik üretimi yoluyla arz tarafında esneklik sağlayabilen yenilenebilir bir teknoloji olarak öne çıkması incelenmiştir. Hidroelektrik enerjisinin İskandinav hidroelektrik kaynaklarına özel bir esneklik sağlayabileceği görülmüştür. Tüm Avrupa ülkeleri arasında,

Norveç en büyük hidroelektrik kaynaklarına ve depolama kapasitesine sahip ülkedir. Bununla birlikte, Norveç'in ayrıca yüksek miktarda elektrikli ısıtma sektörü vardır, bu da rezervlerin düşük olduğu kış aylarında yüksek elektrik talebi anlamına gelir. Çalışmada, bireysel elektrikli ısıtmadan bölgesel ısıtmaya geçişin, Norveç enerji sisteminin Avrupa'ya sağlayabileceği esnekliği nasıl etkilediğini analiz etmek için EnergyPLAN kullanılmaktadır. Analiz, bir 2015 referans senaryosu ve sırasıyla biyokütle ve ısı pompalarına dayalı bölgesel ısıtmayı tanıtan iki senaryo geliştirmektedir. Çalışma sonucunda, bölgesel ısıtmanın hidroelektrik santrallerindeki maksimum yükü azaltabileceğini ve böylece potansiyel ihracat için kapasiteyi serbest bırakabileceğini göstermektedir.

Novosel vd. [22], Ürdün'ün, çevre ve enerji ile ilgili çeşitli sorunlarla karşı karşıya olduğu ve yenilenebilir enerjiye geçişte hangi sonuçlarla karşılaşılabileceği modellenmiştir. Ürdün, yılda kişi başına sadece 145 m^3 su tüketimi ile dünyanın en çok su kıtlığı çeken dördüncü ülkesidir. Ürdün, ayrıca rüzgar ve güneş potansiyeli açısından zengin bir ülkedir, ancak üretilen elektriğin %99'u ithal fosil yakıtlardan geldiği için neredeyse hiç kullanılmamaktadır ve bu da yüksek CO_2 emisyonlarına ve potansiyel bir arz güvenliği sorununa neden olmaktadır. Ters ozmoz tuzdan arındırmanın tuzlu suyla çalışan pompa depolama üniteleri, rüzgar ve fotovoltaik tesisleriyle birlikte kullanılması her iki sorunu da çözebileceği vurgulanmıştır. Tuzdan arındırma tesisleri, çok ihtiyaç duyulan suyu üretebilir ve tuzlu suyla çalışan pompa depolama birimleri tarafından desteklenen kesintili yenilenebilir enerjilerin girişini artırmak için esnek bir talep görevi görecektir. 2050 yılına kadar Ürdün enerji sisteminin geliştirilmesi için altı senaryo sunuluştur. Çalışma sonucunda, gösterilen konfigürasyonun elektrik üretiminde kesintili yenilenebilir enerjilerin payını %76'ya kadar artırarak fosil yakıt tüketiminde büyük oranda bir azalma sağlayabileceğini göstermektedir. Bu analizler, EnergyPLAN gelişmiş enerji sistemi analiz aracı kullanılarak yapılmıştır.

Child vd. [23], Åland adaları için tamamen sürdürülebilir bir enerji sistemi, bu çalışmadaki varsayımlara dayalı olarak 2030 yılına kadar mümkün olabileceği gösterilmektedir. Rüzgar ve güneş fotovoltaik gücünün yerli üretimi, genişletilmiş yerel enerji depolama çözümleri, elektrikli ulaşım ve stratejik enerji taşıyıcı ticaretinin çeşitli kombinasyonlarına dayanan gelecekteki enerji sistemi için çeşitli senaryolar oluşturmuştur. EnergyPLAN aracını kullanarak senaryoların saatlik analizi, 2030 yılı için gelecekteki sürdürülebilir bir enerji

sistemini çalıştırmanın yıllık maliyetlerinin, her zaman olduğu gibi işletme için 229 M€/yıl ile karşılaştırıldığında 225 ile 247 M€/yıl arasında değiştiğini göstermektedir. Ancak, bu sonuç büyük ölçüde araç ve akü maliyetlerinin nasıl hesaplandığına bağlıdır. Çok çeşitli karasal ve su mobilite türleri de dahil olmak üzere elektrikli ulaşım sektörünü içeren bir senaryo, enerji sisteminde kullanılan yüksek esneklik seviyeleri ve elektrikli depolamadan dolayı en uygun maliyetli çözümler arasındadır. Sonuç olarak, sürdürülebilir biyoyakıtlar veya elektrik gibi ithal enerji taşıyıcılarına güvenerek Åland'da %100 yenilenebilir enerjiye dayalı yerli enerji üretiminin gerçekleştirilebileceğini göstermektedir. Elektrikli ulaşım sektörünün bir sonucu olarak, Åland enerji ve istihdam sağlayacaktır.

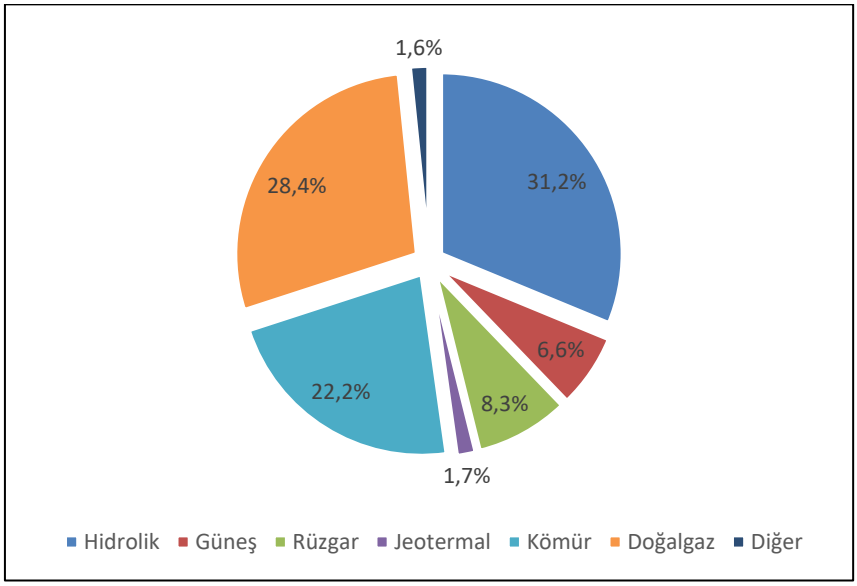
Bahadır [24], uzun dönemli enerji planlaması için elektrik üretim senaryolarının oluşturulması ve analizinde EnergyPlan uygulamasını kullanarak güneş, rüzgar ve hem güneş hem de rüzgar kurulu güç potansiyellerinin dikkate alındığı 3 farklı senaryo oluşturmuştur. Her senaryoda kapasiteler %5 artırılarak uygun çözümlere ulaşım irdelenmiştir. 1. sırada çıkan senaryo 24; rüzgâr enerjisinin %47 ve güneş enerjisinin %41 olarak üretime katkıda bulunduğu senaryodur. Bu bağlamda rüzgar ve güneş enerjisinden fayda sağlanarak ülke ekonomisine katkı sağlanması savunulmuştur.

Bu çalışmada, Türkiye için 2030 ve 2050 yıllarında düşük, orta ve yüksek kapasite üretimlerine denk gelecek enerji talepleri ile bunların hangi enerji kaynaklarından hangi miktarlarda karşılanması gerektiği incelenmiştir. Yukarıda belirtilen çalışmalardan farklı olarak %100 yenilenebilir enerji modellemesi yerine farklı oranlarda ön görülen tüm enerji çeşitleri için kapasiteler simüle edilmiştir. Ek olarak, hidrojenin enerji arzındaki konumu ve enerji politikalarındaki önemi irdelenmiştir. Yeşil hidrojenin akıllı şehirler ile gelecek yıllarda önem kazanacağı düşünüldüğünde bu kapsamda enerji arzı sistemlerinin değerlendirilmesi gerekmektedir. Yeşil hidrojen kapsamında yenilenebilir enerji kaynaklarından elde edilecek talep fazlası elektriğin depolanması konusu da bir diğer önemli araştırma konusudur. Ancak, bu kapsamda elektrolizör ya da farklı üretim teknolojileri ile üretilmiş olan hidrojenin doğalgazla belirli oranda karıştırılması ile kullanımı bu geçiş sürecinde önemli bir etkiye sahip olacaktır. Bu nedenle 2030 ve 2050 yılı projeksiyonlarında hidrojenin de ulaşım ve bina sektörlerindeki tüketimleri de değerlendirilmiştir. Tez kapsamında üçüncü bölümde EnergyPLAN modeli ve 2030-2050 yılları projeksiyonları yapılmıştır. Dördüncü bölümde sonuçlar irdelenmiştir ve son olarak analiz sonuçlarına bağlı olarak değerlendirme ve öneriler sunulmuştur.

3. MODELLEME ve ANALİZLER

3.1. Türkiye'nin Mevcut Enerji Durumu

2019 yıl sonu itibarıyla Türkiye'nin kurulu gücü 91267 MW'a ulaşmıştır. 2019 yıl sonu itibarıyla kurulu gücümüzün kaynaklara göre dağılımı; yüzde 31,2'si hidrolik enerji, yüzde 28,4'ü doğal gaz, yüzde 22,2'si kömür, yüzde 8,3'ü rüzgâr, yüzde 6,6'sı güneş, yüzde 1,7'si jeotermal ve yüzde 1,6'sı ise diğer kaynaklar şeklindedir. 2019 yılında ülkemizde 340.863 metre sondaj yapılarak 153 kuyu açılmıştır. Ham petrol üretimi 2 984 800 ton olarak gerçekleşmiş olup kalan üretilebilir petrol rezervi 51 076 078 tondur[25].



Resim 3.1. 2019 Birincil kaynaklara göre kurulu güç yüzdesi

Türkiye'de 2019 yılında yaklaşık 45,3 milyar m^3 doğal gaz tüketilmiş ve toplam 483 milyon m^3 üretim yapılmıştır. Kalan üretilebilir rezerv yaklaşık 3,36 milyar m^3'tür.

Ülkemizin yenilenebilir enerji potansiyeli içinde en önemli yeri tutan hidrolik kaynaklarımızın teorik hidroelektrik potansiyeli 433 milyar kWh olup teknik olarak değerlendirilebilir potansiyel 216 milyar kWh ve ekonomik hidroelektrik enerji potansiyel ise 160 milyar kWh/yıl'dır. 2018 yılında hidroelektrik kaynaklı 59,9 milyar kWh elektrik üretilmiştir. 2019 yıl sonu itibariyle hidrolik kaynaklı elektrik üretimi 88886 GWh değerine ulaşmıştır.

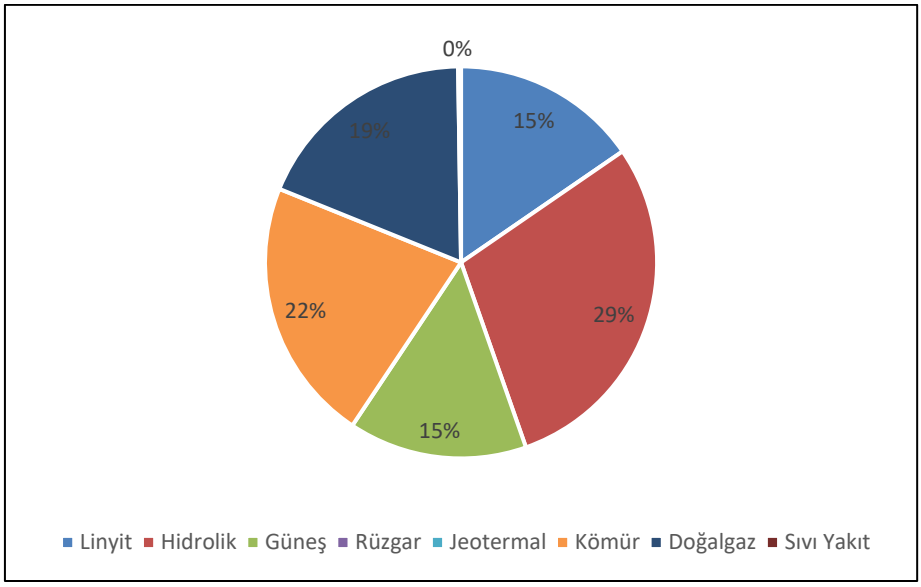
2018 yıl sonu itibarıyla, işletmede bulunan 28291 MW'lık kurulu güce sahip 653 adet HES Türkiye toplam kurulu gücünün %31,9'una karşılık gelmektedir. 2019 sonu itibariyle hidroelektrik kurulu gücü 28503 MW değerine ulaşmıştır[26].

Çizelge 3.1. 2019 Birincil kaynaklara göre kurulu güç [27]

BİRİNCİL KAYNAK	KURULU GÜÇ	
	MW	PAY(%)
İthal Kömür	8966,9	55,1
Taş Kömürü	810,8	
Asfaltit	405	
Linyit	10101	
Sıvı Yakıt	311,6	
Doğalgaz	25904,3	
Biyokütle+Atık	1163,3	
Termik Toplam	47662,9	
Rüzgar	7591,2	44,9
Güneş	5995,2	
Hidrolik	28503	
Jeotermal	1514,7	
Yenilenebilir Toplam	43604,1	
TOPLAM	91267	100

Çizelge 3.2. 2019 Birincil kaynaklara göre elektrik enerjisi üretimi [27]

BİRİNCİL KAYNAK	ÜRETİM	
	GWh	PAY(%)
Taş Kömürü+Asfaltit+İthal Kömür	66224,1	57,5
Linyit	46893,7	
Sıvı Yakıt	733,9	
Doğalgaz	56702,7	
Biyokütle+Atık	4523,7	
Termik Toplam	175078	
Rüzgar+Jeotermal+Güneş	40287,2	42,5
Hidrolik	88886,2	
Yenilenebilir Toplam	129173	
TOPLAM	304252	100



Resim 3.2. 2019 Birincil kaynaklara göre elektrik enerjisi dağılımı[27]

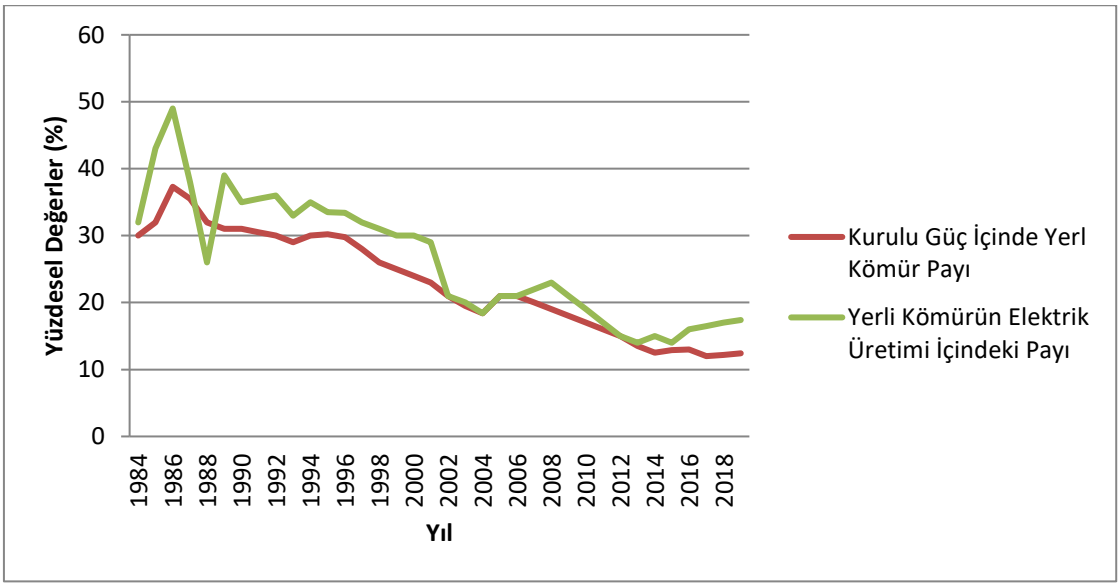
Türkiye halihazırdaki coğrafi konumu sebebiyle güneş enerjisi potansiyelini değerlendirebilmek açısından oldukça verimlidir. Türkiye'nin Güneş Enerjisi Potansiyeli Atlası'na (GEPA) göre, yıllık toplam güneşlenme süresinin günlük 7,5 saat baz alındığında 2737 saat, günlük 4,2 kWh/m² ve toplam yıllık gelen güneş enerjisinin 1527 kWh/m² olduğu tespit edilmiştir [28]. 5995,2 MW kapasiteyle güneş enerjisi birincil enerji kaynakları payını %6,6 olarak almıştır.

Türkiye'nin rüzgâr enerjisi kurulu gücü, birincil enerji kaynakları içerisinde 7591,2 MW ile %8,3'lük bir paya sahiptir. Yapımı devam eden lisanslı ve ön lisanslı santrallerle beraber bu kapasitenin 16000 MW'a ulaşması beklenmektedir. Karasal ve deniz üstü rüzgâr potansiyeli yaklaşık 118000 MW olarak tahmin edilen ülkemizin bu durumda mevcut potansiyelinin kullanımını %6,43'ten %13,55'e çıkaracağı görülmektedir.

Türkiye'nin biyokütle enerjisi kurulu gücü, birincil enerji kaynakları içerisinde 1163 MW ile %1,6'lık diğer grubunda bir paya sahiptir. 2019 yılında biyokütle enerji arzı yaklaşık 3283 GWh olarak gerçekleşmiştir. Bunun 2600 GWh'i Biyogaz, 625 GWh'lik kısmı birincil katı biyoyakıt, 28 GWh Endüstriyel, 15 GWh belediye atıkları ve 15 GWh ise sıvı biyoyakıt olarak ayrışmaktadır [29]. Ülkemizin mevcut durumda kullanım alanları, teknoloji ve atık açısından halihazırdaki biyokütle potansiyelinin %78–90'ını değerlendiremediği görülmektedir.

Türkiye'nin 2018 yılı verilerine göre, 161 Mt CO_2 kömürden, 115 Mt CO_2 petrolden ve 93 Mt CO_2 doğalgazdan kaynaklanan CO_2 emisyonları oluşmaktadır [30]. CO_2 emisyonlarının gayrisafi yurtiçi hasılaya oranına baktığımızda Türkiye 1990 yılındaki 0,45 kg CO_2 / 2015 USD değerinden 2019 yılında 0,38 kg CO_2 / 2015 USD değerine inmiştir.

2019 yılında ülkemizde yerli kömüre dayalı santral kapasitesi 11316,8 MW, ithal kömüre dayalı santral kapsitesi 8966,9 MW olmuştur. Yerli üretim linyit kömüründen elde edilen elektrik 46893,7 GWh olurken ithal kömürlerden elde edilen elektrik 66224,1 GWh olarak gerçekleşmiştir. Brüt elektrik üretimi ve elektrik kurulu gücünde yerli kömürün payı hızlı bir şekilde düşmektedir. Türkiye kurulu gücü içindeki yerli kömür kullanım payı 1986 yılında %37,3, 2004 yılında %18,4, 2005 ve 2006 yıllarında işletmeye alınan Çanakkale Çan ve Afşin-Elbistan B santralleriyle %21 oranında kullanım seviyesine ulaşmıştır. Sonrasında yerli kömür bazında yeni yatırımların devreye girmemesi sebebiyle 2013 yılında yerli kömürün kurulu güç içindeki payı %13,5 ve 2014 yılında ise %12,5 olarak meydana gelmiştir. Yerli kömüre dayalı santrallerin toplam elektrik kurulu güç içerisindeki payı 2015 yılında, Adana ve Bolu'da işletmeye alınan iki yeni termik santral ile birlikte %12,9 seviyesinde gerçekleşmiştir. Yerli kömürle çalışan santrallerin oranı 2019 yıl sonu itibariyle %12,4 olarak meydana gelmiştir.



Şekil 3.1. Kurulu güç ve elektrik üretimi içinde yerli kömür payı [31]

Yerli kömüre dayalı santral toplam kapasitesinin yaklaşık yarısı 1980-1990 yılları arasında tesis edilmiş olup, otoprodüktör olarak kurulan küçük ölçekli bazı santrallar dışında bu santrallerin neredeyse tümü 2013 yılına kadar kamu kurumlarının mülkiyetindeydi. 2013 yılından itibaren gerçekleştirilen özelleştirmeler sonucunda; Seyitömer, Kangal, Yatağan, Yeniköy, Kemerköy, Soma, Tunçbilek ve Çatalağzı santralleri özel sektöre devredilmiştir. 2015 yılına kadar, yerli kömüre dayalı olarak işletmeye giren son termik santraller; 2005 ve 2006 yıllarında işletmeye alınan 320 MW kapasiteli Çanakkale Çan ve 1440 MW kapasiteli Afşin-Elbistan B santralleri ile 2009 yılında işletmeye alınan 135 MW kurulu güce sahip Silopi Santrali'dir. 2015 ve sonrasında, birtakım teşebbüslerde bulunulmasına rağmen yerli kömüre dayalı termik santral yatırımları konusunda önemli bir gelişme sağlanamamıştır. 2015 yılında üç önemli yerli kömür santrali işletmeye alınmıştır. Bunlardan birincisi, Adana-Tufanbeyli linyit sahası üzerinde tesis edilen 405 MW gücündeki Tufanbeyli Termik Santrali'dir. İkincisi, 270 MW kapasitesindeki Bolu Göynük Termik Santrali'dir. Türkiye Kömür İşletmeleri kömürlerini yakacak olan bu santral AKSA firması tarafından devreye alınmıştır. Üçüncüsü, Kolin Enerji firması tarafından işletmeye alınan Soma-Kolin Santrali ise 510 MW kurulu güce sahiptir [31].

Hidrojene baktığımızda ise mevcut durumda yüzde 1,6'lık diğer kaynaklar kısmında yer almaktadır. Burada da direkt enerji eldesine katkısı olmamakla beraber sanayide girdi hammaddesi olarak kullanılmaktadır. Haliç'te kurulan pilot hidrojen dolum tesisi, şebekeden güç alan bir elektrolizörle günde 65 kg'a kadar hidrojen üretilmekte ve 100 kg'a kadar depolanabilmektedir. Hem kara hem de deniz araçlarının hidrojen yakıt ikmali yapılabilmekte ve 3,25 kg'lık bir tank için 390 km menzile sahip 20 araca eş zamanlı yakıt ikmali yapabilmektedir. Bozcaadada kurulan kaymakamlık ve sağlık ocağının elektrik ihtiyacını karşılayacak rüzgâr enerjisinden yararlanılarak elektroliz ile hidrojen üretimi pilot proje olarak yer almaktadır.

Hidrojen yakıtlı araç olarak baktığımızda ise TÜBİTAK önderliğinde yapılan 2 adet araçtan başka ülkemizde hidrojenli araç bulunmamaktadır [32]. Aynı şekilde hidrojenle ilgili bir yasanın olmaması mevcut durumda bu teknolojinin geliştirilmesi konusunun önünde bir engel olarak durmaktadır.

3.2. Türkiye'nin Enerji Politikası

Türkiye enerji politikasında bölgesel enerji koridoru ve dağıtım merkezi olmak ve bunun avantajlarından yararlanmak konusunda şekillendirmektedir. Özellikle Rusya ile hayata geçirilen Mavi Akım ve Türk Akım projeleri, Azerbaycan-Gürcistan üzerinden gelerek Ceyhan terminalinden batı ülkelerine ak ışın sağlandığı Bakü-Tiflis-Ceyhan boru hattı, Irak Kerkük'ten Yumurtalık'a uzanan boru hatlarıyla bunu sağlama yolunda önemli bir mesafe kaydetmiştir. Hayata geçirilmesi planlanan TANAP ve NABUCCO projeleri de Azerbaycan ve Orta Asya Türk Cumhuriyetlerinden gelecek gazın Avrupa'ya ihracı konusunda geliştirilmiştir. NABUCCO projesi Türk Akımı ve Güney Akım projesinden dolayı sekteye uğramış gözükse de Türkiye'nin Rusya bağımlılığına karşı durup kaynaklarını çeşitlendirme noktasında hayati önemli projelerden biri olmakta belki de yapım zamanı bu vesileyle ötelemiş durumdadır. Bir diğer husus TANAP projesinin Bulgaristan üzerinden Avrupa'ya bağlanma durumundan dolayı bu projelerin birleştirilmesi olacaktır. Harita 3.1'de Türkiye'nin doğalgaz ve petrol boru hatları haritası verilmiştir. Mevcut gerçekleşen projeler ve gerçekleşmesi hedeflenen yukarıda bahsettiğim projelerle Türkiye enerji koridoru ve dağıtıcısı olma hedefine doğru ilerlediğini göstermektedir.

İçinde bulunduğumuz günlerde Doğu Akdeniz'de bulunan gaz keşifleri ve bölge ülkelerinin bu kaynaklardan pay alabilmek adına birbiriyle sıcak çatışmaya girecek kadar yakın olması ve yine küresel güçlerin bu bölgeyi kontrol altına alıp kaynakları aktarma çabası enerji denkleminde ülkemizin yine çok yönlü ama bu kez kararlı duruş sergilemesi gerekliliğini bir kez daha ortaya koymuştur. ABD ve Rusya gibi ülkelerle stratejik hedefler doğrultusunda iş birlikleri yapılırken bir yandan da bu ülkelerin ülkemiz üzerindeki etkisine karşı mücadele verilmektedir. Türkiye'nin Libya ile yaptığı anlaşma ile hem denizlerdeki varlığı hem de enerji kaynaklarının transferinde kendisinin bypass edilmesinin önüne geçilmesi hedeflenmiştir. Karadeniz'de bulunan mevcut durumda 320 milyar metreküple 6 yıllık doğalgaz tüketimimize karşılık gelen rezerv arama faaliyetlerine Mavi Vatan'da daha umutla ve kararlılıkla yaklaşılmasına neden olmuştur.

Türkiye enerji üretiminde de ihtiyaç duyduğu enerjiyi karşılayabilmek ve çeşitlendirebilmek adına nükleer enerji tesis yapımlarına başlamıştır. İlk üniteler Mersin Akkuyu'da devreye alınacaktır. 2020 yılında devreye alınması planlanan ilk ünite inşaatı

devam etmektedir. 2023 yılında 4 güç ünitesinin de devreye alınması planlanmaktadır. Bir sonraki nükleer enerji santrali yapımında toryum ile çalışacak yöntem geliştirilmelidir. Fakat maalesef bununla alakalı kayda değer çalışmalar yapılmamaktadır.

Türkiye'de güneş ve rüzgar enerjisi alanında da önemli atılımlar gerçekleştirilmiş olup bu iki yenilenebilir enerjinin payı her geçen yıl artmaktadır. Bunun önemli nedenlerinden birisi özel sektörün işin içine dahil edilmesi ve bu sayede rekabetin oluşturulmasıyla piyasa gelişiminin artmasıdır. Halihazırda tam ülke potansiyelini kullanamamakla beraber ilerleyen yıllarda bu enerjilerin payı artacaktır. Fotovoltaik sistemlerin şebekeden bağımsız olarak kullanıldığı tipik uygulama alanlarına baktığımızda; Haberleşme istasyonları, kırsal radyo, telsiz ve telefon sistemleri, petrol boru hatlarının katodik koruması, metal yapıların korozyondan koruması, elektrik ve su dağıtım sistemlerinde yapılan telemetrik ölçümler, hava gözlem istasyonları, bina içi ya da dışı aydınlatma, dağ evleri ya da yerleşim yerlerinden uzaktaki evlerde televizyon, radyo, buzdolabı gibi elektrikli aygıtların çalıştırılması, tarımsal sulama ya da ev kullanımı amacıyla su pompajı, orman gözetleme kuleleri, deniz fenerleri, ilkyardım, alarm ve güvenlik sistemleri, deprem ve hava gözlem istasyonları ve ilaç ve aşı soğutmadır. Özellikle kurulan fotovoltaik güneş paneli firması sayesinde müstakil ev ve karavan tipi araçlarda hızla yaygınlaşacak güneş enerjisinden elde edilen elektrik enerjisi kullanımı artacaktır.

Harita 3.1. Türkiye petrol ve doğalgaz boru hatları [33]

Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı(ETKB)'nın, 2019-2023 dönemine yönelik düzenlenen ve gecikmeli olarak Mayıs 2020'de yayımlanan strateji planında, Türkiye enerji sektörü için yedi ana amaç içinde, otuz bir adet gerçekleştirilecek hedef yer almaktadır. Sürdürülebilir Enerji Arz Güvenliğini Sağlamak başlığı altında;

• Yerli ve yenilenebilir enerji kaynaklarına dayalı elektrik kurulu gücünün toplam kurulu güce oranının %59'dan %65 seviyesine yükseltilmesi,
• Nükleer enerji, arz kaynakları arasına dâhil edilecek ve enerji arzındaki payının artırılmasına yönelik çalışmaların sürdürülmesi,
• Doğal gaz ve elektrik altyapısının güçlendirilmesi,
• Petrol ve doğal gaz arama ve üretim faaliyetlerinin başta denizlerde olmak üzere hızlandırılarak sürdürülmesi,
• Elektrik sektöründe teknolojik dönüşüm uygulamaları yapılması hedefleri belirlenmiştir.
Strateji Planı'nda yerli ve yenilenebilir enerji kaynaklarının değerlendirilmesiyle alakalı aşağıda sıralanmış 2023 hedefleri yer almaktadır:
- HES'lerin kurulu gücünün 32037 MW'a
- RES'lerin kurulu gücünün 11883 MW'a
- JES ve BES'lerin kurulu gücünün 2884 MW'a
- GES'lerin kurulu gücünün 10000 MW'a
- Yerli kömürle çalışan santrallerin kurulu gücünün 14664 MW'a çıkartılması
Buna ek olarak;
- Akkuyu NGS'nin ilk ünitesinin 2023 yılında deneme üretimine başlaması
- Akkuyu NGS Projesi'ne ilaveten en az bir NGS Projesi için daha anlaşma imzalanması ve yer lisansı alınması,
- Stratejik Plan dönemi öncesinde 510 olan doğal gaz arzı sağlanan yerleşim yeri sayısının %15 artırılarak 585'e yükseltilmesi,
- Kömür kaynaklı elektrik üretim değer zincirinde kullanılacak yerli kömür kalitesini artırmaya yönelik ticarileşme potansiyeli olan Ar-Ge proje sayısının 2'den 10'a yükseltilmesi,
- Elektrik iletim hatları ve trafo merkezlerindeki arıza endekslerinin bir önceki yıla göre %10 azaltılması,
- 2023 yılında Milli SCADA Sistemi'nin elektrik iletim sisteminde işletmeye alınmasında belirtilen %60 oranına ulaşılması,

- Birincil enerji talep projeksiyonu ile arz planlamalarının hazırlanarak yıllık periyotlarla güncellenmesi hedefinin %60 seviyesine 2023 yılına kadar ulaşılması yer almaktadır.

Türkiye'nin toplam kurulu gücü her geçen yıl nüfusa, artan ihtiyaçlara, ekonomik ve teknolojik gelişmelere bağlı olarak artmaktadır. Türkiye'nin toplam kurulu gücü 2019 yıl sonu verilerine göre, bir önceki yıla oranla % 3,07 artışla 91267,0 MW'a ulaşmıştır. Kurulu güç içerisinde GES'lerin payı ise bir önceki yıla göre % 18,41 artışla 5995,2 MW'a ulaşmıştır.

2018 yılında 9 adet lisanslı GES varken, 2019 yılında 17'ye; yine 2018 yılında 5859 adet lisanssız GES varken 2019 yılında bu sayı 6884'ye yükselmiştir. Lisanssız santraller daha önceki yıllarda olduğu gibi hızlı bir şekilde artmıştır. Lisanssız güneş santrallerinin kurulu gücü 2018 yıl sonu itibariyle Türkiye toplam kurulu gücünün %5,6'sı olan 4981,2 MW iken 2019 yıl sonunda Türkiye toplam kurulu gücünün %6,3'ü olan 5825,5 MW olmuştur. Lisanslı güneş santrallerinin toplam kurulu gücü 2018 yıl sonunda Türkiye toplam kurulu gücünün %0,1'i olan 81,7 MW iken 2019 yılında Türkiye toplam kurulu gücünün %0,2'si olan 169,7 MW'a çıkmıştır. Lisanslı güneş santrallerinin toplam kurulu güç içindeki payı her geçen gün artmasına karşın, güneş santrallerinin toplam kurulu güçleri sadece %2,8'dir.

2018 ve 2019 yıllarında büyük ölçekli lisanssız güneş santrallerindeki kapasite artış hızı azalmıştır. Küçük ölçekli santrallerin yaygınlaşması ve kurulum kolaylığı için destek mahiyetinde 2019 yılında Lisanssız Elektrik Üretim Yönetmeliği yürürlüğe girmiştir. 2018 yılının ilk günlerinde Enerji Piyasası Düzenleme Kurulu (EPDK) tarafından, lisanssız elektrik üretimi yapacak ve kurulu gücü 10 kW'ı geçmeyecek güneş santrallerinin kurulmasını kolaylaştıran bir düzenleme yayımlanmıştır. Elektrik Piyasasında Tüketim Tesisi İle Aynı Ölçüm Noktasından Bağlı ve Güneş Enerjisine Dayalı Üretim Tesisleri İçin Lisanssız Üretim Başvurularına ve İhtiyaç Fazlası Enerjinin Değerlendirilmesine İlişkin Usul ve Esaslar ile üretim kapasitesi 10 kW'ı geçmeyen ve tüketim tesisiyle aynı yerde kurulacak sistemlerin başvuru aşaması ve sonrası işlemleri düzenlenmiştir. Bununla birlikte 12.05.2019 tarihli yeni Lisanssız Elektrik Üretim Yönetmeliği'nde aylık mahsuplaşma ile ilgili uygulamalar düzenlenmiş ve ihtiyaç fazlası elektrik bedelinin tahsilindeki sorunlar ortadan kalkmıştır. Ancak mahsuplaşma yıllık olarak yapılırsa çatı tipi uygulamalar daha da yaygınlaşacaktır. Çünkü bazı bölgelerde yazın üretimin fazla tüketimin az olduğu, kışın da tüketimin fazla üretimin az olduğu düşünülürse, yazın

üretilen elektriğin kışın elektrik üretimine sayılması, yatırımcılar için kazanç olacaktır. Bu düzenlemeyle herkesin kendi kullandığı elektriği çatısında üretmesi kolaylaştırılmıştır. Yapılan düzenleme sadece çatıya kurulacak sistemleri değil, cephe uygulamalarını da kapsamaktadır; ancak ülkemizde cephe uygulaması çok yaygın değildir. Bu mevzuat kapsamında kurulacak üretim tesislerinin, bu üretim tesisleri ile ilişkilendirilecek tüketim tesisleriyle aynı noktada olması öngörülmüştür.

Üretim tesisinin kurulu gücü azami 10 kW olup, başvuru ile ilişkilendirilecek tüketim tesisinin bağlantı anlaşmasındaki tüketim gücünden fazla olamayacaktır. Buna ilaveten, tüketim gücü 3 kW'ı geçmeyen tesisler için düzenlemeye göre direkt bağlantı görüşü oluşturulacak ve kurulacak tesis kısa bir sürede elektrik üretmeye başlayacaktır.

EPDK tarafından ilan edilen kendi abone gurubuna ait perakende tek zamanlı aktif enerji birim fiyatı uygulanmasında, 1044 sayılı Cumhurbaşkanlığı Kararı ile 10 kW'a kadar olan konut, sanayi, ticarethane ve aydınlatma grubu aboneleri için kurulan çatı ve cephe uygulamalı güneş enerjisi kaynaklı tesislerde üretilen ihtiyaç fazlası elektrik enerjisi, tesisin işletmeye başlamasından itibaren 10 yıl süreyle uygulanır ibaresi yer almaktadır. Diğer lisanssız elektrik üretim tesislerinden farklı olarak, tüketim tesisinin el değiştirmesi geçici kabul şartı aranmaksızın üretim tesisi yeni tüketiciye devredilebilecektir. Ancak devir işleminin gerçekleştirilebilmesi için yeni tüketici tarafından 30 gün içerisinde başvuruda bulunulması gerekmektedir. Geçici kabulü tamamlanarak işletmeye alınan üretim tesislerinde tüketicinin değişmesi halinde yeni tüketici tarafından tüketim aboneliği hususundaki sözleşmelerin yapılması ve şebeke işletmecisine başvurulması halinde, 2 gün içerisinde sistem kullanım anlaşması imzalanarak ihtiyaç fazlası elektrik enerjisinin değerlendirilmesine dair iş ve işlemler başlatılmaktadır.

Çatı ve cephe uygulamalarına yapılan başvuruların toplam güç kapasitesi 2019 yılsonu verilerine göre 622 MW'a ulaşmıştır. Sanayi tesisleri için yapılan 775 adet başvuru ile 610 MW'lık kısmı, konutlar için yapılan 1188 başvuru ile 12 MW'lık kısmı yapılmıştır. Bu rakamların yakın gelecekte çok daha fazla artacağı öngörülmektedir [28].

ETKB Enerji İşleri Genel Müdürlüğü'nün Türkiye elektrik yatırımları 2020 yılı Ocak ayı özet raporuna göre, 2019 yılı Ocak ayı sonu Toplam Türkiye Kurulu Gücü 88894 MW iken, 2020 yılı Ocak ayı sonunda kurulu güç 91342 MW değerine ulaşmıştır. Hidroelektrik

santral haricindeki yenilenebilir enerji kaynaklarının kurulu güç olarak payı %17,88'dir. Biyokütle, jeotermal ve atık ısıyla birlikte kapasitesi %2,95 olup yalnızca biyokütle toplam elektrik üretiminin yaklaşık %1'lik kısmını oluşturmaktadır.

Türkiye biyodizel üretiminde Resmi Gazete'de yayımlanan 25 Şubat 2011 tarih ve 27857 tarihli Bakanlar Kurulu Kararı ile biyodizele Özel Tüketim Vergisi(ÖTV) uygulaması getirilmiştir. Biyodizel üretiminde maliyetin büyük bölümünü hammadde oluşturmaktadır. Biyodizel sektörünün maliyetleri ÖTV'nin de eklenmesiyle iyice artmış ve sektör rekabet edemez hale gelmiştir. Lisansı olan üreticiler üretim yapamaz hale gelirken birçok üretici lisanslarını iptal ettirmek zorunda kalmıştır. Türkiye'de 2005 yılından beri 80 işletme biyodizel işleme lisansı almış olup 2018 yılında bu lisanslardan 25 adedi sonlandırılmış ve 43 adedi de iptal edilmiş haldedir. 14 işletmenin lisansı 2018 yılında yürürlükte olduğu görülmektedir. 2005-2007 yıllarında lisans alan 5 firma olup 2014 yılından sonra lisans alan firma sayısı 9 olarak gerçekleşmiştir. Toplam işleme kapasitesi lisansı olup iptal olmayan işletmeler bazında yaklaşık 1,5 milyon ton civarında olup toplam kapasitenin büyük oranı atıl durumda kalmıştır. 2020 yılı itibariyle BEPA'da 5 adet firma olup yeterli önlemler alınmaz ve düzenlemeler yapılmazsa bu alandaki işletmedeki firma sayısı artamayacaktır.

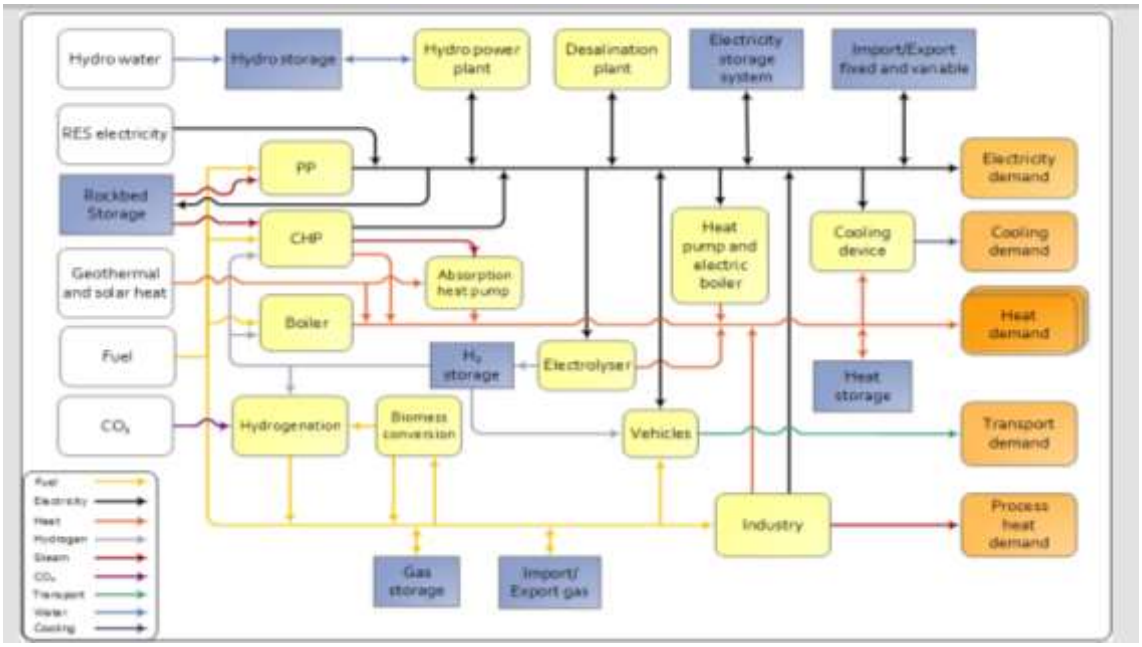
Türkiye, yenilenebilir enerjiler ve biyokütle için belirli periyotlarda kati hedefler belirlemiştir. Eylem ve kalkınma planlarına, strateji planlarına eklemiş ve birçok mevzuat değişikliği yapmıştır. Ancak Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı (ETKB) tarafından Mayıs 2009'da yayımlanan Elektrik Enerjisi Piyasası ve Arz Güvenliği Stratejisi, Aralık 2014'te yayımlanan Strateji Belgesi ve Ulusal Yenilenebilir Enerji Eylem Planı ve Eylül 2015'de açıklanan Niyet Edilen Ulusal Katkı Belgesi kurulu güç hedefleri birbirleriyle eşleşmemektedir. Maalesef birçok olumlu faaliyet yapılmış olmasına rağmen planlamaların çoğu istenilen hedefe ulaşamadan sonlanmış durumdadır [34].

3.3. EnergyPLAN Simülasyonları

Türkiye'nin 2030 ve 2050 yılı enerji projeksiyonlarında fosil ve yenilenebilir enerji yollarıyla elde edilecek elektrik gücü ve burada meydana gelecek arzın talebi karşılayıp karşılamadığı irdelenecektir. Mevcut ve yeni kurulacak enerji santrallerinden kurulması gerekli olacak santral ve çeşitlerine kadar çalışılacak senaryolarda değişiklikler yapılacaktır.

Temel olarak çalışılacak senaryolar ısıtma, soğutma ve taşımacılık alanlarında olacaktır. Elektrik, termal ve ulaşım sektörlerini birbirine bağlayarak, elektrik sektörünün (örneğin rüzgâr ve güneş) bu ucuz enerji depolama biçimlerini kullanması mümkündür.

Akıllı bir enerji sistemi, öncelikle enerji sisteminin "dönüşüm" aşamasında yeni esneklik biçimleri yaratan yeni teknolojilerden ve altyapılardan oluşur. Bu, günümüz enerji sistemindeki basit doğrusal bir yaklaşımdan daha bağlantılı bir yaklaşıma dönüştürülerek elde edilir. Şekil 3.2'de gösterildiği gibi, Akıllı Enerji Sistemi elektrik, ısı ve ulaşım sektörlerini birleştirir, böylece bu farklı alanlardaki esneklik rüzgâr ve güneş gibi yenilenebilir kaynaklardaki esneklik eksikliğini telafi edebilir.



Şekil 3.2. EnergyPlan ara yüzü

Akıllı enerji sistemleri yaklaşımını uygulayan önceki analizler, üretim yapmanın gerekli olacağını göstermektedir. Farklı sektörleri entegre etmenin faydasını yakalamak için EnergyPLAN adı verilen bütünsel bir enerji planlama aracı kullanılmıştır.

3.4. EnergyPLAN Uygulaması

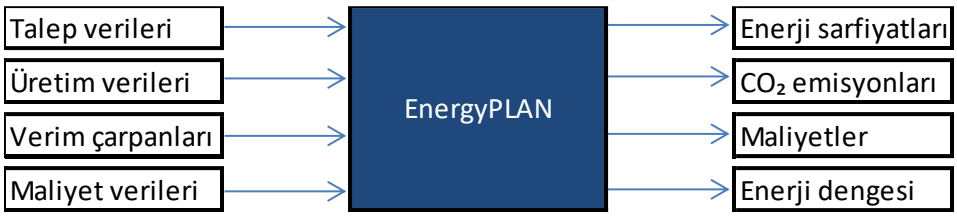
EnergyPLAN, bir enerji sisteminin elektrik, ısıtma, soğutma, endüstri ve ulaşım sektörlerini simüle etmektedir. Bir yıllık bir zaman dilimi boyunca her bir sektörü saatlik bazda simüle edilebilmekte ve çeşitli enerji sistemleri seviyelerinde kullanılabilmektedir. EnergyPLAN, önceden tanımlanmış teknolojilerin bir karışımının bir yıllık zaman dilimi boyunca nasıl çalıştığını optimize ettiği için tipik bir simülasyon aracı olarak adlandırılmaktadır. EnergyPLAN kullanıcısı, simülasyon başlamadan önce, EnergyPLAN'ın daha sonra bu enerji sisteminin teknik veya ekonomik bir simülasyon altında nasıl çalışacağını belirlemek için kullandığı teknoloji kapasiteleri, verimlilikler ve maliyetler gibi geniş bir girdi yelpazesini tanımlayabilmektedir. Burada tüm modeller için bir teknik simülasyon stratejisi kullanılır, böylece enerji sistemi EnergyPLAN aracında her saat boyunca olabildiğince verimli çalıştırılmaktadır.

EnergyPLAN, özellikle rüzgâr ve güneş gibi kesintili yenilenebilir enerjileri barındırırken, enerji sisteminde sektörler arasındaki ilişkileri belirleyip kullanabilmek için özel olarak tasarlanmıştır. Bu nedenle, Şekil 3.2'deki akış diyagramında gösterildiği gibi, Akıllı Enerji Sistemi konseptinde gerekli olan çeşitli yeni teknolojiler dikkate alınmaktadır. EnergyPLAN, saatlik bazda simülasyon yapılabildiğinden dolayı bu konuda muadillerinden farklılaşmaktadır.

EnergyPLAN'da bulunan çok çeşitli teknolojiler nedeniyle, modeli enerji sistemindeki birçok farklı potansiyel değişikliği analiz etmek için kullanmak mümkündür. Enerji modellemesi, enerji sektöründe sezgisel olarak açık olmayan bazı temel eğilimleri belirleyebilmektedir. Örneğin, kamusal alanda yeni altyapının inşasını gerektirdiğinden bölgesel ısıtmanın maliyeti genellikle yüksektir. Bununla birlikte, geçmişte enerji modellemesi, kentsel alanlarda bölgesel ısıtmanın doğalgazdan daha ucuz olduğunu göstermiştir, çünkü bölgesel ısıtmanın yakıtı genellikle elektrik sektöründen nispeten daha ucuzdur. Bölgesel ısıtma elektrik sektöründen aşırı ısı kullandığında ortaya çıkan ilişkiler nedeniyle bunu görmek için genellikle enerji modellemesi yapılması gerekmektedir.

EnergyPLAN gibi bir enerji modelleme aracında farklı alternatifleri simüle ederek, enerji sistemi için farklı seçeneklerin etkisini ölçmek mümkündür [35].

EnergyPlan modeli üzerinde tanımlanan girdi ve çıktı ana başlıkları Şekil 3.3'te şematik olarak gösterilmiştir.



Şekil 3.3. EnergyPlan girdi ve çıktıları

EnergyPlan yazılımına girilen talep, üretim verileri ve verim çarpanları enerji denge denklemleri kullanılarak program tarafından hesaplanmaktadır. Yazılım elektrik talepleri, ısıtma ve soğutma hesaplamaları için aşağıdaki örnek formülleri kullanmaktadır.

DE = Yıllık elektrik talebi
DEH = Soğutma için yıllık elektrik talebi
DEC = Isıtma için yıllık elektrik talebi
DEX = Sabit dövizin yıllık elektrik talebi (Sabit ithalat/ihracat)
DFXDay = 1 gün içinde esnek yıllık elektrik talebi
DFXWeek = 1 hafta içinde esnek yıllık elektrik talebi
DFX4WeeK = 4 hafta içinde esnek yıllık elektrik talebi
CFXDay = 1 günlük esnek talebin maksimum kapasitesi
CFXWeek = 1 haftalık esnek talebin maksimum kapasitesi
CFX4Week = 4 haftalık esnek talebin maksimum kapasitesi

Elektrik talebi, yıllık bir değer olarak DE (TWh/yıl) ve saatlik dağıtım veri setinin adıyla tanımlanır. Sabit bir ithalat/ihracat yani DEX de belirtilebilir. Ayrıca, maksimum kapasite değerleriyle birlikte DFXDay, DFXWeek ve DFX4Week gibi çeşitli esnek elektrik talepleri tanımlanabilmektedir. Elektrikli ısıtma ve soğutma için elektrik talepleri gösterilir ve yardım fonksiyonları, bu talepleri elektrik talebinden elde etmeye olanak sağlar.

Elektrik talebi bir elektrikli ısıtma veya soğutma talebi içeriyorsa, bu talep (DEH ve DEC) tanımlanabilir ve elektrik talebinden saat bazında düşülecektir: dE' = dE – dEH - dEC dE' < 0 ise dE' = 0 DE' = Σ dE' Bu tür elektrikli ısıtma veya soğutma talepleri belirtilirse, yeni elektrik talebi DE', daha sonra enerji sistemi analizine girdi olarak kullanılacaktır.

Isıtma kapsamında, bireysel kazanlar, KIGS, ısı pompaları ve elektrikli ıstıcılar hesaplar dahilinde olup hesaplamalarda aşağıdaki tanım ve formülasyonlar kullanılmaktadır.

FM-Coal, FM-Oil, FM-Ngas, FM-bio = Bireysel kazanlar için yıllık yakıt talepleri
ρM-Coal, ρM-Oil, ρM-Ngas, ρM-bio = Bireysel kazanların ısıl verimleri
HM-H2CHP, HM-NgasCHP, HM-BioCHP = Mikro CHP'nin H2, doğal gaz ve biyokütle üzerindeki yıllık ısı talepleri.
μM-H2CHP, μM-NgasCHP, μM-BioCHP = Mikro CHP'nin H2, doğal gaz ve biyokütle üzerindeki verimliliği (elektrik).
ρM-H2CHP, ρM-NgasCHP, ρM-BioCHP = Mikro CHP'nin H2, doğal gaz ve biyokütle üzerindeki etkinlikleri (termal).
HM-HP, HM-EH = Bireysel evlerde ısı pompalarının ve elektrikli ısıtmanın yıllık ısı talebi
ΦI-HP = Müstakil evlerdeki ısı pompalarının COP'si
LIMITM-H2CHP, LIMITM-NgasCHP, LIMITM-BioCHP, LIMITI-HP = CHP ve HP'nin Kapasite Sınırı (0 ile 1 arasında)
Güneş termal ve ısı depolama
QSolar-M-coal, ….QSolar-M-bio = Bireysel kazan sistemlerinde güneş enerjisiyle elde edilen yıllık ısı üretimi.
QSolar-M-H2CHP, ….QSolar-M-bioCHP = Bireysel CHP sistemlerinde güneş termalinden yıllık ısı üretimi.
QSolar-M-HP, QSolar-M-EH = Ayrı HP ve EH sistemlerinde güneş enerjisiyle sağlanan yıllık ısı üretimi.
SHARESolar-M-coal, …. SHARESolar-M-EH = Çeşitli sistemlerde güneş enerjisine sahip bireysel evlerin payı.
SHSsolar-M-coal , … SHSsolar-M-EH = Kapasite, Çeşitli sistemlerde güneş enerjisi için ısı depolama
Bölgesel ısıtma üretimi ve talepleri
QDH1, QDH2, QDH3 = Bölgesel ısıtma grubu 1, 2 ve 3'te ısı üretimi

ρDH1, ρDH2, ρDH3 = Bölgesel ısıtma grubu 1, 2 ve 3 için bölgesel ısıtma kayıpları (üretimin yüzdesi)
HDH1, HDH2, HDH3 = Bölgesel ısıtma grubu 1, 2 ve 3'te ısı talebi

Bölgesel ısıtma talepleri, HDH1, HDH2, HDH3, bölgesel ısıtma üretiminin, toplam bölgesel ısıtma üretiminin yüzdesi olarak ifade edilen bölgesel ısıtma şebekesindeki yıllık kayıplarla çarpılmasıyla hesaplanır. Örneğin, $HDH1 = QDH1 * (1 - \rho DH1)$

Soğutma hesaplamalarında, diğer girdiler, "doğal soğutma"dan, yani nehirlerden veya deniz sularından gelen soğutma katkılarıdır. Girdi, üç DH grubunun her biri ve ısı pompaları/soğutucular grubu için yıllık bir değerde ve ortak bir saatlik dağılımda verilir. Böyle bir durumda, ilk hesaplama, doğal soğutmanın potansiyel katkısını belirleyecek ve çıkaracak ve ortaya çıkan ısı talebi (hCool) aşağıdaki şekilde hesaplanacaktır:

cNatural1 > cCool1 ise, cNatural1 := cCool1 yoksa cNatural1 := cNatural1 hCool1 = (cCool1 - cNatural1) / ΦCool1

3.5. 2030 ve 2050 Yılı Türkiye Enerji Potansiyeli

Ülkemiz enerji kaynakları içerisinde mevcut durumda ilk sırada yer alan hidrolik kaynak kapasitesinin 2030 yılı itibariyle devrede, kurulumu devam eden ve üretim lisansı alınan projeler dahilinde 35000 MW kurulu güce sahip olacağı öngörülmektedir [36]. Özellikle ülkemiz nehirlerinin enerji konusunda tam potansiyeline ulaşılamamış olması ve enerjinin doğal ve temiz yollarla elde edilmesi karbon emisyonlarının artmasına yol açacak fosil enerji türlerine nazaran daha temiz olması açısından da önemlidir.

2020 Ağustos ayı itibariyle 25612 MW olan doğalgaz çevrim santrallerinin kapasitesinin geçen yıldan bu yıla olduğu gibi düşeceği ön görülmektedir [36]. Her ne kadar ülkemiz için büyük bir doğalgaz rezervi bulunmuş olsa da bu kaynağın çıkarılmasına kadar geçecek süre ve yılda yaklaşık 15 milyar metreküplük bir üretimin olması bizi doğalgaz ithalinden tam olarak kurtaramamaktadır. İthal bir ürünle enerji güvenliğini sağlamak da hem stratejik hem de ülke ekonomisi açısından olumsuz sonuçlar doğuracaktır. Doğalgaz, ısıl prosesin ihtiyaç olduğu yanma kapasitesine uygun sektörlerde kullanılmalıdır.

Kömüre dayalı santral kapasite ve üretimlerimize baktığımız zaman yerli linyit kömürünün ithal kömüre göre ısıl değerinin daha düşük olmasından dolayı kurulu gücü daha yüksek olmasına rağmen elde edilen elektrik miktarının daha düşük elde edilmesi olarak karşımıza çıkmaktadır. Kömürden enerji elde ederken de artık geleneksel yöntemler yerine ABD ve Rusya gibi ülkelerde kullanıldığı üzere kömürün gazlaştırılarak elde edilmesi yani temiz kömür teknolojilerine odaklanılmalıdır. 2030 yılı olmasa da 2050 yılına kadar da bu teknolojiden istifade edebileceğimiz düşünülmektedir. Kömürle çalışan santral kapasitemizin 2030 yılında toplamda devrede, yapımı devam eden ve lisans almış santral kapasitelerine bakılarak 25000 MW'ı aşmayacağı öngörülmektedir [36]

CO_2 emisyonları açısından bakıldığında; Birleşmiş Milletler dünya genelindeki ortalama ısı artışının 2°C'nin altında kalması hedefiyle ilişkili olarak, Türkiye'nin de bu hedefi tutturabilmesi için mevcut büyüme hızıyla tahmin edilen 2030 yılında 659 Mt CO_2 salımından 340 Mt CO_2'ye düşürmesi gerekmektedir [37].

2030 yılına kadar tamamlanması öngörülen ve ülkemizin ilk nükleer tesisi olacak Mersin Akkuyu nükleer santrali tamamlandığında her biri 1200 MW kurulu güçte toplam 4 adet üniteden oluşacak olup toplam santral kurulu gücü 4800 MW olacaktır. Yılda bu santralden tam kapasiteyle 35000 GWh elektrik enerjisi üretilmesi planlanmaktadır.

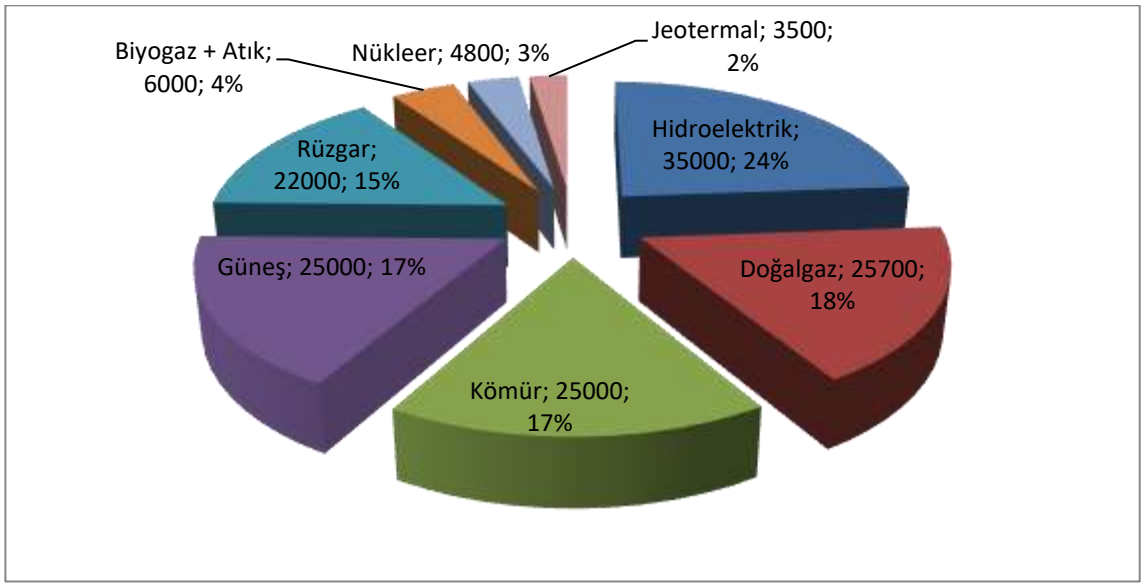
2030 yılına geldiğimizde rüzgâr ve güneş enerji santrallerinin sayılarının artması beklenmektedir. Özellikle güneşlenme sürelerimiz göz önüne alındığında güneş enerjisine yapılacak yatırımlar katlanacaktır. Kurulması planlanan santrallerle beraber rüzgâr santral kurulu gücü 22000 MW ve güneş enerji santralleri kurulu gücü 25000 MW olması öngörülmektedir.

Atık ve çöp tesisleri de atık potansiyelinin değerlendirilmesi adına oldukça önemli olacaktır. Biyogaz olarak açığa çıkan kaynak kurulu gücünün 2030 yılında 5 kat artarak 6.000 MW_e olması beklenmektedir.

Jeotermal enerjide hali hazırda Ege bölgesinin büyük bölümünde toplamda 1515 MW kurulu güce sahip 54 santralle elektrik üretilmektedir [34]. Proje aşamasında ve yapımı devam edenlerle beraber 2197 MW'a ulaşacak jeotermal enerji santrallerindeki kapasite

2030 yılına kadar mevcutta olmayan yeni projelerin de eklenmesiyle 3500 MW seviyesinde olacaktır.

Tüm bu bilgiler ışında 2020 yılı Ağustos ayı itibariyle 92889 MW olan kurulu gücümüz Şekil 3.4'te kurulu güç ve yüzdeleri verildiği şekliyle 2030 yılında 147000 MW olacağı tahminiyle projeksiyon hesabı yapılacaktır.

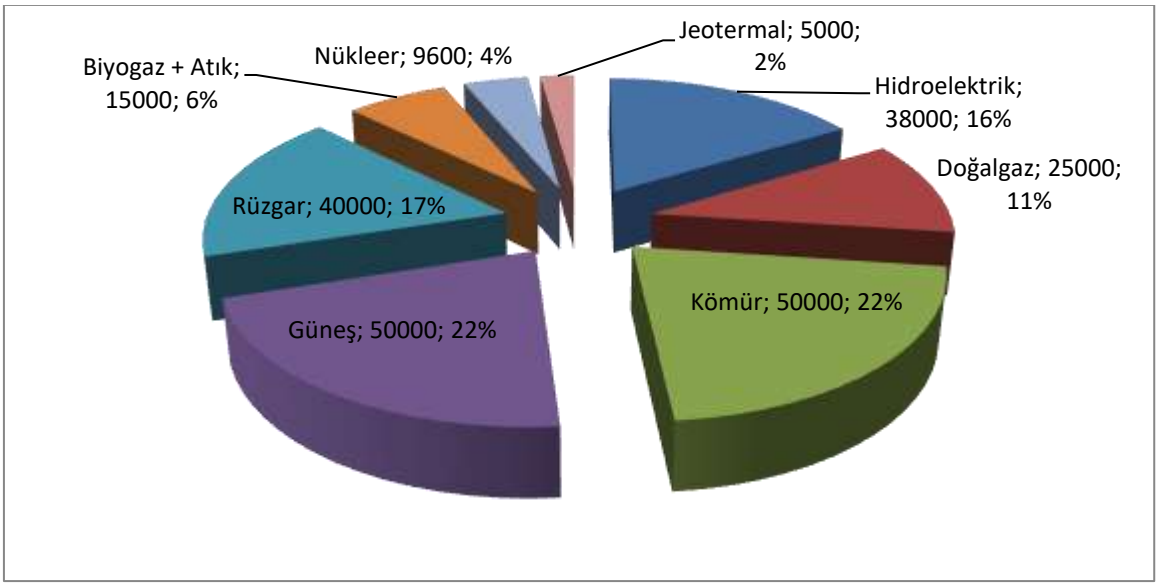


Şekil 3.4. 2030 yılı kurulu gücü(MW) ve yüzdeleri

2030 yılı itibariyle 35000 MW kurulu güce sahip olacağı öngörülen hidrolik enerji su kaynaklarının azalmasından dolayı 2050 yılında 38000 MW olarak kalacaktır. 2050 yılında doğalgaz santralinde artan talebe rağmen kapasitenin belli seviyede tutulması sağlanacak olup yine 2030 değerleri olan 25000 MW seviyesinde olacaktır. Kömürün, gazlaştırılarak elde edilmesi teknolojisinin kullanılacağı öngörüsüyle 2050 yılında klasik kömürle çalışan santral yerine kömür gazı santralleri kurulabilir. Burada 25000 MW seviyesinden 50000 MW seviyesine çıkılacaktır. Bu kapsamda temiz kömür teknolojilerinin, süperkritik ve ultrasüper kritik santral teknolojilerinin de gelişmesi beklenebilir. Bu sistemlerin yerli imalatının önünün açılması ve desteklenmesi ile düşük kaliteli linyitlerin de değerlendirilme potansiyeli bulunmaktadır. 2030 yılında nükleer santral kurulu gücü 4800 MW seviyesinden iptal edilen 4560 MW'lık Sinop nükleer santrali yerine 4800 MW'lık olarak yapılacak 1 santrali daha ilave ettiğimizde 2050 yılına kadar 9600 MW kurulu güce ulaşılacaktır. 2030 yılında rüzgar santral kurulu gücü 22000 MW ve güneş enerji santralleri kurulu gücü 25000 MW seviyesinden 2050 yılında rüzgar enerjisi 40000 MW ve güneş

enerjisi 50000 MW seviyesine çıkacaktır. 2030 yılında 6000 MW olmasını beklenen atık ve biyogaz santrallerinin, artan nüfus ve tüketimin etkisiyle, sayılarının artarak kapasitenin 2050 yılında 15000 MW olacağı öngörülmektedir. Jeotermal enerjide 2030 itibariyle 3500 MW olması öngörülen kurulu güç 2050 yılında yer altı sularının küresel ısınma ve bilinçsiz tüketim etkisiyle azalacağını ve jeotermal kurulu gücünün 5000 MW'ı aşamayacağı öngörülmektedir.

Tüm bu bilgiler ışında 2030 yılında 147000 MW olarak düşünülen kurulu gücün 2050 yılında 232600 MW tahminiyle projeksiyon hesabı yapılacaktır.



Şekil 3.5. 2050 yılı kurulu gücü(MW) ve yüzdeleri

4. SONUÇLAR

4.1. 2030 ve 2050 Yılı Türkiye Projeksiyonu

4.1.1. Verilerin elde edilmesi

Verilerin elde edilmesinde ağırlıklı olarak 2018 Yılı Genel Enerji Denge Tablosu'ndan yararlanılmıştır [37]. Buradan yenilenebilir enerji üretimleri, fosil yakıtlardan üretilen enerji miktarları, ısı üretimi gibi değerler elde edilmiştir. En güncel verileri değerlendirmek adına ise mevcut kurulu güç kapasiteleri Güneş Enerjisi Yatırımcıları Derneği'nin 2020 Ağustos ayı için yayımladığı rapordan alınmıştır. 2030 yılı verileri ise öngörüler ve devam eden proje süreçleri de eklenerek elde edilmiştir. Programın hesap yapabilmesi için gereken temel verilerden biri olan saatlik sıcaklık tablosu da https://rp5.ru/Weather_archive adresinden tarih aralıkları seçilerek indirilmiş derece gün sayıları hesap edilerek eklenmiştir [38]. EnergyPlan yazılımı, saatlik sıcaklık dağılımını kullanarak ısı talep dağılımını vermektedir.

Isı talebi yakıt tüketimleri ve bina başı tüketim verileri 2018 Yılı Genel Enerji Denge Tablosu'ndan alınmıştır. Enerji tablosunda kişi başı elektrik tüketimi yer aldığı için 1 hanede 4 kişinin yer alma yaklaşımıyla hane başına düşen kWh hesaplanmıştır.

2030 ve 2050 yılı simülasyonlarında programa girilen değerler aşağıdaki tabloda verilmiştir.

Çizelge 4.1. Simülasyonlarda girilen değerler

Veri Alanları	Açıklama	2030 Teknik /Market	2030 %20 Düşük	2030 %20 Yüksek	2050 Teknik /Market	2050 %20 Düşük	2050 %20 Yüksek
Elektrik talebi (TWh/yıl)	Enerji denge tablosu 2018	996	996	996	1070	1070	1070
Elektrikli ısıtma (TWh/yıl)	Simülasyon değeri	0	0	0	100	100	100

Çizelge 4.1. (devam) Simülasyonlarda girilen değerler

Esnek talep (1 gün) (TWh/yıl)	Simülasyon değeri	0	0	0	5	5	5
Esnek talep (4 hafta) (TWh/yıl)	Simülasyon değeri	20	20	20	20	20	20
Sabit ithalat/ihracat (TWh/yıl)	Simülasyon değeri	20	20	20	20	20	20
Bina başı talep (kWh/yıl)	Enerji denge tablosu 2018	15000	15000	15000	15000	15000	15000
Kömür boyler yakıt girdisi (TWh/yıl)	Denge tablosu+ tahmin	40	40	40	80	80	80
Kömür boyler termal verimlilik	Literatür	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7
Petrol boyler yakıt girdisi (TWh/yıl)	Denge tablosu+ tahmin	3	3	3	4	4	4
Petrol boyler termal verimlilik	Literatür	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8
Doğalgaz boyler yakıt girdisi (TWh/yıl)	Denge tablosu+ tahmin	150	150	150	150	150	150
Doğalgaz boyler termal verimlilik	Literatür	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9
Biyokütle boyler yakıt girdisi (TWh/yıl)	Denge tablosu+ tahmin	41	41	41	102,5	102,5	102,5
Biyokütle boyler termal verimlilik	Literatür	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7
Isı pompası ısı talebi (TWh/yıl)	Simülasyon değeri	77,25	77,25	77,25	77,25	77,25	77,25
Elektrikli ısıtma ısı talebi (TWh/yıl)	Simülasyon değeri	10	10	10	10	10	10
Bölgesel ısıtma üretimi grup 3 (TWh/yıl)	Simülasyon değeri	70	70	70	70	70	70

Çizelge 4.1. (devam) Simülasyonlarda girilen değerler

Network kayıpları (TWh/yıl)	Simülasyon değeri	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
Soğutma için elektrik tüketimi (TWh/yıl)	Simülasyon değeri	5	5	5	8	8	8
Soğutma için elektrik COP	Simülasyon değeri	2	2	2	2	2	2
Bölgesel ısıtma COP	Simülasyon değeri	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6
Isı pompası/çiller COP	Simülasyon değeri	2	2	2	2	2	2
Kömür-Endüstriyel (TWh/yıl)	Denge tablosu+ tahmin	100	100	100	200	200	200
Kömür-Diğer (TWh/yıl)	Denge tablosu+ tahmin	140	140	140	280	280	280
Petrol-Endüstriyel (TWh/yıl)	Denge tablosu+ tahmin	80	80	80	80	80	80
Petrol-Diğer (TWh/yıl)	Denge tablosu+ tahmin	35	35	35	50	50	50
Doğalgaz-Endüstriyel (TWh/yıl)	Denge tablosu+ tahmin	160	160	160	160	160	160
Doğalgaz-Diğer (TWh/yıl)	Denge tablosu+ tahmin	180	180	180	180	180	180
Biyokütle-Endüstriyel (TWh/yıl)	Denge tablosu+ tahmin	10	10	10	25	25	25
Biyokütle-Diğer (TWh/yıl)	Denge tablosu+ tahmin	3	3	3	8	8	8
Jet yakıtı-Fosil (TWh/yıl)	Denge tablosu+ tahmin	180	180	180	240	240	240
Dizel-Fosil (TWh/yıl)	Denge tablosu+ tahmin	300	300	300	250	250	250
Dizel-Biyoyakıt (TWh/yıl)	Denge tablosu+ tahmin	75	75	75	100	100	100

Çizelge 4.1. (devam) Simülasyonlarda girilen değerler

Petrol/Metanol-Fosil (TWh/yıl)	Denge tablosu+ tahmin	45	45	45	45	45	45
Doğalgaz - şebeke gazı (TWh/yıl)	Denge tablosu+ tahmin	3	3	3	5	5	5
LPG (TWh/yıl)	Denge tablosu+ tahmin	100	100	100	150	150	150
Elektrik akıllı şarj (TWh/yıl)	Simülasyon tahmin	6	6	6	6	6	6
KIGS kondens modu çalıştırma kapasitesi (MW-e)	Simülasyon kapasiteleri	34870	34870	34870	48000	48000	48000
KIGS kondens modu çalıştırma verimlilik (MW-e)	Literatür	0,45	0,45	0,45	0,45	0,45	0,45
KIGS arkadan basınçlı mod çalıştırma kapasitesi (MW-e)	Simülasyon kapasiteleri	8300	8300	8300	12000	12000	12000
KIGS arkadan basınçlı mod çalıştırma elektrik verimi (MW-e)	Literatür	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4
KIGS arkadan basınçlı mod çalıştırma termal verimi (MW-e)	Literatür	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
Nükleer santral kapasitesi (MW-e)	Simülasyon kapasiteleri	4800	3840	5760	11520	9216	13824
Nükleer santral verimliliği	Literatür + simülasyon	0,45	0,45	0,45	0,33	0,33	0,33
Jeotermal santral kapasitesi (MW-e)	Simülasyon kapasiteleri	3500	2800	4200	6000	4800	7200
Jeotermal santral verimliliği	Literatür	0,45	0,45	0,45	0,45	0,45	0,45

Çizelge 4.1. (devam) Simülasyonlarda girilen değerler

Hidroelektrik santral kapasitesi (MW-e)	Simülasyon kapasiteleri	35000	28000	42000	45600	36480	54720
Hidroelektrik santral verimliliği	Literatür	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7
Rüzgâr kapasitesi (MW)	Simülasyon kapasiteleri	22000	17600	26400	30000	24000	36000
Fotovoltaik kapasitesi (MW)	Simülasyon kapasiteleri	5000	4000	6000	12000	9600	14400
Hidroelektrik kapasitesi (MW)	Simülasyon kapasiteleri	35000	30000	45000	45600	36480	54720
Konsantre güneş enerjisi kapasitesi (MW)	Simülasyon kapasiteleri	20000	16000	24000	48000	38400	57600
Yıllık güneş girdisi (TWh/yıl)	Güneş enerjisi üretimi	13,92	11,13	16,7	33,41	26,73	40,09
Güç kapasitesi (MW-e)	Güneş kapasitesi	20000	16000	24000	48000	38400	57600
Güç verimi	Literatür	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3
Termal güneş enerjisi üretimi (TWh/yıl)	Denge tablosu+ tahmin	22	22	22	33,41	33,41	33,41
Absorpsiyonlu ısı pompalarından jeotermal enerji (TWh/yıl)	Simülasyon tahmini	19,78	19,78	19,78	33,4	33,4	33,4
Atık girişi (TWh/yıl)	Denge tablosu+ tahmin	5,4	5,4	5,4	12	12	12
Bölgesel ısıtma üretimi verimliliği	Literatür	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8
Biyoyakıt taşıma verimliliği	Literatür	0,34	0,34	0,34	0,48	0,48	0,48
Kömürdeki CO_2 miktarı (kg/Gj)	Yakıtlardaki CO_2 miktarı literatür	95	95	95	95	95	95

Çizelge 4.1. (devam) Simülasyonlarda girilen değerler

Fueloil-Dizel CO_2 miktarı (kg/Gj)	Yakıtlardaki CO_2 miktarı literatür	74	74	74	74	74	74
Doğalgaz CO_2 miktarı (kg/Gj)	Yakıtlardaki CO_2 miktarı literatür	56,7	56,7	56,7	56,7	56,7	56,7
LPG CO_2 miktarı (kg/Gj)	Yakıtlardaki CO_2 miktarı literatür	59,64	59,64	59,64	59,64	59,64	59,64
Atık CO_2 miktarı (kg/Gj)	Yakıtlardaki CO_2 miktarı literatür	32,5	32,5	32,5	32,5	32,5	32,5
Ünite başı elektrik tüketimi (MWh / t CO_2)	Ortalama ünite başına literatür değeri	0,37	0,37	0,37	0,37	0,37	0,37
Elektrik şarj-deşarj kapasitesi (MW)	Simülasyon	1000	1000	1000	1000	1000	1000
Elektrik depolama kapasitesi (GWh)	Simülasyon	5	5	5	5	5	5
CO_2 fiyatı (TRY / t CO_2)	IEA değeri	90	90	90	200	200	200
CO_2 faizi (%)	Tahmin	10	10	10	10	10	10

4.1.2. Simüle edilen senaryolar

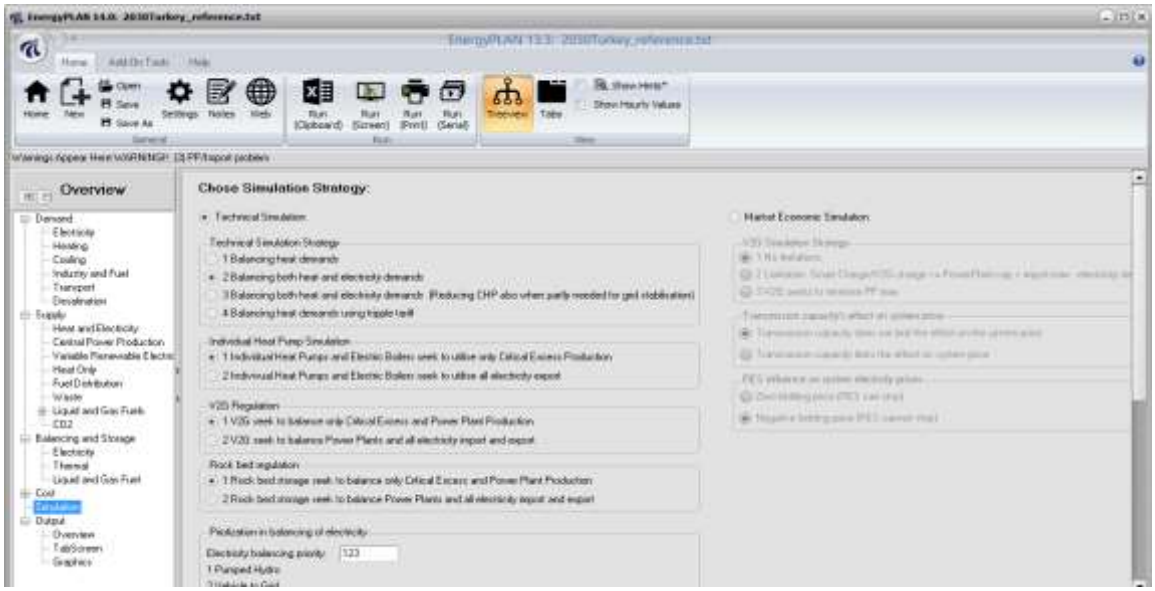
EnergyPlan yazılımında simüle edilebilecek 2 adet strateji söz konusudur. Bunlar, Teknik ve market simülasyonlarıdır. Teknik simülasyonda, simülasyon teknik kriterlere göre yapılırken, market smülasyonu fiyat öncelikli olarak çalışır.

<u>Teknik simülasyon stratejisi</u>

2030 Türkiye projeksiyonu için ilk senaryo olarak Teknik Simülasyon seçilmiştir. Bunun alt kırılımında ise ısı ve elektrik talep dengeleme stratejisi seçilmiştir.

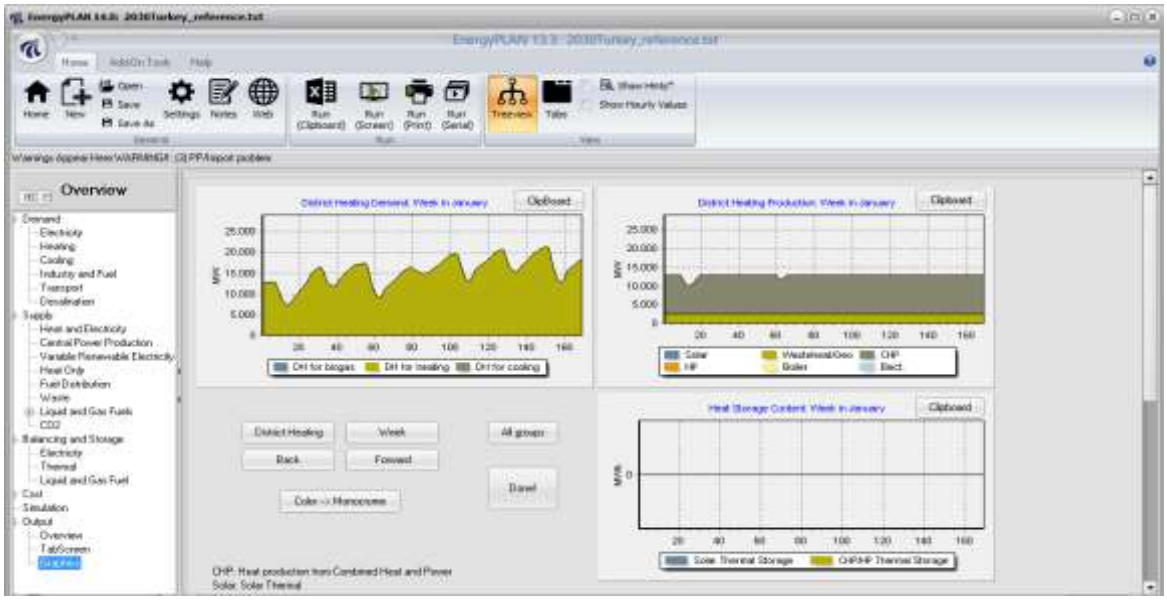
Resim 4.1'de seçimi yapılan maddeler sayfası gösterilmiştir. Bu seçimlerin yapılmasının sebebi hem ısı hem de elektriğin beraber dengelenmesi ve bu sayede ısı ve elektrik

hesaplamalarında örtüşmeyen ya da enerji dönüşümleri sırasında göz ardı edilen enerjinin hesaplara dahil edilmesidir. Isı pompası simülasyonu sadece kritik fazla üretime destek olacak şekilde seçilmiştir. Ulaşım regülasyonu kritik fazla üretim ve güç santraline dengeleyecek şekilde seçilmiştir. Kritik fazla seçeneklerinin seçilmesinin nedeni de dengelemede fazla üretilen elektriğin de değerlendirilebilmesi içindir.



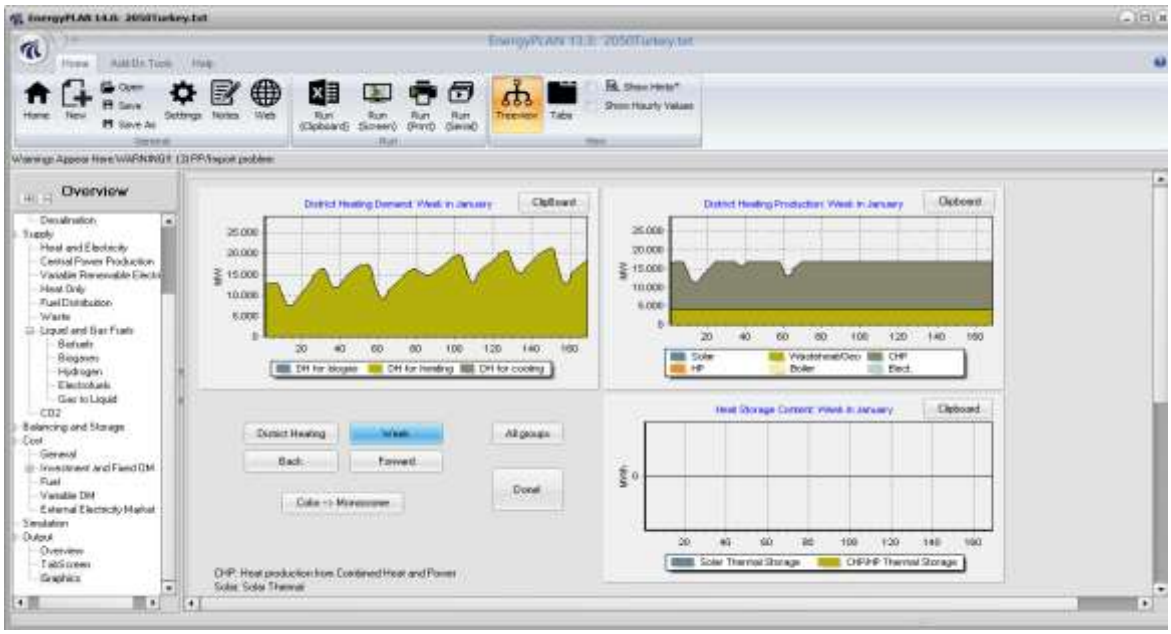
Resim 4.1. 2030 ve 2050 Teknik simülasyon strateji seçimi

2030 yılı Ocak ayı ilk haftası için bölgesel ısıtma taleplerinin 15000 MW ortalamasına yakın olduğu görülmekte buna karşı elde edilen üretimin bu dönemde KIGS ve Jeotermal/Atık Isı ile sağlandığı görülmektedir.



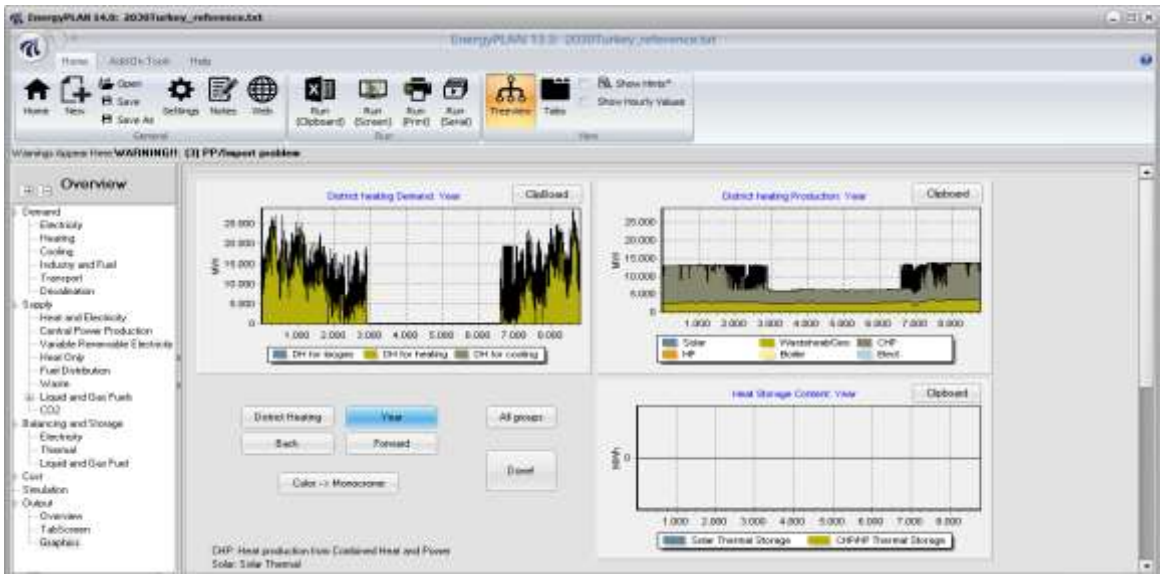
Resim 4.2. 2030 yılı Ocak ayı 1.hafta bölgesel ısıtma sonuçları

2050 yılı Ocak ayı ilk haftası için bölgesel ısıtma taleplerinin 15000 MW ortalamasına yakın olduğu görülmekte buna karşı elde edilen üretimin bu dönemde KIGS ve Jeotermal/Atık Isı ile sağlandığı ancak talebe göre yaklaşık 1000 MW düşük kaldığı görülmektedir. Ocak ayı toplamında 17659 MW bölgesel ısıtma grup 3 üretimi görülmektedir.



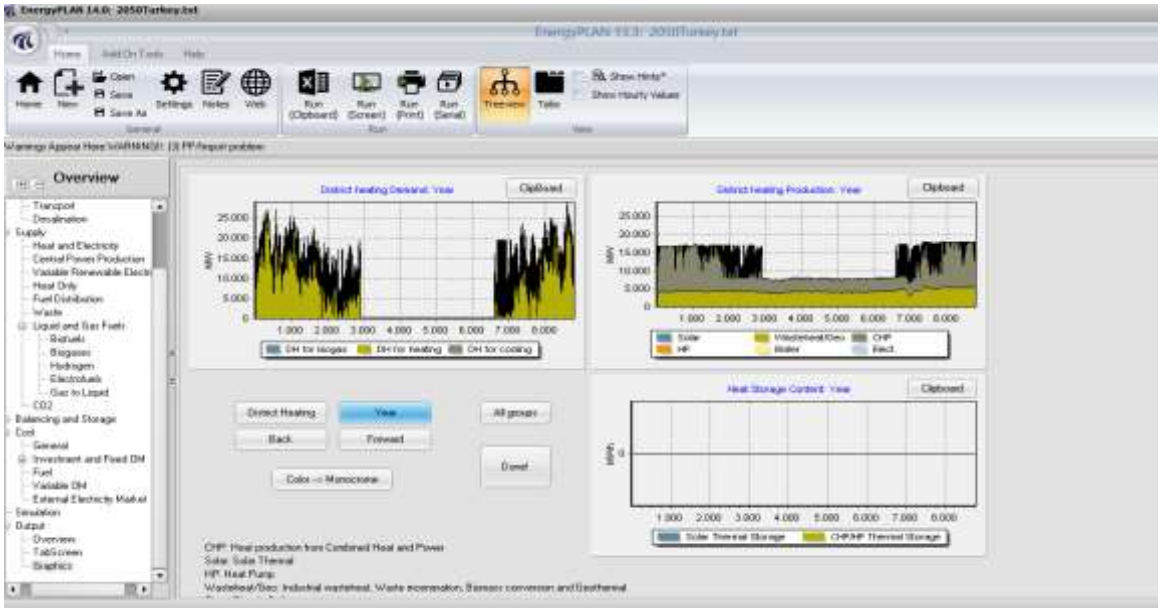
Resim 4.3. 2050 yılı Ocak ayı 1.hafta bölgesel ısıtma sonuçları

2030 yılında yıllık bazda bölgesel ısıtma taleplerini incelediğimizde Mayıs-Eylül ayları arasında talebin olmadığı ancak diğer dönemlerde talebin olduğu ve yine KIGS ve jeotermal üretimi ile karşılanmaktadır.



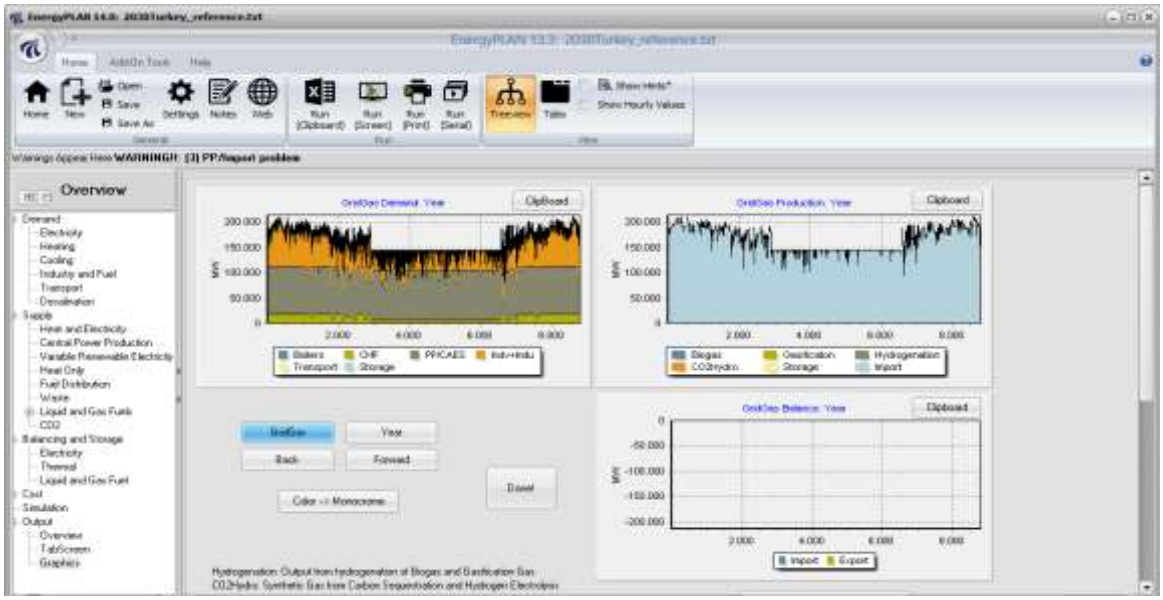
Resim 4.4. 2030 yılı yıllık bölgesel ısıtma sonuçları

Yıllık bazda bölgesel ısıtma taleplerini incelediğimizde Mayıs-Eylül ayları arasında talebin olmadığı ancak diğer dönemlerde talebin olduğu ve yine KIGS ve jeotermal üretimi ile karşılanmaktadır. Ancak buradaki üretim yıl içindeki pikleri karşılayamamaktadır. Resim 4.5'teki grafiklerde görüldüğü gibi talep grafiğinde 20000 ve 25000 MW seviyeleri görünmesine rağmen üretim 15000-18000 MW arasında seyretmiştir. Bölgesel ısıtma yıllık üretim miktarı grup 3 için 70 TWh olmaktadır. Bunun 67,37 TWh'lik kısmı KIGS, geriye kalan kısmı merkezi güneş ısı santralinden sağlanmaktadır.



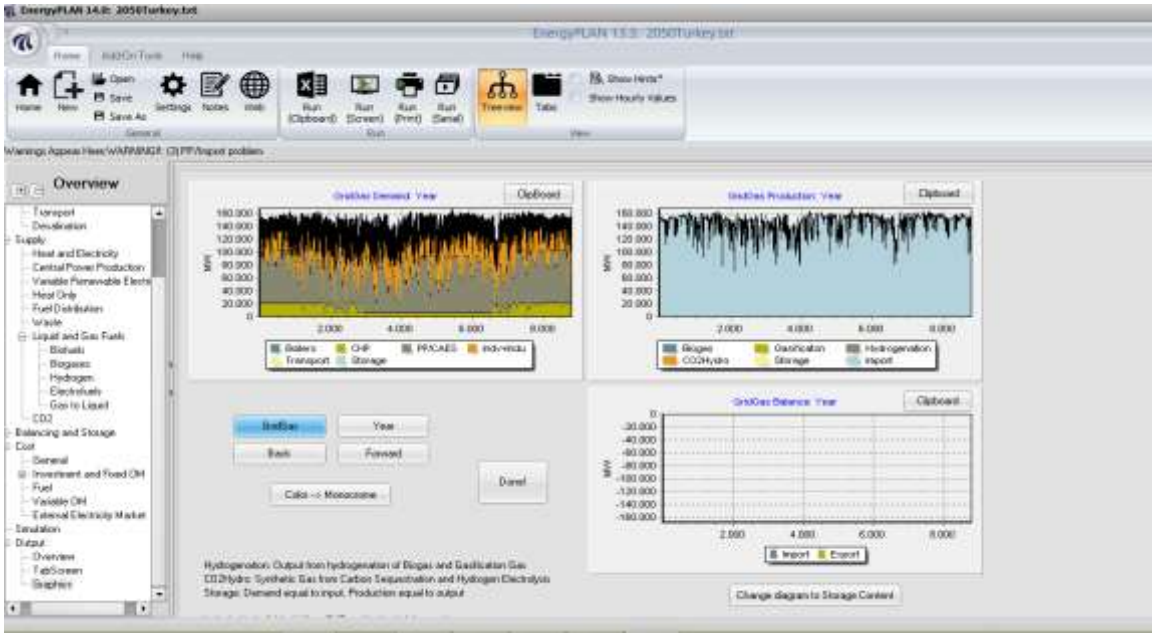
Resim 4.5. 2050 yılı yıllık bölgesel ısıtma sonuçları

2030 yılı şebeke gazı taleplerinin ise tamamına yakını ithal olarak sağlanmaktadır. Burada Sáfián'ın çalışmasında yer verdiği doğalgaz alternatifi olarak biyokütle yakıtlarının da devreye sokulması ülke ithalatını azaltacak ancak yeterli olmayacaktır. Oluşan enerji talebini ithal doğalgaz yerine rüzgar, güneş santralleri, PV ve uygulamalarının yaygınlaştırılmasıyla KIGS ve ısı depoları kullanarak ihtiyaçtan fazla elektrik üretimi olduğunda bu enerjinin dönüşümüyle karşılanabilecektir. Enerji dönüşümü için bir diğer husus ise elde edilen elektrik enerjisinin hidrojene dönüştürülerek bir çeşit depolanması ve elektrik tüketiminin düşük ya da talebin fazla olduğu dönemlerde kullanılmasıdır.



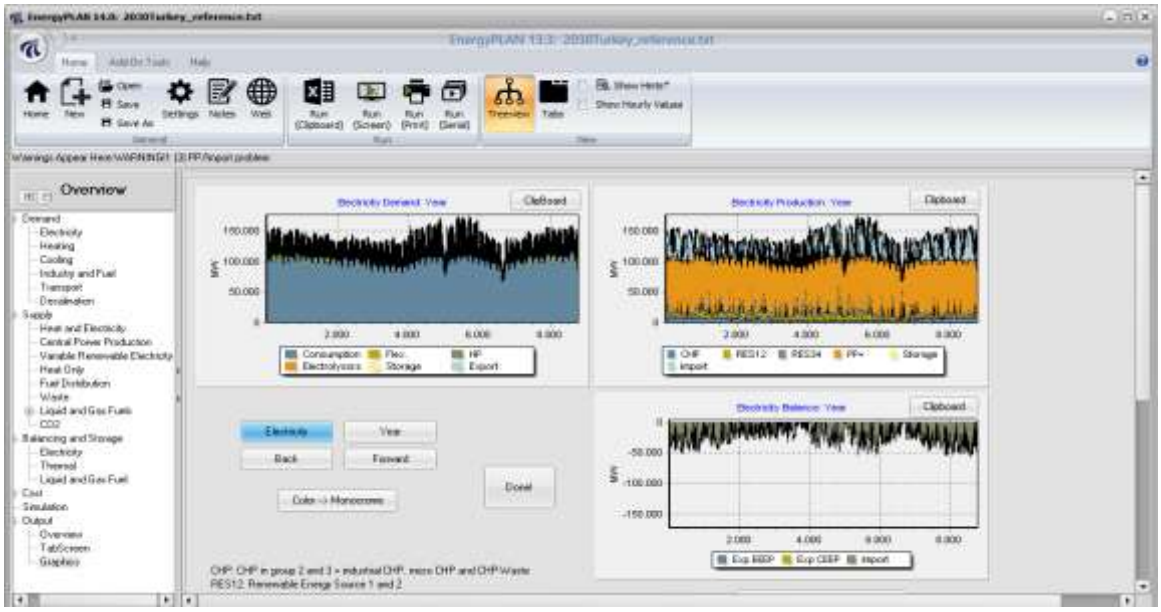
Resim 4.6. 2030 yılı şebeke gazı talep ve üretim sonuçları

2050 yılı , şebeke gazı taleplerinin ise tamamına yakını ithal olarak sağlanmaktadır. Şebeke gazı arz ve talebinde bundan dolayı problem olmadığı görülmektedir. Yapılan simülasyon hesabı sonucu ocak ayı için talep ve bu talebin karşılanması için gereken değer 141181 MW olarak görülmektedir. Yıllık toplam 1185,61 TWh'lik doğalgaz tüketimi görülmektedir.



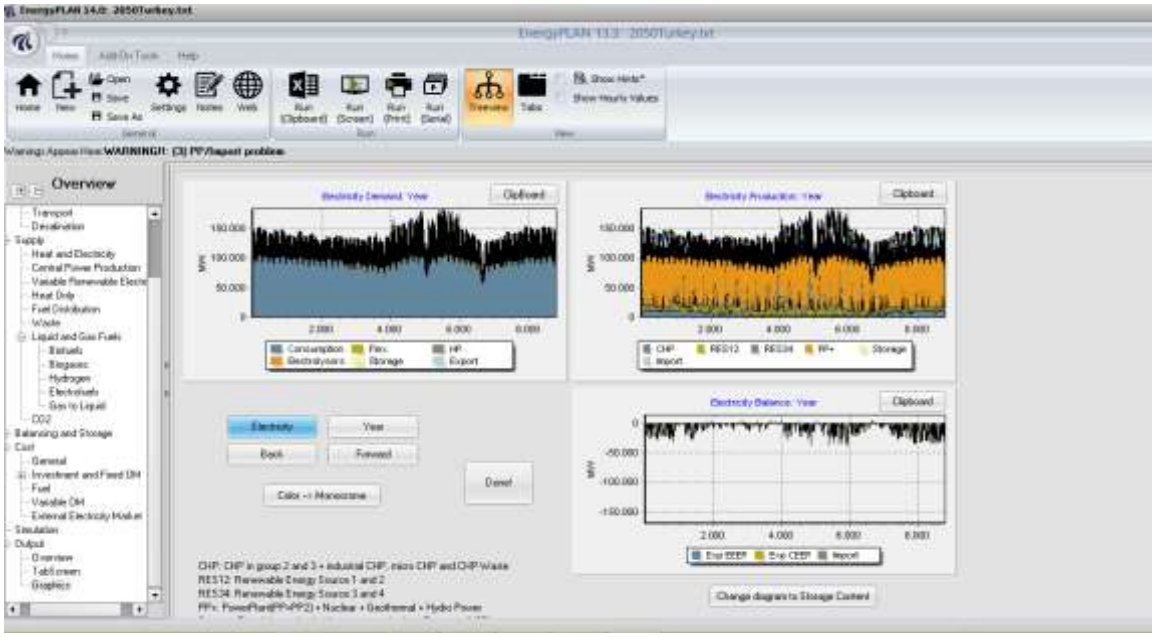
Resim 4.7. 2050 yılı şebeke gazı talep ve üretim sonuçları

2030 yılında yıllık bazda elektrik tüketim taleplerinin KIGS, yenilenebilir enerji ve güç santrallerinin üretimine ilaveten ithalat ile dengelendiği görülmektedir. Esnek olarak görülen kısımlarda da Türkiye'nin komşularıyla yapılan elektrik alışverişlerinin esneklik sağlaması olarak görülmektedir. Buna benzer alışveriş anlaşmaları Avrupa ülkelerinin pek çoğu arasında yapılmaktadır. Lund, Danimarka'nın diğer komşu İskandinav ülkeleri ve Almanya ile yaptığı anlaşmalara değinmiştir. Rüzgardan elde edilen fazla elektrik belli dönemlerde komşu ülkelere satılmaktadır. Ancak Türkiye'nin jeopolitik konumu, komşu ülkelerin birçoğundan siyasi anlamda fikirlerin uyuşmaması gibi nedenlerle enerji güvenliği açısından bu tip bir alışverişe güvenmektense ülke enerjisinin dönüştürülerek depolama yoluna gidilmesidir.



Resim 4.8. 2030 yılı elektrik talep, üretim ve denge sonuçları

2050 yılında yıllık bazda elektrik tüketim taleplerinin KIGS, yenilenebilir enerji ve güç santrallerinin üretimine ilaveten ithalat ile dengelendiği görülmektedir. Esnek olarak görülen kısımlarda da Türkiye'nin komşularıyla yapılan elektrik alışverişlerinin esneklik sağlaması olarak görülmektedir. Grafikten de görüleceği üzere elektrik üretiminin yaklaşık %30'u yenilenebilir enerji kalemlerinden geldiği anlaşılmaktadır.



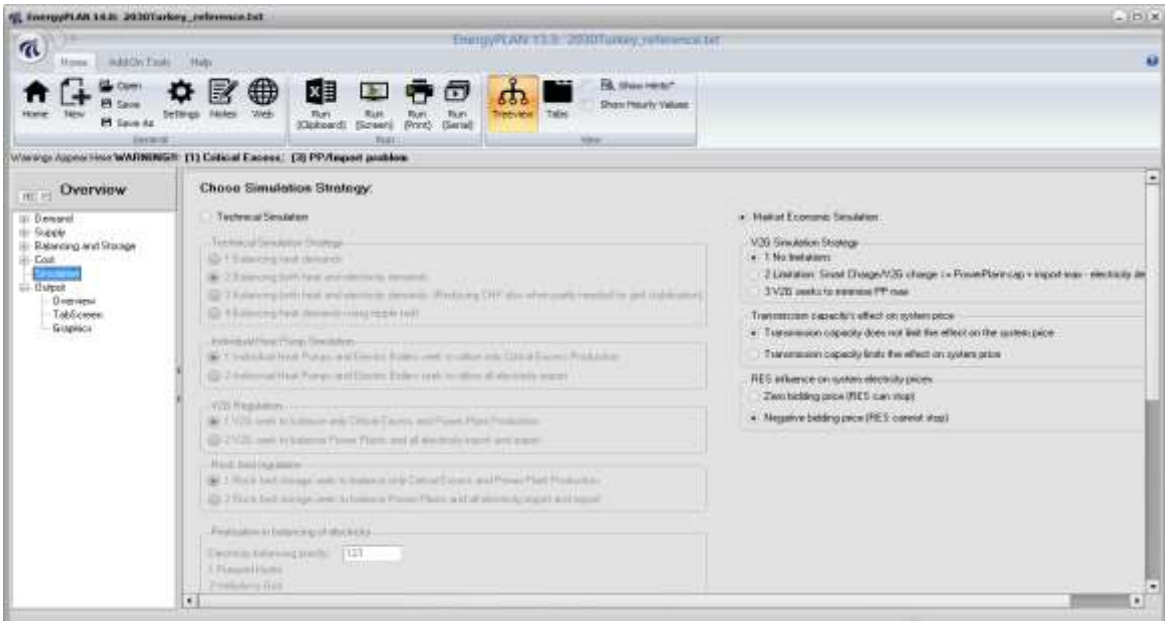
Resim 4.9. 2050 yılı elektrik talep, üretim ve denge sonuçları

2030 ve 2050 yılı EK-1 ve EK-8'de verilen simülasyon sonuç raporlarına bakıldığında bölgesel ısıtma dengesinin her iki yılda da fazla verdiği görülmektedir. Elektrik ve yakıt dengesinin 2030 yılında ithalat tarafında kalmakla beraber 2050 yılında ithalat ve ihracat dengesi olduğu görülmektedir.

<u>Market simülasyonu stratejisi</u>

2030 ve 2050 yılları Türkiye projeksiyonu için ikinci senaryo olarak Market Ekonomik Simülasyon seçilmiştir. Bunun alt kırılımında istenilen miktar kadar araç sayısının hesaba katılabilmesi için şebekeden beslenen elektrikli araçlarda limit yok seçeneği seçilmiştir.

Transmisyon kapasitesinin sistem üzerindeki etkisi ihmal edilmiş ve Yenilenebilir Enerji Sistemlerinin durmadan çalışması için elektrik fiyatları üzerindeki etkisi negatif teklif olarak seçilmiştir. Resim 4.10'da seçimi yapılan maddeler sayfası gösterilmiştir.



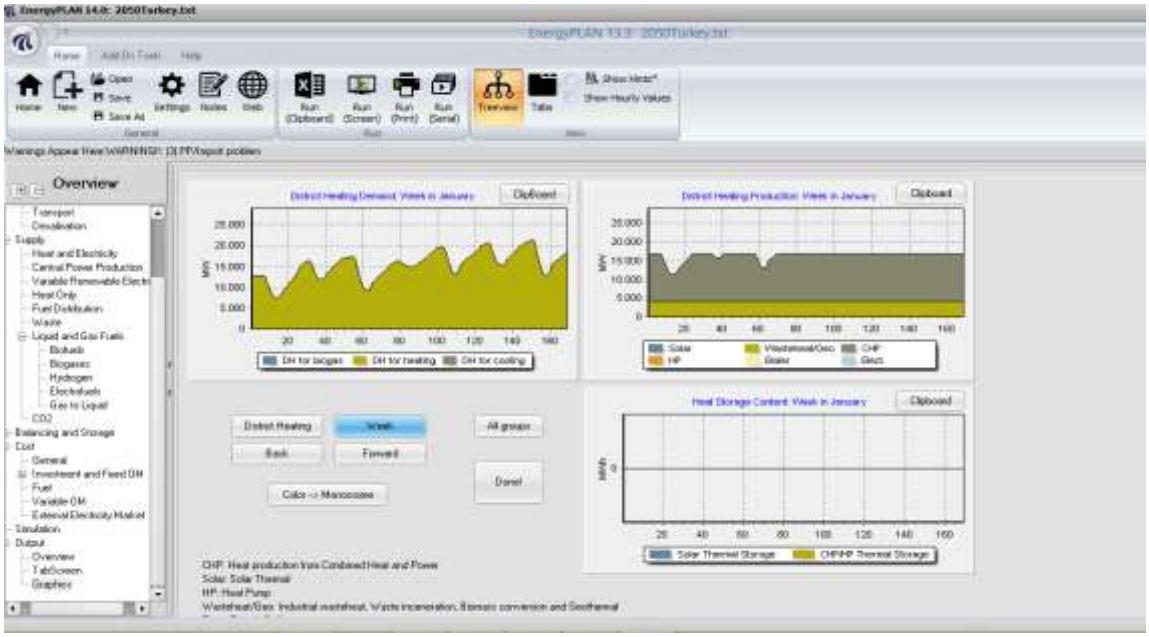
Resim 4.10. 2030 ve 2050 Market ekonomik simülasyon strateji seçimi

2030 yılı Ocak ayı ilk haftası için bölgesel ısıtma taleplerinin 15000 MW ortalamasına yakın olduğu görülmekte buna karşı elde edilen üretimin bu dönemde KIGS, Jeotermal/Atık Isı ve Boylerlerle sağlandığı görülmektedir. Üretimin 20000 MW'a denk gelen güce kadar çıktığı görülmektedir.

Resim 4.11. 2030 yılı Ocak ayı 1.hafta bölgesel ısıtma sonuçları (Market simülasyon)

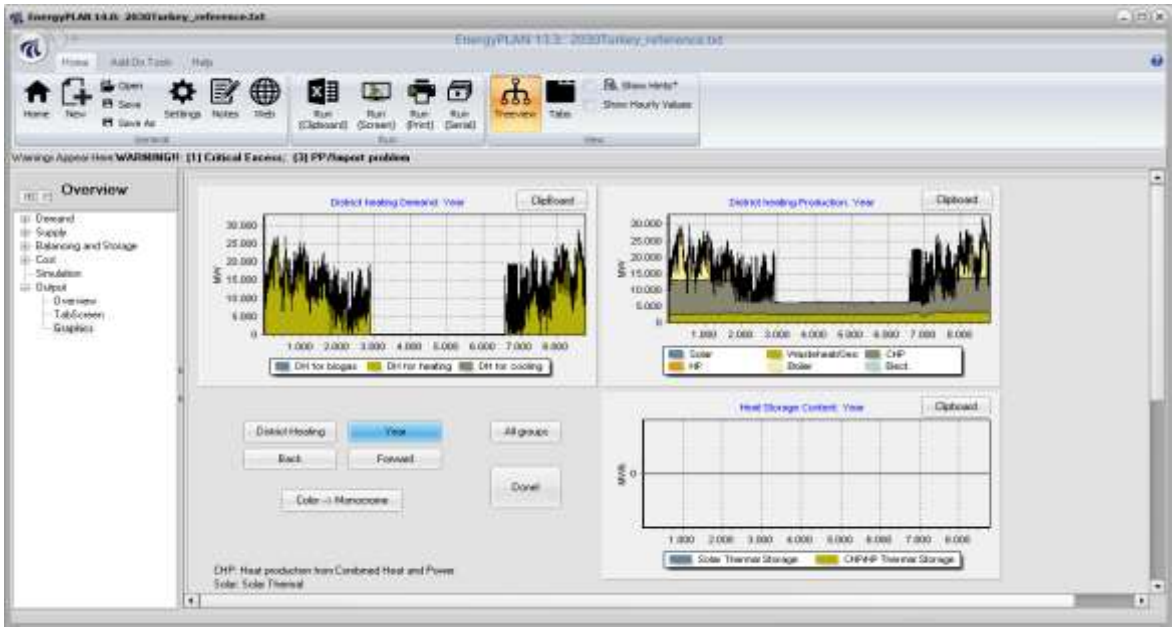
2050 yılı Ocak ayı ilk haftası için bölgesel ısıtma taleplerinin 15000 MW ortalamasına yakın olduğu görülmekte buna karşı elde edilen üretimin bu dönemde KIGS,

Jeotermal/Atık Isı ile sağlandığı görülmektedir. Üretimin 17000 MW'a denk gelen güce kadar çıktığı görülmektedir.



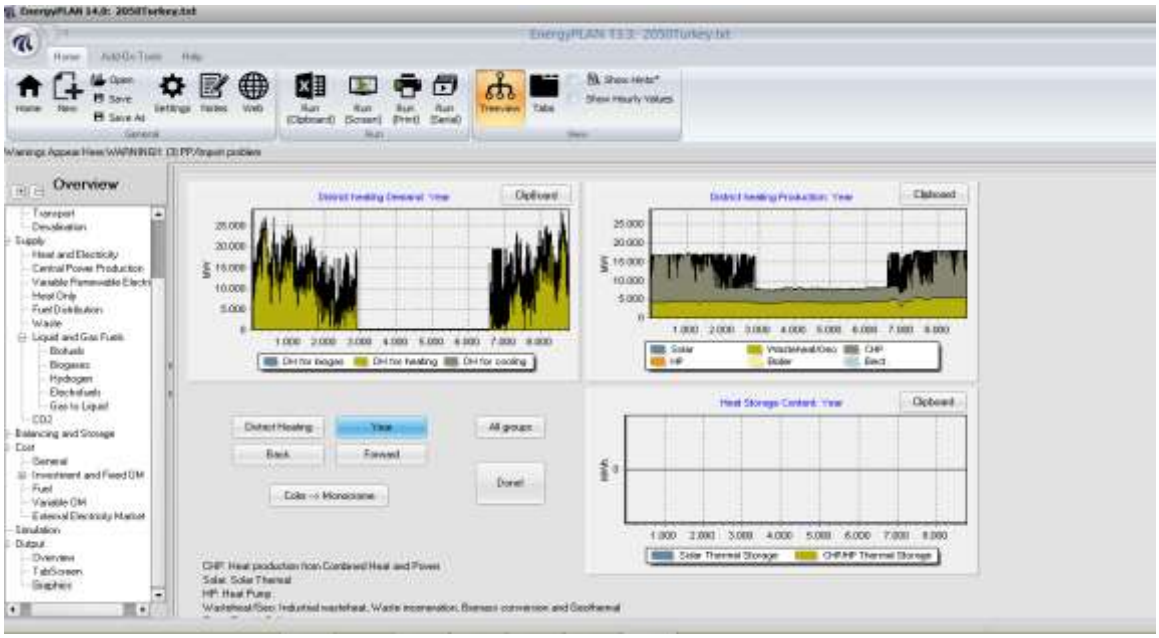
Resim 4.12. 2050 yılı Ocak ayı 1.hafta bölgesel ısıtma sonuçları (Market simülasyon)

2030 yılı yıllık bazda bölgesel ısıtma taleplerini incelediğimizde Mayıs-Eylül ayları arasında talebin olmadığı ancak diğer dönemlerde talebin olduğu ve yine KIGS, jeotermal ve boyler üretimi ile karşılanmaktadır. Özellikle termik santral gibi fosil yakıtlı enerji üretimi yerine mevcut enerji eldesi biyokütle, güneş ve rüzgarın enerji üretimindeki paylarının hızla artmasıdır. Mevcut durumda yenilenebilir enerji eldemiz büyük oranda hidroelektrik santrallerinden gelmektedir. Ancak günümüz koşullarında küresel ısınmanın etkisinin her geçen yıl artması, kısıtlı tatlı su kaynaklarının azalmasıyla bunun yerine daha sürdürülebilir ve yenilenebilir enerji alternatifine ihtiyaç duyulmaktadır. Güneş ve biyokütle enerjisi burada rüzgar ve hidrolik enerjiye nazaran bir adım öne çıktığı görülmektedir.



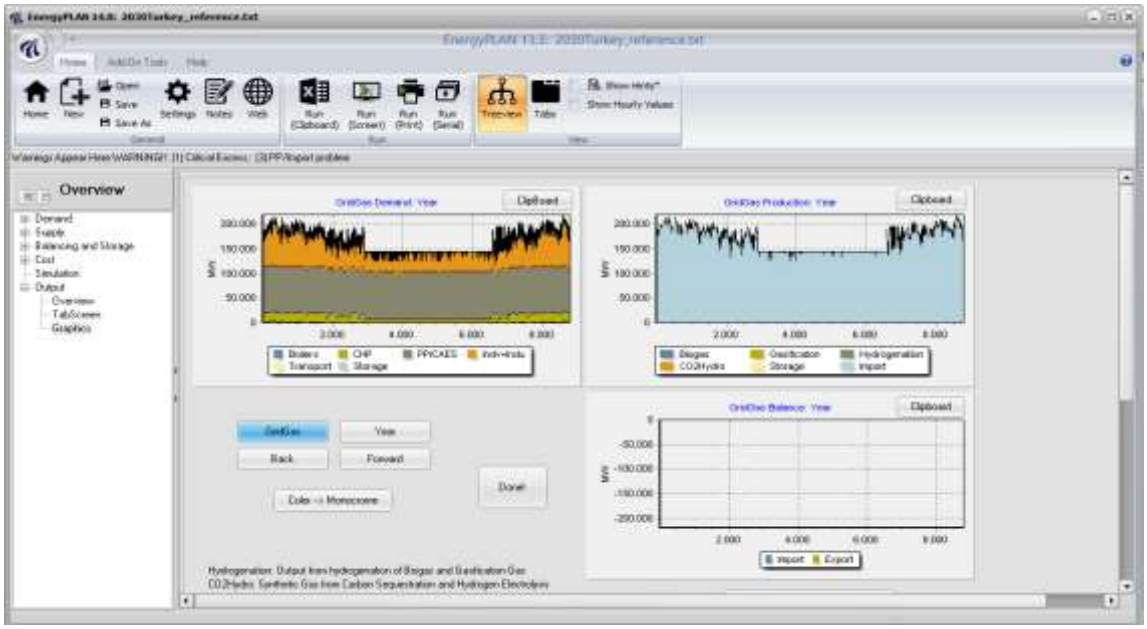
Resim 4.13. 2030 yılı yıllık bölgesel ısıtma sonuçları(Market simülasyon)

2050 yılında yıllık bazda bölgesel ısıtma taleplerini incelediğimizde Mayıs-Eylül ayları arasında talebin olmadığı ancak diğer dönemlerde talebin olduğu ve yine KIGS, jeotermal üretimi ile karşılanmaya çalışılmaktadır. Pik zamanların karşılanamadığı görülmektedir. Yıllık toplamda 70 TWh'lik üretimin 67,33 TWh KIGS ile geriye kalan 3,13 TWh'lik kısmı MGIS'ten sağlanmaktadır. Grup 3 boylerleri 14,4 TWh'lik katkı sağlayarak toplamda üretim fazlasına neden olmaktadır.



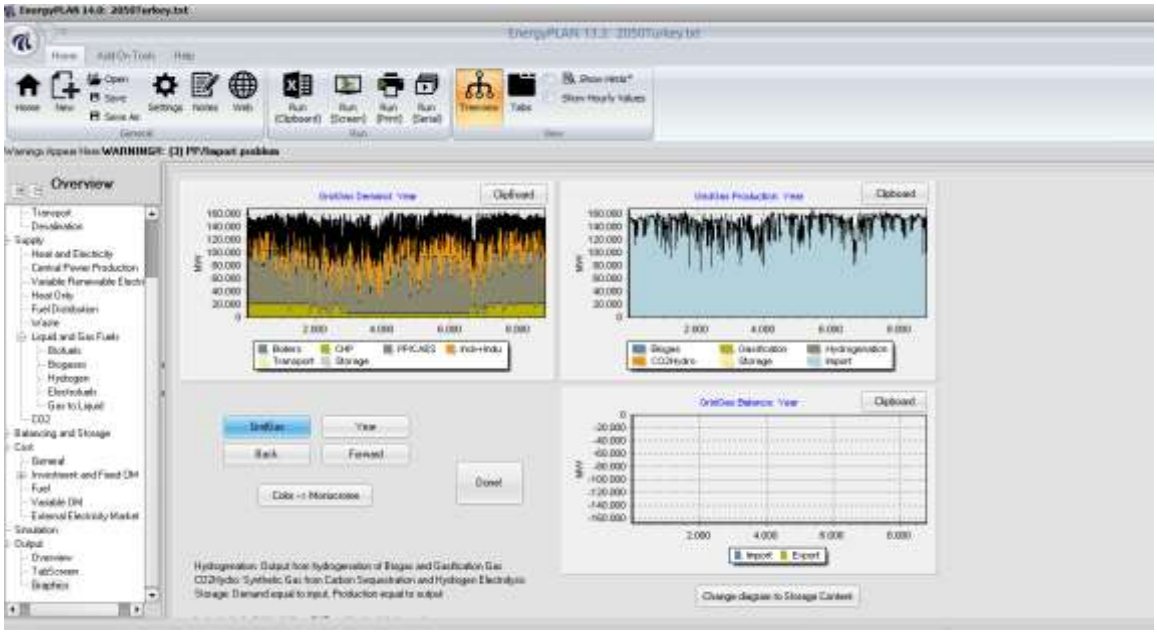
Resim 4.14. 2050 yılı yıllık bölgesel ısıtma sonuçları (Market simülasyon)

2030 yılı şebeke gazı konusunda da grafikler teknik simülasyonla aynı şekilde oluşmuş durumdadır. Bölgesel ısıtma içerisinde biyogazın ve güneş enerjisi grafikte kendisini gösterememektedir. Bunun nedeni, bu iki enerjinin bölgesel ısıtma yerine elde edilen elektrik enerjisinin direkt şebekeye verilerek kullanılmasından dolayıdır.



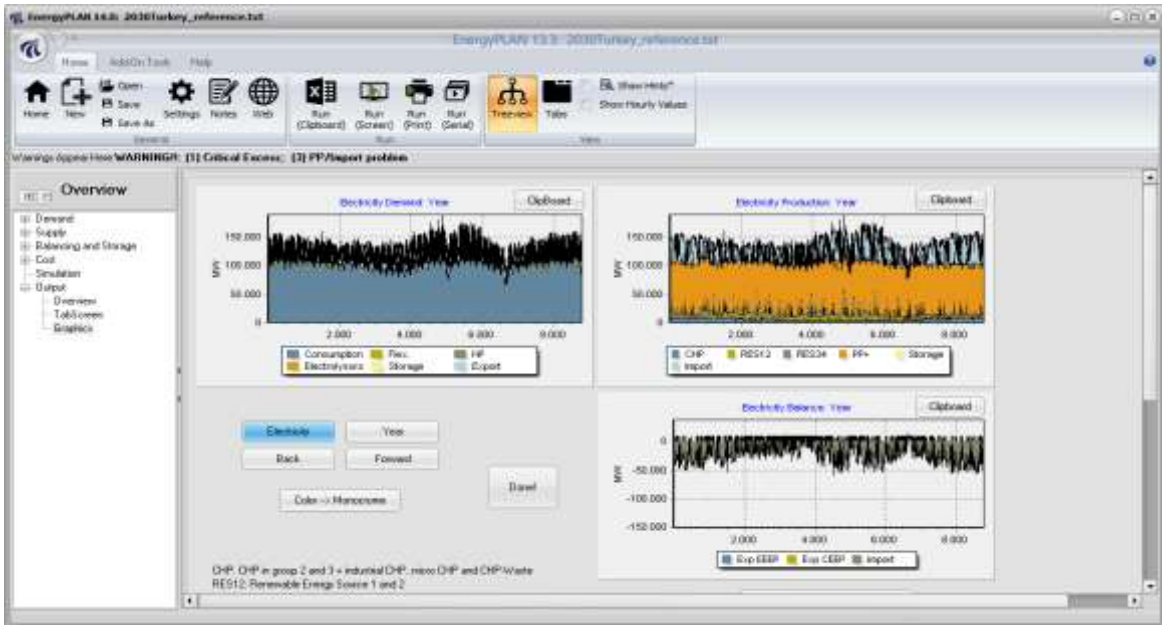
Resim 4.15. 2030 yılı şebeke gazı talep ve üretim sonuçları (Market simülasyon)

2050 yılı şebeke gazı konusunda da grafikler teknik simülasyonla aynı şekilde oluşmuş durumdadır. Yıllık bazda şebeke gazı üretimi 1277,99 TWh olarak gerçekleşmiştir. Bunun 4,01 TWh'lik kısmı bölgesel ısıtma ve boylerlerden gelmekte, 661,31 TWh'i enerji santralleri, 117,66 TWh'i KIGS'den gelmektedir.



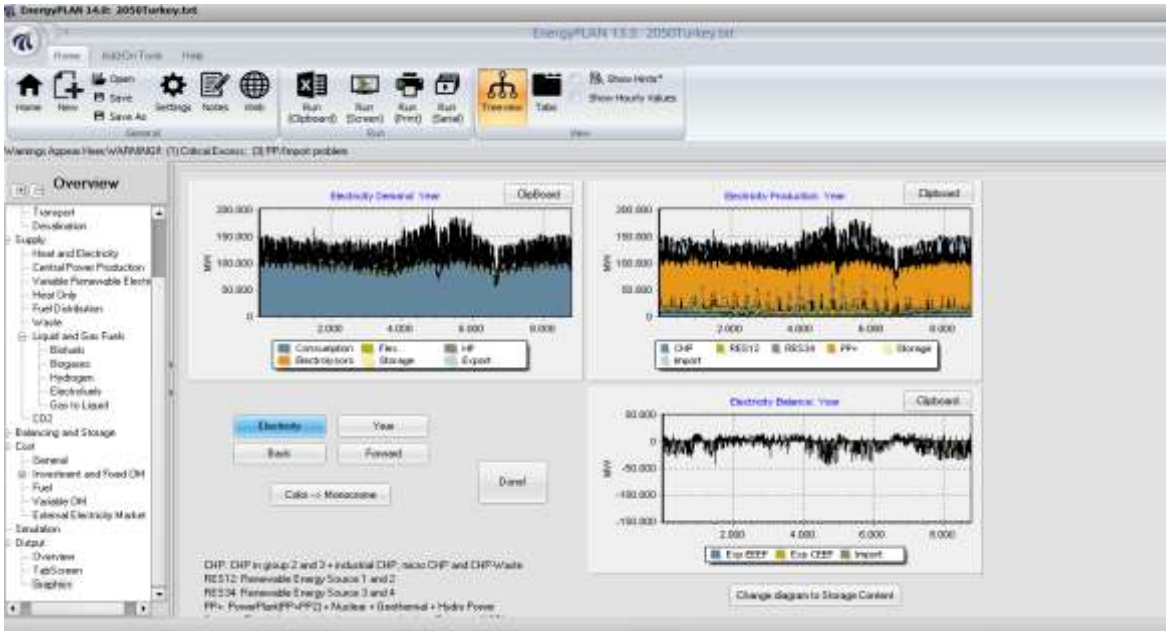
Resim 4.16. 2050 yılı şebeke gazı talep ve üretim sonuçları (Market simülasyon)

2030 yılı elektrik konusunda da grafikler teknik simülasyonla aynı şekilde oluşmuş durumdadır. Şebeke gazındaki ağırlık yine doğalgaz olarak görülmektedir. Kömürün gazlaştırılarak şebekeye verilmesi ile biyogazın yaygınlaştırılıp biyogazdan elde edilen gazın şebekeye verilmesi düşünülürse bu miktarlar azaltılabilecektir. Kömürün gazlaştırılması teknolojisi Türkiye için 2030 yılına kadar sürede uygulanabilir olmamaktadır.



Resim 4.17. 2030 yılı elektrik talep, üretim ve denge sonuçları(Market simülasyon)

2050 yılı elektrik konusunda da grafikler teknik simülasyonla aynı şekilde oluşmuş durumdadır. Elektrik dengesinin daha fazla ithalata yöneldiği grafikten görülmektedir.

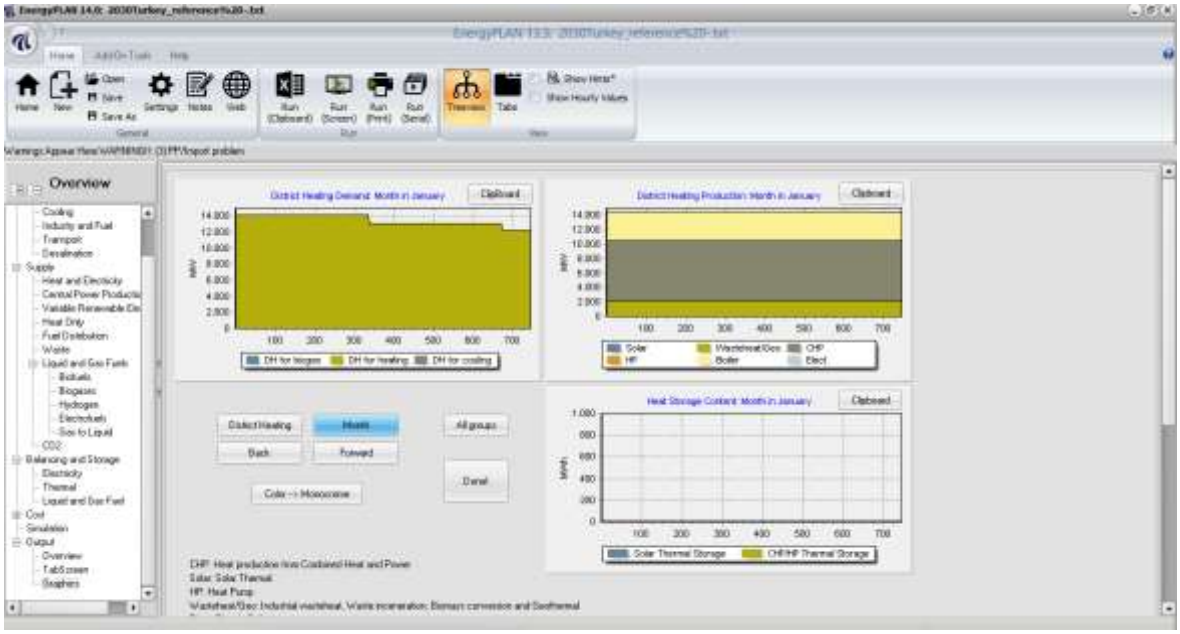


Resim 4.18. 2050 yılı elektrik talep, üretim ve denge sonuçları (Market simülasyon)

<u>%20 Düşük kapasite senaryosu</u>

Buradaki senaryoya göre 2030 yılı için öngörülen ve 2019 yılına göre artış beklenen kurulu güçlerin Teknik simülasyon senaryosuna göre %20 daha düşük olduğu senaryodur. EnergyPlan ile yapılan diğer çalışmalar incelendiğinde %5 ve %10'luk artış ve azalışlarla senaryoların yapıldığı ancak senaryo adım sayısının fazla olduğu görülmüştür. Bu nedenle %20'lik düşük ve yüksek kapasite senaryoları çalışılmıştır.

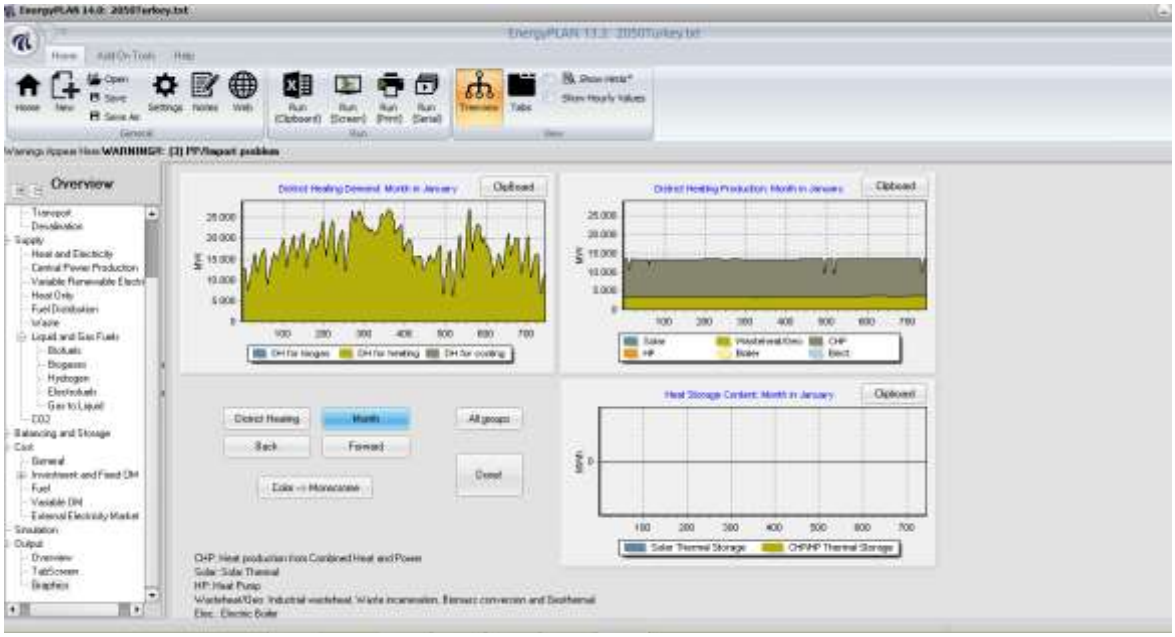
2030 yılı Ocak ayı için mevcut senaryo ile ele alındığında talebe karşı üretimin dengeli olduğu görülmektedir. Atık ısı/jeotermal, KIGS ve Boyler yani güç santrali desteğiyle ağırlıklı olarak üretimin yapıldığı Resim 4.19'dan görülmektedir.



Resim 4.19. 2030 yılı Ocak ayı bölgesel ısıtma sonuçları(Düşük kapasite)

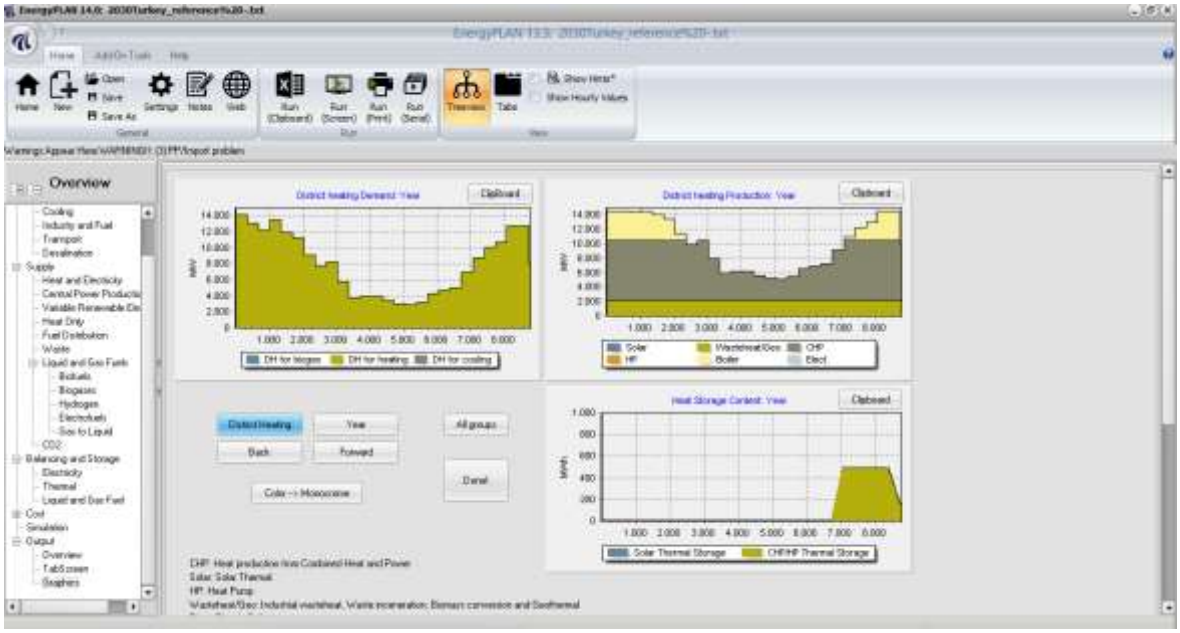
2050 yılı için öngörülen ve 2030 yılına göre artış beklenen kurulu güçlerin 4.2.1. senaryosuna göre %20 daha düşük olduğu senaryodur.

2050 yılı Ocak ayı için mevcut senaryo ile ele alındığında talebe karşı üretimin dengeli olmadığı görülmektedir. Atık ısı/jeotermal ve KIGS ağırlıklı olarak üretimin yapıldığı 14000 MW'a karşılık 20000 MW ortalama talep görülmekte ve bu durum Resim 4.20'den görülmektedir.



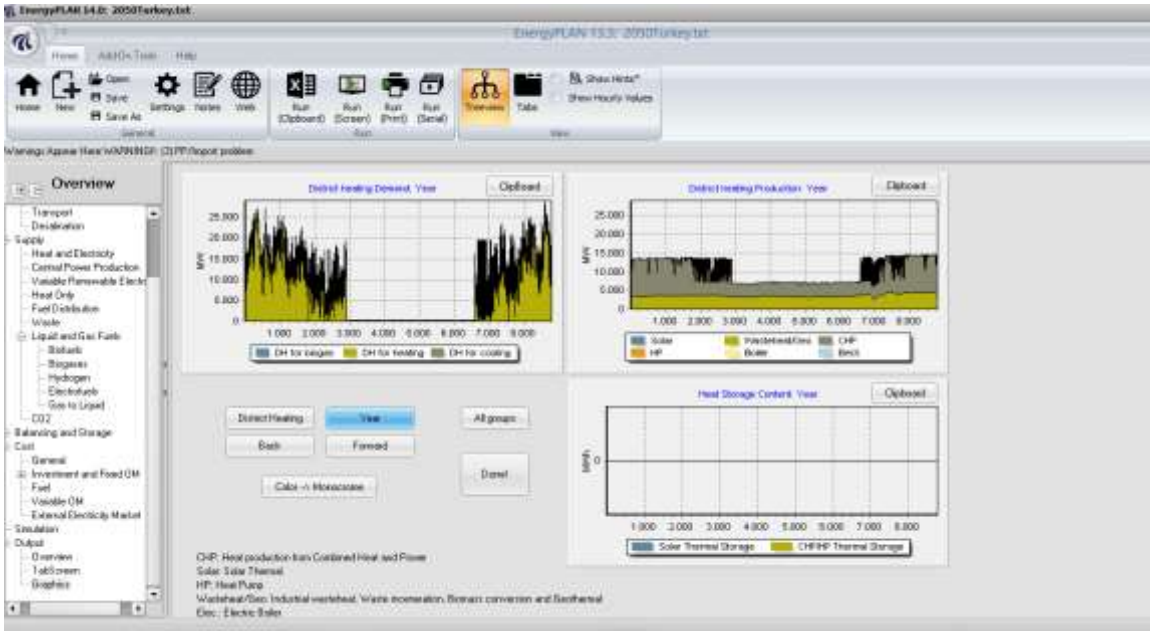
Resim 4.20. 2050 yılı Ocak ayı bölgesel ısıtma sonuçları (Düşük kapasite)

2030 yılı KIGS termal depolamanın Kasım ve Aralık aylarına denk gelecek şekilde 500 MWh olduğu görülmektedir. Yaz aylarında görülen 3000 MW'lık ısı talebi de sanayide meydana gelecek talepten dolayıdır.



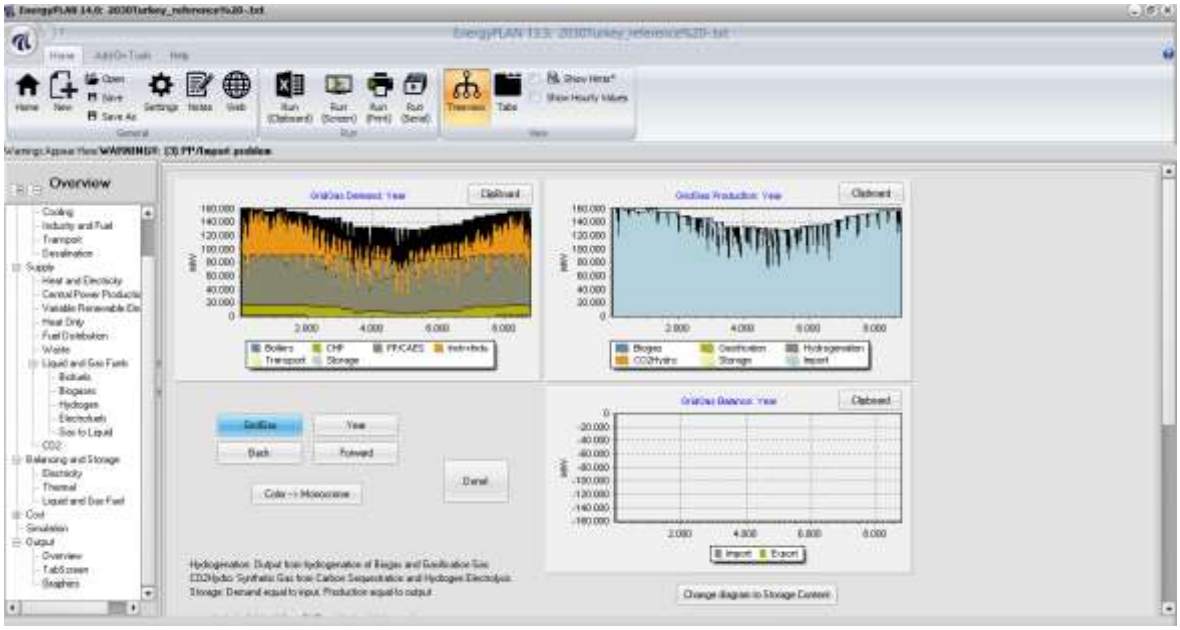
Resim 4.21. 2030 yılı yıllık bölgesel ısıtma sonuçları(Düşük kapasite)

2050 yılı yıllık bazda baktığımızda da bölgesel ısıtma üretimi yıllık bazda talebi karşılamamaktadır. Mayıs-Eylül arası döneme baktığımızda talebin yaz ayları olduğundan dolayı 0 olduğu görülmektedir. Ancak bu dönemde üretim 7000 MW seviyesinde KIGS ile Atık+MGIS tarafından sağlanmaktadır. Talebin en yoğun olduğu Aralık-Şubat dönemlerinde bu santrallerin üretimi 13000 MW olarak gerçekleşmiştir.



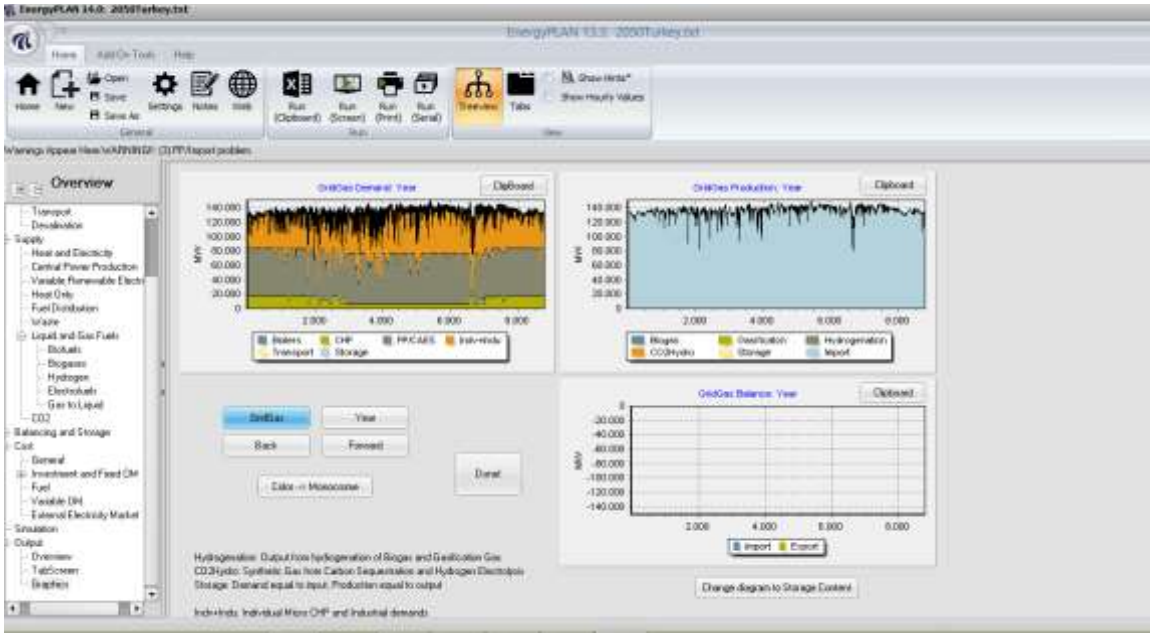
Resim 4.22. 2050 yılı yıllık bölgesel ısıtma sonuçları (Düşük kapasite)

2030 yılı şebeke gazını ele aldığımızda KIGS, PP ve bireysel taleplere karşı büyük oranda ithal doğalgaz ile talebe karşılık verildiği görülmektedir. Ayrıca şebeke gazı yıllık dengesi de üretimin talebi karşıladığı yönündedir.



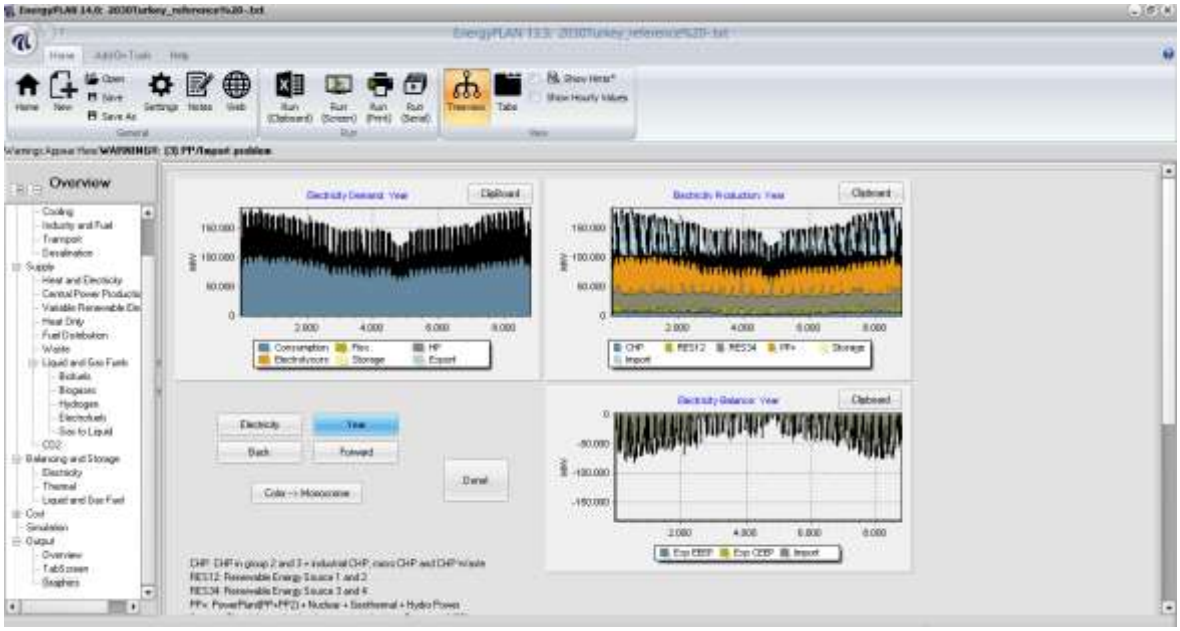
Resim 4.23. 2030 yılı şebeke gazı talep ve üretim sonuçları (Düşük kapasite)

2050 yılı şebeke gazını ele aldığımızda KIGS, PP ve bireysel taleplere karşı büyük oranda ithal doğalgaz ile talebe karşılık verildiği görülmektedir. Ayrıca şebeke gazı yıllık dengesi de üretimin talebi karşıladığı yönündedir. Yıllık baza bakıldığında 1158,13 TWh'lik toplam talebi, 559,62 TWh/yıl ile enerji santralleri, 340 TWh/yıl ile endüstriyel talep, 150 TWh/yıl bireysel kullanım, 103,51 TWh/yıl ile KIGS ve 5 TWh/yıl ile ulaşım alanlarında kullanım ve ihtiyaçlar oluşturmaktadır.



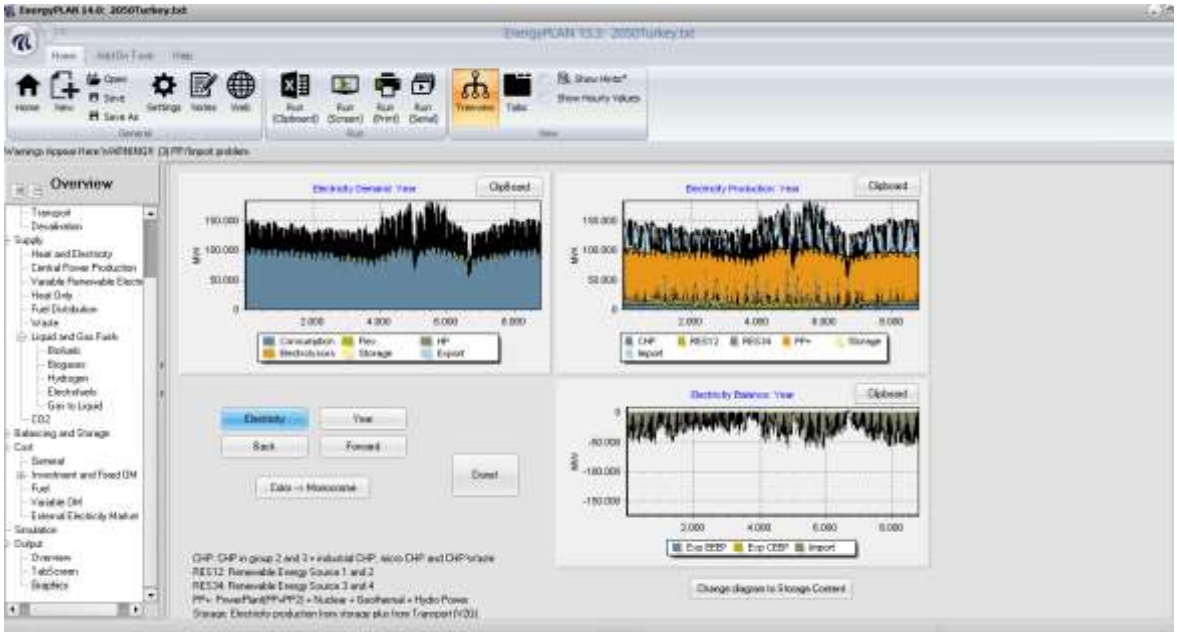
Resim 4.24. 2050 yılı şebeke gazı talep ve üretim sonuçları (Düşük kapasite)

2030 yılı yıllık elektrik talebinin yenilenebilir ve termik santrallerle karşılandığı görülmekte olup pik zamanlarında ithalat ile enerji dengesi sağlanmaya çalışılmaktadır. Connolly vd. belirttiği gibi %100 yenilenebilir enerjiye giden yolda biyokütle ve hidrojen enerjisinin aktif bir şekilde devreye alınmasıyla termik santral oranı düşürülüp yenilenebilir ve sürdürülebilir enerjinin talebi karşılama yönündeki katkısı artacaktır.



Resim 4.25. 2030 yılı elektrik talep, üretim ve denge sonuçları(Düşük kapasite)

2050 yılı yıllık elektrik talebinin yenilenebilir ve termik santrallerle karşılandığı görülmekte olup pik zamanlarında ithalat ile enerji dengesi sağlanmaya çalışılmaktadır. İthalatın 55000 MW'a denk gelecek kadar elektrik alımıyla sonuçlandığı görülmektedir.

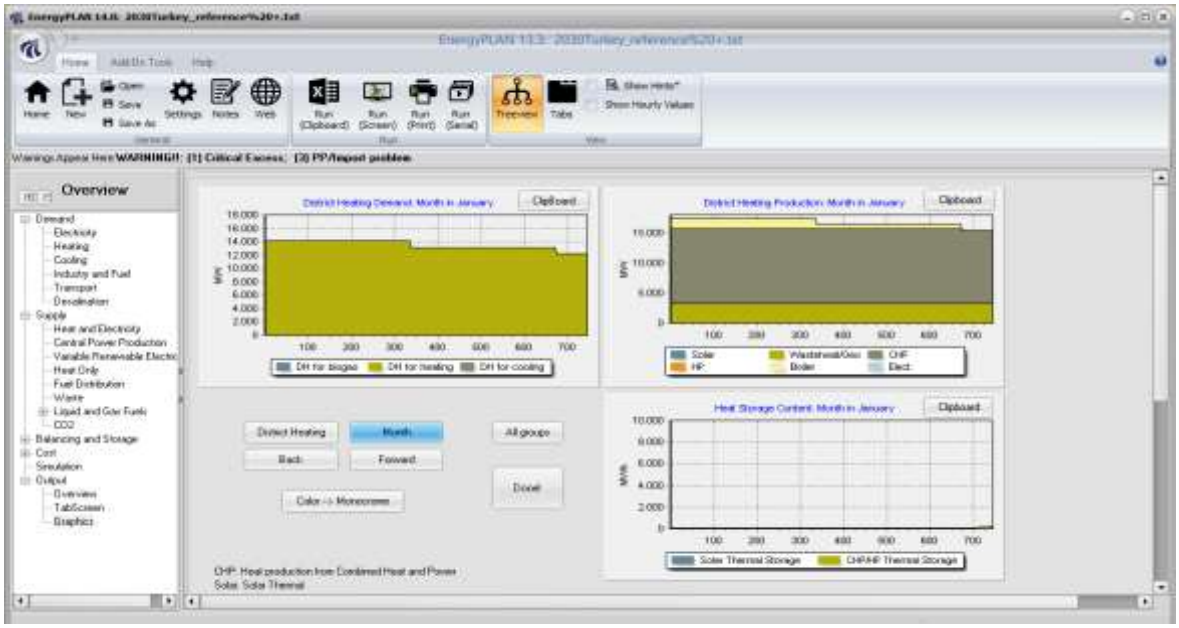


Resim 4.26. 2050 yılı elektrik talep, üretim ve denge sonuçları (Düşük kapasite)

2030 ve 2050 yılları düşük kapasite simülasyonları bölgesel ısıtma, elektrik ve yakıt dengeleri benzer profil ortaya koyduğu EK-3 ve EK-10'da verilen simülasyon rapor çıktısında görülmektedir.

<u>%20 Yüksek kapasite senaryosu</u>

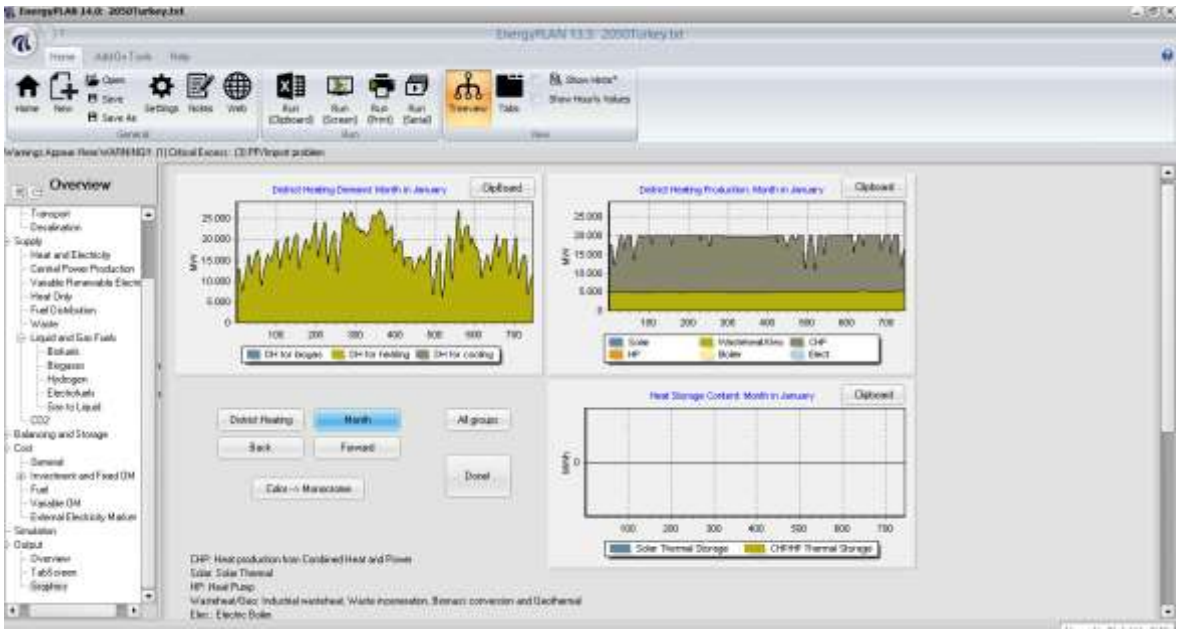
Buradaki senaryoya göre 2030 yılı için öngörülen ve 2019 yılına göre artış beklenen kurulu güçlerin Teknik simülasyon senaryosuna göre %20 daha yüksek olduğu senaryodur.
Ocak ayına baktığımızda 13000 MW talebe karşılık 15000 MW üretim görülmektedir. Fazla üretim depolama olmadığı için ısı kaybı olarak karşımıza çıkmaktadır.



Resim 4.27. 2030 yılı Ocak ayı bölgesel ısıtma sonuçları(Yüksek kapasite)

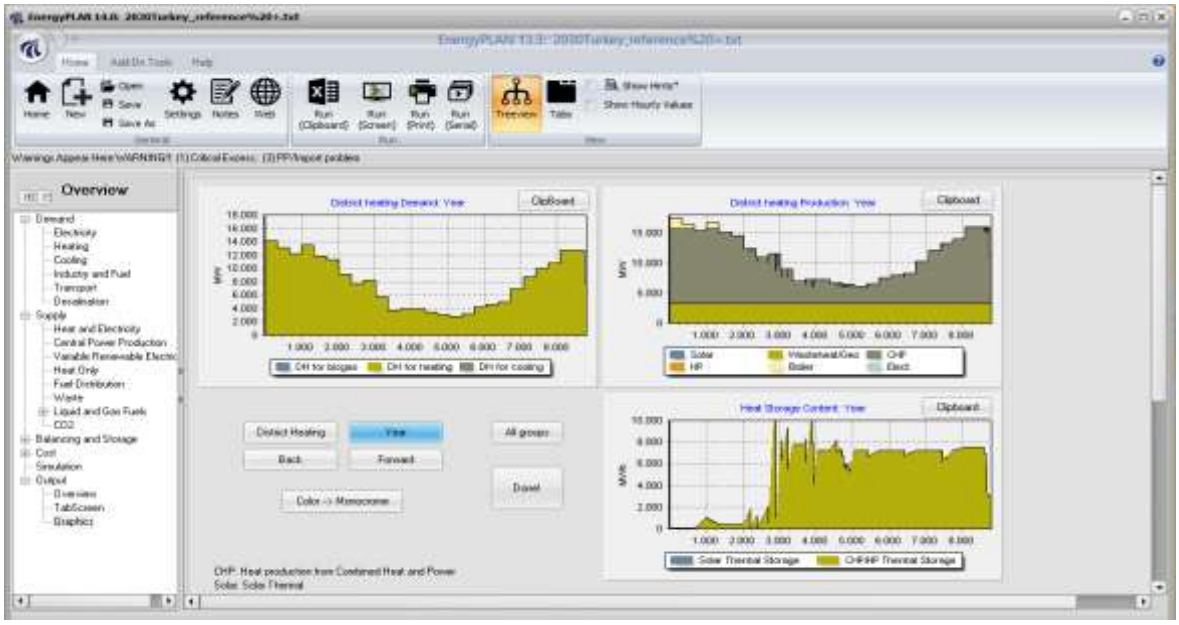
2050 yılı için öngörülen ve 2030 yılına göre artış beklenen kurulu güçlerin Teknik simülasyon senaryosuna göre %20 daha yüksek olduğu senaryodur.

Ocak ayına baktığımızda ortalama 20000 MW talebe karşılık 20000 MW üretim görülmektedir. Bu senaryoyla bölgesel ısıtmadaki Ocak ayı talebi karşılandığı görülmektedir.



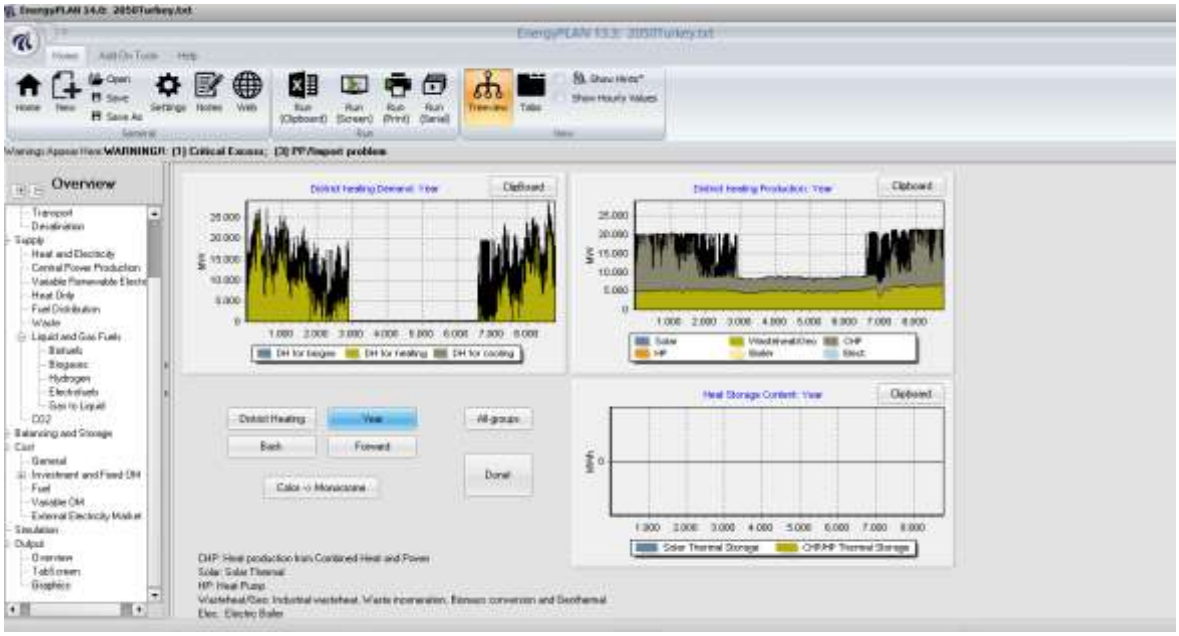
Resim 4.28. 2050 yılı Ocak ayı bölgesel ısıtma sonuçları (Yüksek kapasite)

Resim 4.29’da 2030 yılında yüksek kapasiteli üretimden dolayı termal depolama yapılabilecek miktar Mayıs ayından itibaren 7000 MWh olarak görülmektedir. Lund ve Clark’ın belirttiği üzere ısıl depolama yatırımlarının olması gerektiği %20 yüksek kapasite senaryosunda ortaya çıkmaktadır.



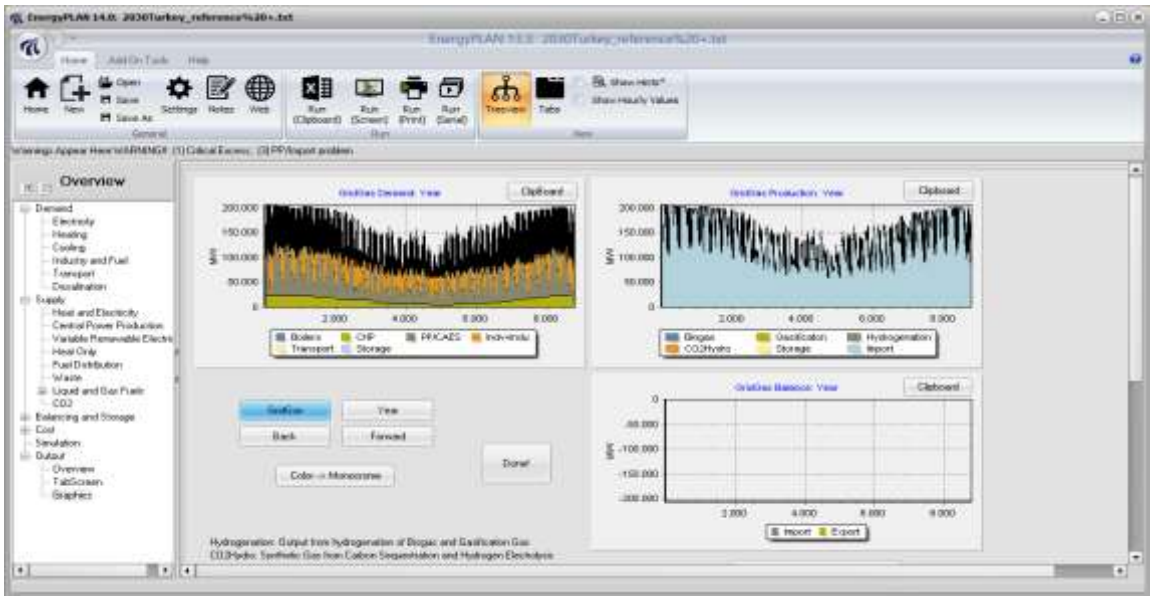
Resim 4.29. 2030 yılı yıllık bölgesel ısıtma sonuçları(Yüksek kapasite)

2050 yılı yıllık bazda bakıldığında ise yıllık talebe karşılık üretimin ortalama bazında ihtiyacı karşıladığı görülmektedir. 70 TWh/yıl bölgesel ısıtma talebine karşılık,73,61 TWh/yıl KIGS ve 45,74 TWh/yıl Atık+MGIS ile toplamda 119,35 TWh/yıl üretim gerçekleşmiştir.



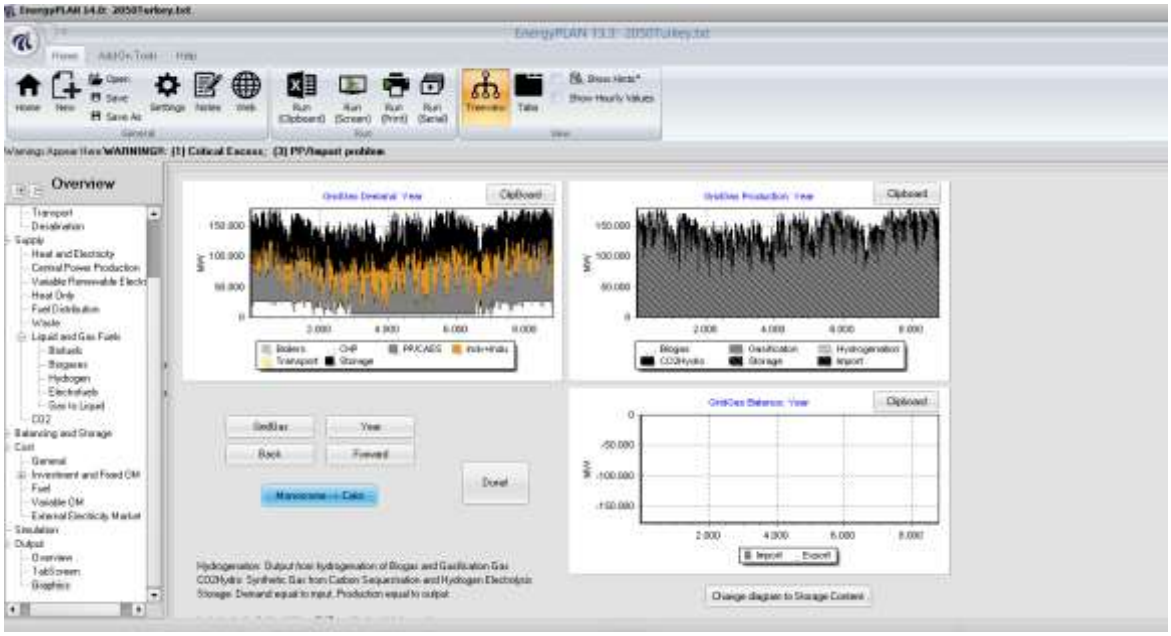
Resim 4.30. 2050 yılı yıllık bölgesel ısıtma sonuçları (Yüksek kapasite)

2030 yılı şebeke gazı için talep ağırlığı Boylere kaymış olup düşük kapasiteli senaryoya göre eğrinin farklılaştığı görülmektedir. Burada da yine aynı şekilde miktar değişken olmasına rağmen ithalat ile denge sağlanmış görülmektedir.



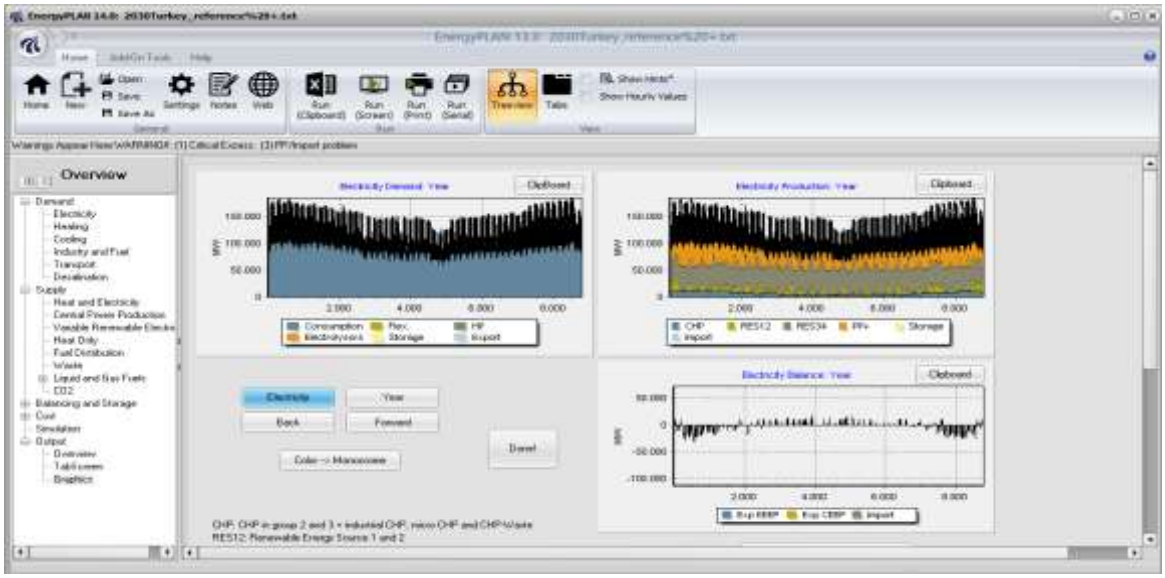
Resim 4.31. 2030 yılı şebeke gazı talep ve üretim sonuçları (Yüksek kapasite)

2050 yılı şebeke gazı için talep ağırlığı Boylere kaymış olup düşük kapasiteli senaryoya göre eğrinin farklılaştığı görülmektedir. Burada da yine aynı şekilde miktar değişken olmasına rağmen ithalat ile denge sağlanmış görülmektedir.



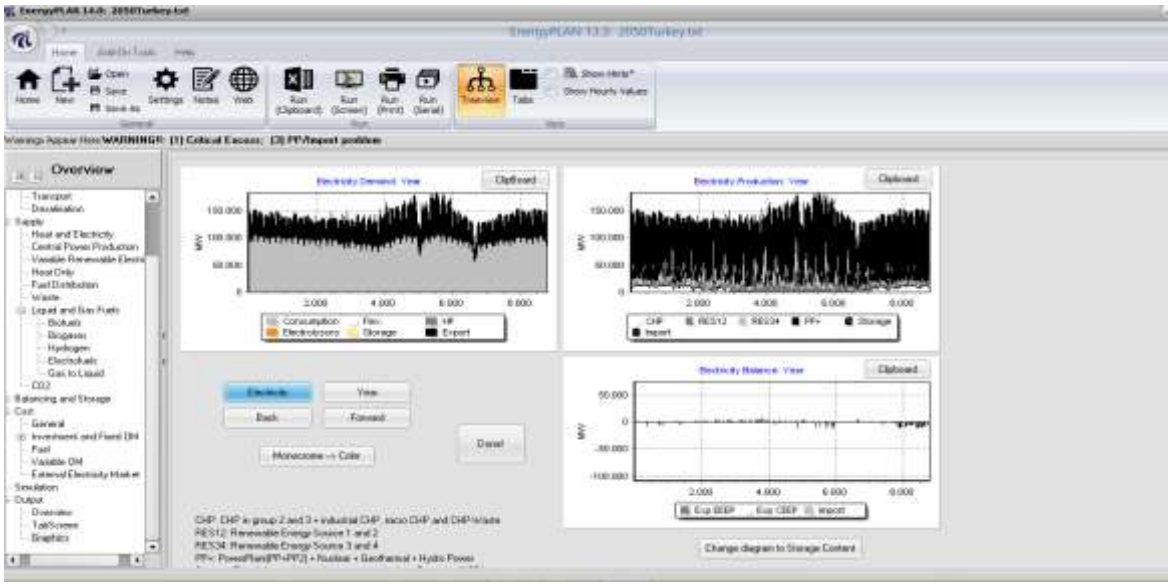
Resim 4.32. 2050 yılı şebeke gazı talep ve üretim sonuçları (Yüksek kapasite)

Bu senaryoya göre enerji dengesi elektrik üretim miktarı daha fazla olduğundan dolayı daha az ithalat ile sağlanmaktadır. Yapılan bu senaryoda, elektrik elde edilmesindeki yenilenebilir enerji kaynakları payı fosil yakıtlı kaynaklara göre daha fazla olduğundan dolayı doğalgaz ithalatının da azaldığı görülmektedir.



Resim 4.33. 2030 yılı elektrik talep, üretim ve denge sonuçları(Yüksek kapasite)

Bu senaryoya göre enerji dengesi elektrik üretim miktarı daha fazla olduğundan dolayı yaklaşık 5000 MW maksimum seviyede dolayı daha az ithalat ile sağlanmaktadır. Aynı zamanda yıllık baza baktığımızda 0,43 TWh/yıl fazla enerjinin de satıldığı görülmektedir.



Resim 4.34. 2050 yılı elektrik talep, üretim ve denge sonuçları (Yüksek kapasite)

2030 ve 2050 yılı yüksek kapasite senaryoları EK-4 ve EK-11'de verildiği üzere elektrik ve yakıt dengeleri bakımından en iyi karşılama değerlerine sahiptir. 2050 yılında elektrik ve yakıt dengesinde sıfıra yakın değerler görülmekle beraber istenilen dengeye en yakın yıl ve senaryo olarak görülmüştür.

4.1.3. Simülasyon maliyet kıyaslaması

EnergyPlan yazılımı maliyet hesabını yakıt maliyetleri, CO_2 karbon ticareti birim fiyatı, 1 Mwh'lik enerji üretimi için gereken maliyetler, kurulacak tesis yatırım ve işletme maliyetleri bazında yapmaktadır [44].

Hesaplamalar her bileşen için aşağıda rüzgâr örneğindeki tanım ve formülasyonlarda olduğu gibidir.

PUnit-Rüzgâr = Birim fiyat başına

n Rüzgâr = Yatırım ömrü

PFOC-Rüzgar = Toplam yatırım yüzdesi olarak sabit yıllık işletme maliyetleri

Tüm hesaplamalar için ortak:

i = sosyo-ekonomik değerlendirme için kullanılan hesaplama faizi (gerçek faiz)

Yatırım Maliyeti sekme sayfasında model, üretim birimleri için girdi kapasitesi özelliklerini özetler ve birim fiyatları, ömürleri ve sabit işletme ve bakım maliyetleri eklenebilir.

Ayrıca, tüm hesaplama için bir faiz oranı girilmelidir. Her üretim biriminin toplam yatırımı (I) basitçe şu şekilde hesaplanır:
I Rüzgâr = C Rüzgâr * PUnit- Rüzgâr
Model daha sonra yatırım maliyetleri ve sabit işletme ve bakım maliyetlerine bölünmüş her bir bileşenin yıllık maliyetlerini hesaplar.
Yıllık maliyetler, AYatırım, aşağıdaki gibi hesaplanır:
AYatırımRüzgâr = I Rüzgâr * $i/[1-(1+i)^{-n}]$
- I Rüzgâr, birim sayısı ile maliyet biriminin (birim başına MTRY) çarpılmasıyla bulunan yatırım maliyetleridir. Birim, her bileşen için gösterilir. Örneğin, büyük KIGS'nin birimi MW'tır ve sonuç olarak maliyet milyon TL/MW olarak verilmiştir. n yıl olarak verilen ömür, i faizdir.

Yıllık sabit işletme maliyetleri, AFOC, aşağıdaki gibi hesaplanır:
AFOCRüzgâr = PFOCRüzgâr * I Rüzgâr
PFOC, yatırım maliyetinin yüzdesi olarak verilen yıllık sabit işletme ve bakım maliyetleridir [45].

2030 yılı Teknik ve Market simülasyonu seçilerek yapılan 2 ayrı kıyaslama sonucuna göre Market simülasyonu yıllık maliyeti 64,6 Milyar TL, Teknik simülasyon yıllık maliyeti 95,5 Milyar TL olarak görülmektedir. Buna göre market simülasyonu %32 daha uygun görünmektedir.

Stratejiye göre teknik simülasyonda bölgesel ısıtma boylerleri ihmal edilirken market simülasyonunda dahil edilmiştir. Buna bağlı olarak üretilen elektrik miktarı farklılaşmakla beraber bu maliyet farkını beraberinde getirmektedir. Bu noktada bölgesel ısıtma faktörlerinin oluşturduğu fark çarpıcı bir şekilde görülmektedir. Enerjinin verimli kullanılması ve tasarrufuna ilişkin hükümet politikalarının gerçekçi olarak uygulanabilmesi için bir diğer faktör de bölgesel ısıtma teknolojileri kullanılarak hem fosil yakıt olduğundan CO_2 emisyonlarının azaltılması hem de ithal kaynaklar olduğundan cari açığı kapatacak önemli bir unsurdur. Örnek olarak, çok katlı apartman dairelerinde kullanılan

doğalgaz, her dairede bir kombi olacak şekilde değil de tüm apartmanın ortak bir doğalgaz kazanı olarak uygulandığı takdirde yapılacak enerji tasarrufu ülke ekonomisine katkı sağlayacaktır. Bu uygulama da mini ölçekli bir bölgesel ısıtma örneğidir.

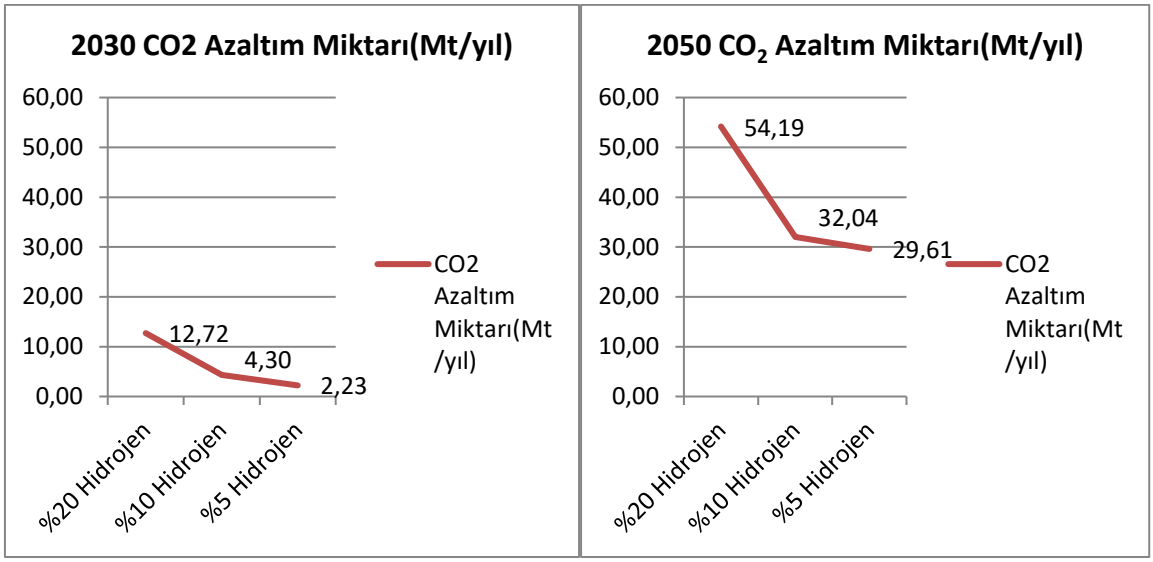
2050 yılı Teknik ve Market simülasyonu seçilerek yapılan 2 ayrı kıyaslama sonucuna göre Market simülasyonu yıllık maliyeti 178,7 Milyar TL, Teknik simülasyon yıllık maliyeti 182,3 Milyar TL olarak görülmektedir. Buna göre market simülasyonu %1,97 daha uygun görünmektedir. 2030 yılına göre buradaki miktar artışı 2050 yılı şartları ve tahmini fiyatları göz önünde bulundurularak hesaplanmıştır.

4.1.4. Hidrojen senaryoları

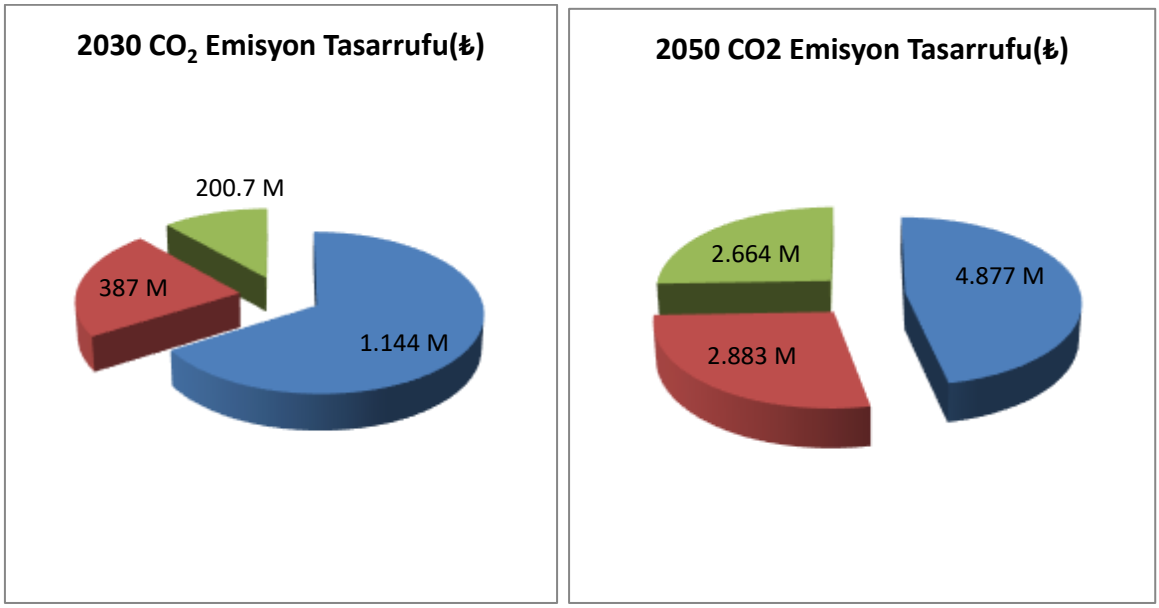
Hidrojen senaryoları EnergyPLAN uygulamasında şebekeye %5, %10 ve %20 oranında Hidrojen gazının doğalgaz ile hacimce karıştırma simülasyonları yapılmıştır. Mevcut toplam doğalgazın karşıladığı talepler sabit tutulup hidrojenin ilave edildiği miktar kadar eşdeğer enerjide doğalgaz miktarı azaltılmıştır. Taşımacılık için kullanılan araç adedi 1000 olarak alınmış ve araç güç tüketimi için Toyota Mirai değerleri alınmıştır [39].

2030 ve 2050 yılları hidrojen elde edilmesinde rüzgar ve güneş enerjisi sistemlerinden gelen enerji elektrolizörde kullanılacak ve buradan elde edilen hidrojen gazının kullanımı planlanmıştır. 1.000 adet araç için yıllık 0,16 TWh'lik talep oluşmaktadır. Doğalgaz %20 oranında azaltılarak %20 oranında karıştırılacak hidrojenin enerji karşılığı 68 TWh/Yıl olarak hesaba dahil edilmiştir. 2030 yılı için, CO_2 emisyonlarındaki düşüş 316,93 Mt'dan 304,21 Mt'a %4 oranında gerçekleşmektedir. CO_2 emisyonu birim fiyatı 90₺/t olarak alınmıştır [46]. Çalışmalarda ₺/$ kuru 8,41 olarak alınmıştır.

2050 yılı doğalgaz CO_2 emisyonlarındaki düşüş 274,21 Mt'dan 263,46 Mt'a %4 oranında gerçekleşmektedir. CO_2 emisyonu birim fiyatı 200₺/t olarak alınmıştır. Buna göre; 10,75 Mt'luk CO_2 emisyon azaltılmasının ekonomik değeri 2 150 000 000 ₺ olmaktadır.

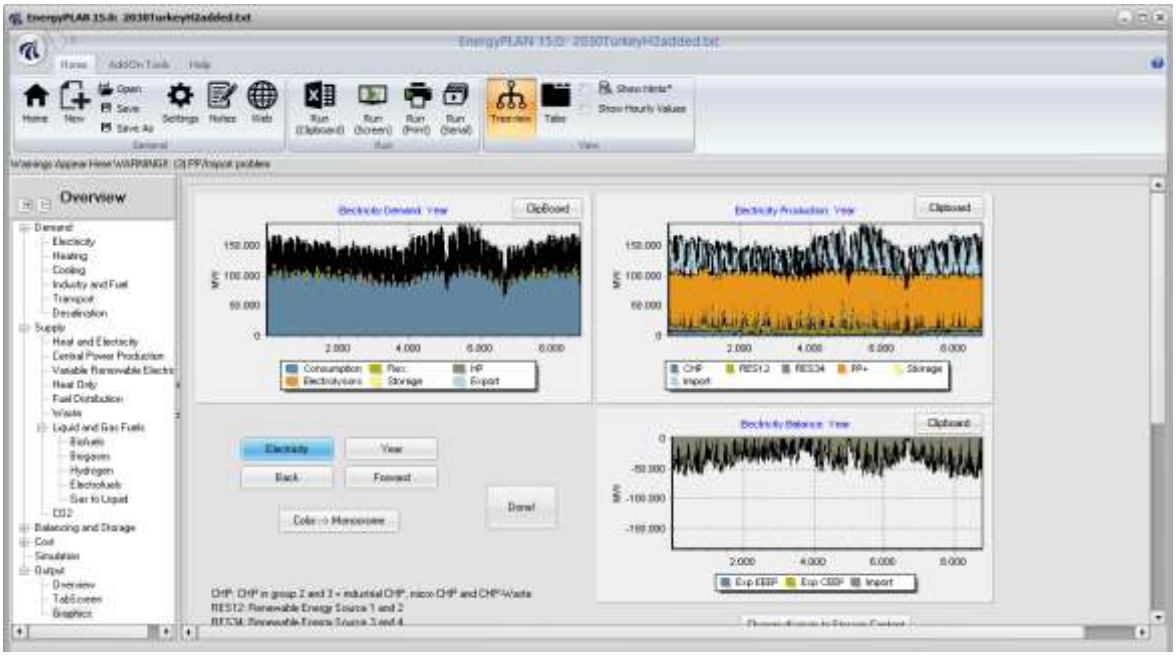


Şekil 4.1. 2030 ve 2050 CO_2 azaltım miktarı(Mt/yıl)



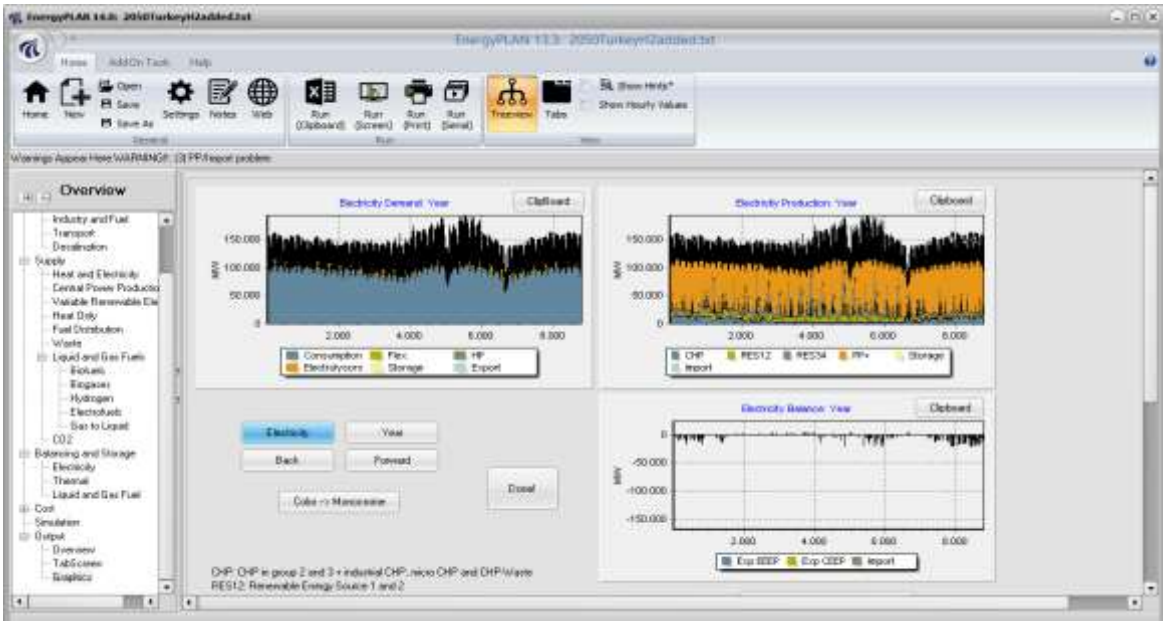
Şekil 4.2. CO_2 emisyon tasarrufları

Buna göre; 12,72 Mt'luk CO_2 emisyon azaltılmasının ekonomik değeri 1 144 800 000 ₺ olmaktadır. 2050 yılında %20 hidrojen karışımıyla doğalgazdan elde edilecek tasarruf 68 TWh/yıl olup yaklaşık 6,39 milyar m³'lük yani 1,89 TL/ m³ birim fiyattan 12 milyar ₺'lik doğalgaz tasarrufu meydana gelmektedir. Resim 4.35'te elektrik talep, üretim ve denge grafiklerinin %20 hidrojenin doğalgaza karıştırılmasıyla oluşan yıllık görünümü görülmektedir [41].



Resim 4.35. 2030 yılı elektrik talep, üretim ve denge sonuçları (%20 Hidrojen karışımı)

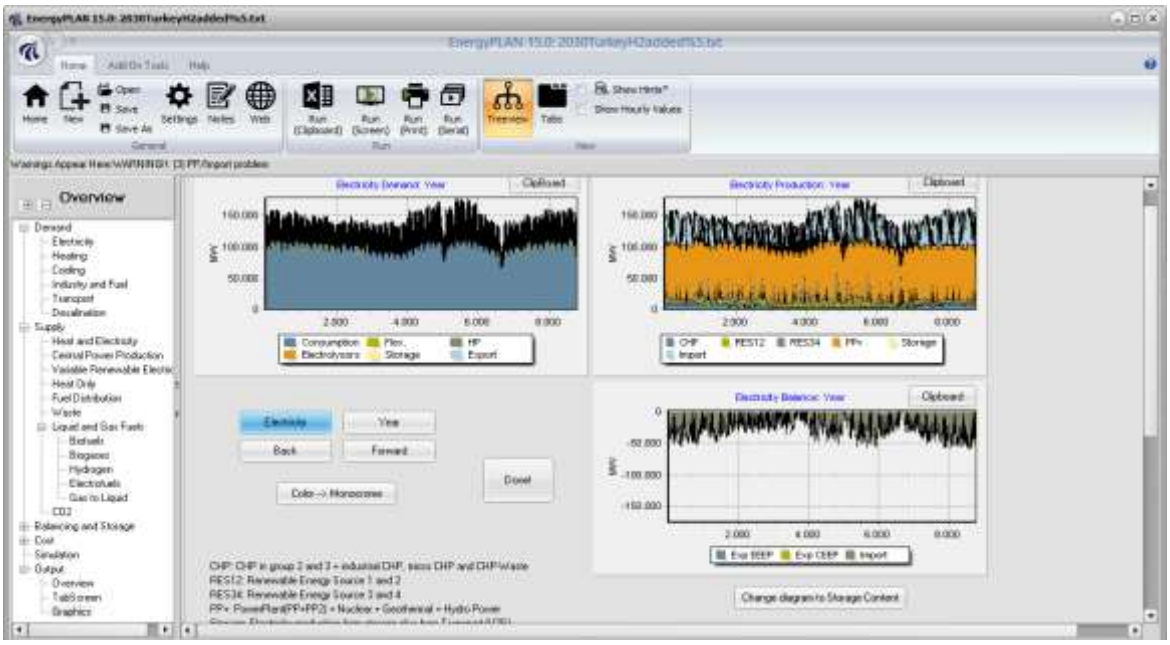
Resim 4.36'da 2050 yılı elektrik talep, üretim ve denge grafiklerinin %20 hidrojenin doğalgaza karıştırılmasıyla oluşan yıllık görünümü görülmektedir.



Resim 4.36. 2050 yılı elektrik talep, üretim ve denge sonuçları (%20 Hidrojen karışımı)

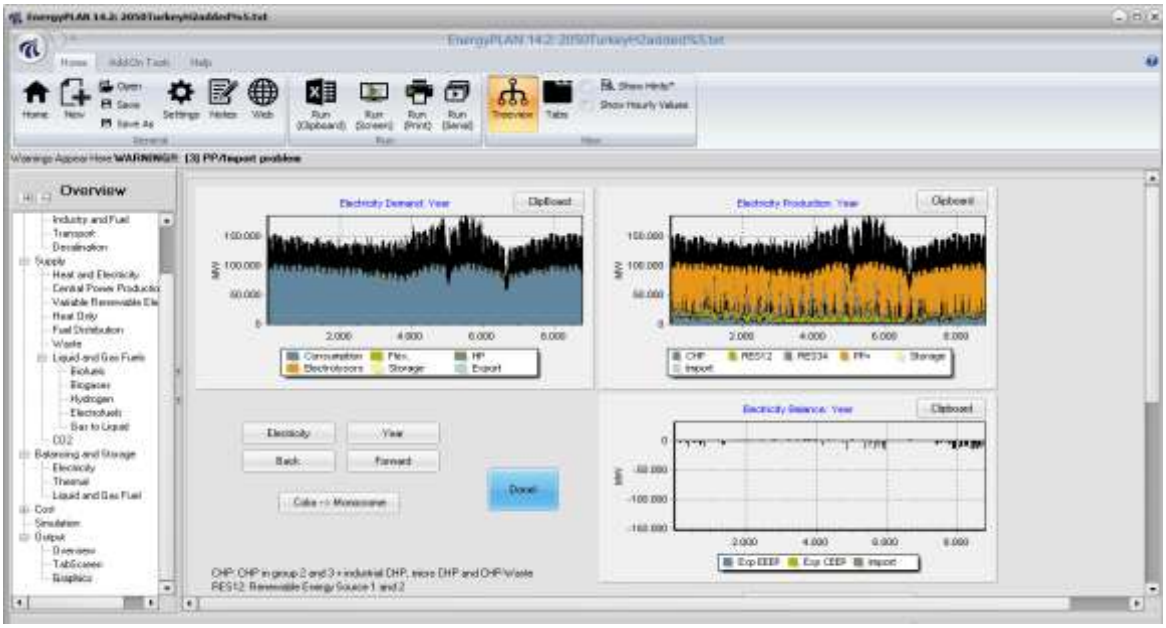
2030 yılında %5 olarak hidrojen doğalgaza katıldığında 309,49'dan 307,26 Mt'a 2,23 Mt CO_2 miktarı azalmaktadır. Bunun da ekonomik değeri 200 700 000 ₺'dir. %5'lik doğalgaz miktarı 17 TWh/yıla denk gelmekte olup 1,6 milyar m³'lük yani 1,89 TL/ m³ birim fiyattan

hesapla 3 milyar ₺'lik doğalgaz tasarrufu anlamına gelmektedir [47]. Resim 4.37'de elektrik talep, üretim ve denge grafiklerinin %5 hidrojenin doğalgaza karıştırılmasıyla oluşan yıllık görünümü görülmektedir.



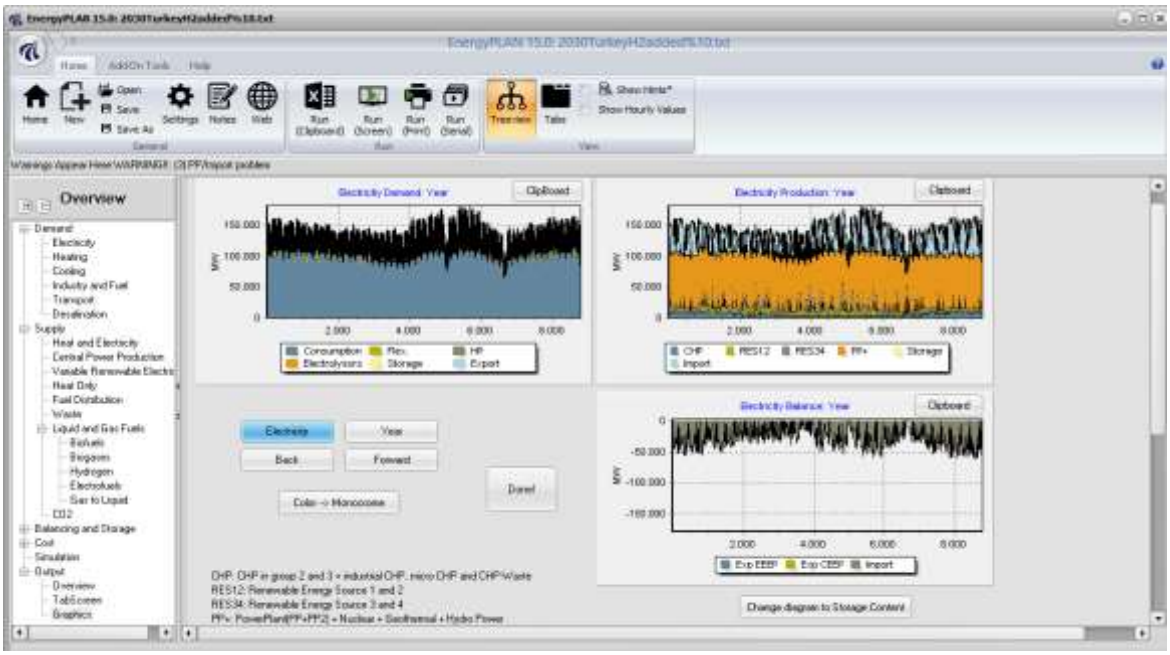
Resim 4.37. 2030 yılı elektrik talep, üretim ve denge sonuçları (%5 Hidrojen karışımı)

2050 yılında %5 olarak hidrojen doğalgaza katıldığında 274,21'den 259,70 Mt'a 14,51 Mt CO_2 miktarı azalmaktadır. Bunun da ekonomik değeri 2 902 000 000 ₺'dir. Resim 4.38'de elektrik talep, üretim ve denge grafiklerinin %5 hidrojenin doğalgaza karıştırılmasıyla oluşan yıllık görünümü görülmektedir.



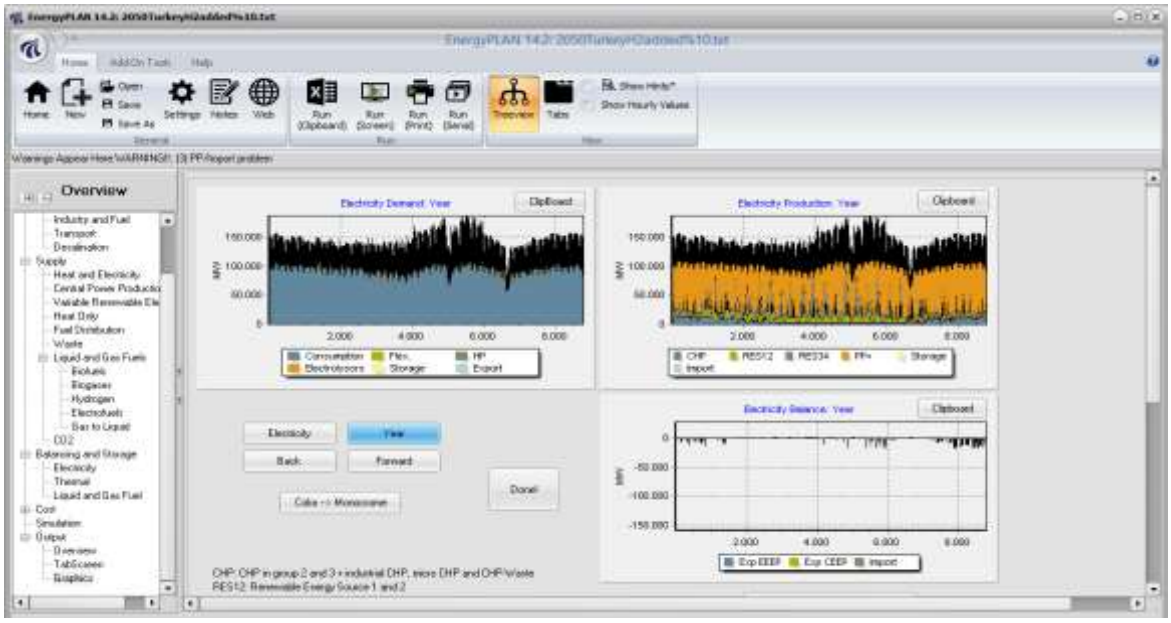
Resim 4.38. 2050 elektrik talep, üretim ve denge sonuçları (%5 Hidrojen karışımı)

2030 yılında %10 olarak hidrojen doğalgaza katıldığında 309,49'dan 305,19 Mt'a 4,3 Mt CO_2 miktarı azalmaktadır. Bunun da ekonomik değeri 387 000 000 ₺'dir. Resim 4.39'da elektrik talep, üretim ve denge grafiklerinin %10 hidrojenin doğalgaza karıştırılmasıyla oluşan yıllık görünümü görülmektedir.



Resim 4.39. 2030 yılı elektrik talep, üretim ve denge sonuçları (%10 Hidrojen karışımı)

2050 yılında %10 olarak hidrojen doğalgaza katıldığında 274,21'den 261,03 Mt'a 13,18 Mt CO_2 miktarı azalmaktadır. Bunun da ekonomik değeri 2 636 000 000 ₺'dir. Resim 4.40'ta elektrik talep, üretim ve denge grafiklerinin %10 hidrojenin doğalgaza karıştırılmasıyla oluşan yıllık görünümü görülmektedir [40].



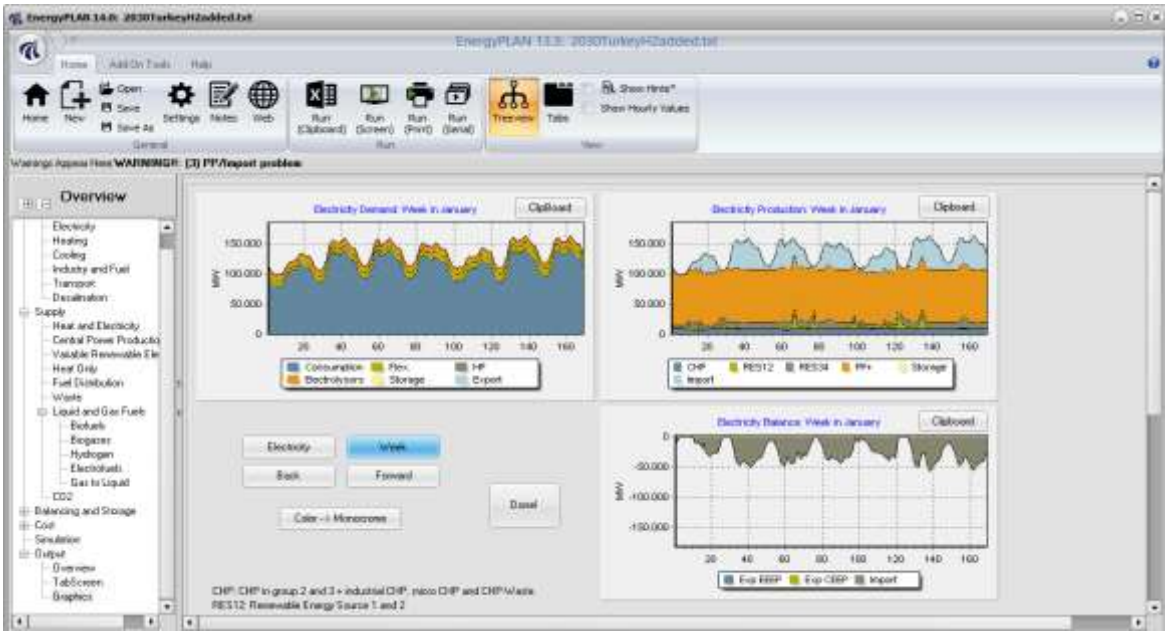
Resim 4.40. 2050 yılı elektrik talep, üretim ve denge sonuçları (%10 Hidrojen karışımı)

Araç sayısı 100000 olarak değiştirilirse bu miktar için talep 16 TWh olacaktır. Hidrojen karışımı aynı oran %20 olarak kabul edilir. Doğal gazın CO_2 emisyonu 0,97 Mt artmıştır ve buna bağlı olarak talebi karşılamak için elektrik arzının 14145 MW'a çıkarılması gerekmektedir. Bu değişiklik taşıma ve elektrolizör talebinin 84,23 TWh olarak artmasına neden olmuştur.

CO_2 hidrojenerasyon oranları 0,05 Mt CO2'den 50 Mt'a ve hidrojen 1,15'ten 2,5 TWh'ye değiştiğinde, elektrolizör tüketimi 85,5 TWh'den 100,39 TWh'ye yükselmiştir. CO_2 emisyonunda yaklaşık olarak değişen bir şey olmamıştır, ancak ithalat kapasitesi artırılmıştır.

Kömür, petrol ve mikro CHP tedariği için CHP'ye yakıt dağıtımı 0 olarak seçildiğinde CO_2 emisyonunu 0,7 Mt azalmıştır. Elektrolizörler vasıtasıyla üretilen hidrojen, kazan ve CHP'de yakıt olarak kullanılmaktadır. Bu durum Şekil 4.41'de örnek olarak Ocak ayı için

gösterilmektedir. Elektrolizör talebinin kazan ve CHP elektrik üretimleri ile karşılandığı görülmektedir.



Resim 4.41. 2030 yılı elektrik talep, üretim ve denge sonuçları (%20 Hidrojen karışımı)

5. DEĞERLENDİRME VE ÖNERİLER

5.1. Değerlendirme

Yapılan bu çalışmada, enerji çeşitliliği açısından Türkiye'nin 2030 ve 2050 enerji projeksiyonları EnergyPLAN uygulamasıyla irdelenmiştir. 2030 ve 2050 yılı öngörülerine göre yapılan simülasyonlarda Market ve Teknik simülasyon arasındaki farklılıklara değinilmiştir. EK-1 ve EK-2'de yer alan teknik ve market simülasyon sonuç raporlarına göre, market simülasyonda CO_2 emisyonu 805,49 Mt iken teknik simülasyonda 791,1 Mt olarak gerçekleşmiştir. Market simülasyonu toplam değişken maliyeti 64,6 Milyar TL, teknik simülasyon toplam değişken maliyeti 95,5 Milyar TL olarak görülmektedir. Ayrıca Teknik simülasyonda 2030 ve 2050 yıllarının %20 düşük ve %20 yüksek kapasiteye sahip kurulu güçleri senaryoları ele alınmıştır.

2030 yılı projeksiyonu EK-1'de yer alan teknik simülasyon sonuç raporuna göre bölgesel ısıtma üretiminin bazı aylarda düşük seyrettiği ve talebi karşılayamadığı görülmektedir. Rapor üzerinden doğalgaz ve elektrik taleplerinin karşılandığı görülse de özellikle doğalgazda ithalat göze çarpmaktadır. Üretilecek miktar ithalat yoluyla sağlanmaktadır. Doğalgazın yerine kullanılabilecek seçeneklere baktığımızda güneş enerjisi, elektrik enerjisi, kömür termik enerjisi ya da ithal doğalgaz yerine yerli doğalgaz ya da kaya gazı bulunup üretime alınması öne çıkmaktadır. Kömür, filtre kullanmaksızın çevreye ve insan sağlığına zararlı olduğu için pek tercih edilmemektedir. Elektrik enerjisi ısıl güç elde etmede fosil yakıtlara göre daha pahalıya gelmektedir. Yerli doğalgaz ya da kaya gazı seçeneğine baktığımızda da bulunması ve çıkarılması yıllar süren bir süreç olup sürekliliğinin garanti olmaması bu seçeneğin de en azından 2030 yılı için tüm doğalgaz ithalat sorunumuzu çözmeyecektir.

Güneş enerjisi ile bölgesel ısıtma ve soğutma, Avrupa'da Almanya ve Danimarka'da iyi çalışan örneklere sahiptir. Özellikle Danimarka Vojens ve Marstal kasabalarında 50 ve 24 MW'lık güneş santralleri vasıtasıyla güneş enerji destekli bölgesel ısıtma sistemleri mevcuttur.

Akıllı enerji sistemlerini, elektrik, doğalgaz ve termal enerji kaynaklarının kullanımını optimize eden sistemler olarak kısaca tanımlamak mümkündür. Bu üç enerji kaynağını tekil olarak ayrı ayrı kullanmaktansa birbirlerine enerji dönüşümü yapılarak kullanmak mümkündür. Bu sayede enerji marketlerindeki arz-talep dengesizlikleri de yönetilebilir hale gelecektir. Yenilenebilir enerjiden üretilecek talep fazlası elektrik, rezistans ve ısı pompaları vasıtasıyla ısıya dönüştürülüp depolanabilmektedir. Isıdan elektriğe de ısı motoru, buhar ve gaz türbini ile Organik Rankine Çevrim (ORC) makineleriyle mümkündür. Isı deposu olarak da su ve eriyik tuz yaygın olarak kullanılan maddelerdir. Örneğin; elektrik enerjisi Carnot Bataryaları sistemiyle ısı enerjisine dönüştürülüp depolanabilir ve ihtiyaç halinde ısıdan tekrar elektrik enerjisine dönüştürülebilir. Bu nedenle daha yönetilebilir bir şekilde elektrik fazlası ısıya dönüştürülüp depolanabilmektedir.

%20 yüksek kapasite senaryosuyla üretim fazlalıkları göze çarpmakla beraber %20 düşük kapasite senaryosu da ihtiyaçları tam karşılayamadığı görülmüştür.

2050 yılı projeksiyonuna göre en iyi karşılama miktarlarının %20 fazla kapasite senaryosunda olduğu görülmektedir. İncelenen bölgesel ısıtma, şebeke gazı ve elektrik yıllık arz-talep grafiklerinde ihtiyacın karşılandığı görülmektedir. Nükleer enerji, kömürün gazlaştırılması gibi yeni enerji türleri de ilave edildiğinden enerji çeşitliliği açısından daha zengin bir dönem olduğu görülmektedir.

%20 düşük kapasite senaryosunda, 2050 yılı ihtiyaçlarını karşılayamadığı görülmektedir. Dolayısıyla devam eden ve projelendirilen farklı sayı, çeşit ve kapasitedeki santrallerin desteklenmesiyle artacak bu enerji ihtiyacımıza karşı sürdürülebilir ve güvenli enerji tedariği sağlanabilecektir.

2030 yılına kadar ülkemizin ortaya koyacağı hidrojen enerjisi performansı bu teknolojinin geleceğinde rol alıp alamayabileceğimizi gösterecektir. 2030 yılına kadar 1.000 adet hidrojen yakıt hücreli araç ve %5 oranında doğalgaza karıştırılma durumunda sadece CO_2 miktar azalmasından 200 700 000 ₺ tasarruf elde edilecek ve yaklaşık 1,6 milyar m^3'lük yani 3 milyar ₺'lik doğalgaz tasarrufu anlamına gelmektedir.

%20 oranında doğalgaza karıştırılma durumunda sadece CO_2 miktar azalmasından 1 144 800 000 ₺ tasarruf elde edilecek ve yaklaşık 6,39 milyar m³'lük yani 12 milyar ₺ 'lik doğalgaz tasarrufu anlamına gelmektedir.

2050 yılına kadar 10000 adet hidrojen yakıt hücreli araç ve %5 oranında doğalgaza karıştırılma durumunda sadece CO_2 miktar azalmasından 2 902 000 000 ₺ tasarruf elde edilecektir. %20 oranında doğalgaza karıştırılma durumunda sadece CO_2 miktar azalmasından 2 150 000 000 ₺ tasarruf elde edilecektir. Hidrojen oranı yükseldikçe emisyon oran ve tutarının azalması beklenir. Ancak hidrojeni doğalgaz ile karıştırdığımızdan doğalgaz miktarı azaltılmış olup toplam enerji talebinin karşılanamadığı durumda kömür yakıt tüketimi artırılmıştır. Kömürün CO_2 emisyonu daha yüksek olduğu için bu bağlamda uygun görünmemektedir. Simülasyon sonuç raporlarındaki toplam değişken maliyete bakıldığında 2030 yılında 95,5 milyar ₺ iken 2050 yılında 178 milyar ₺ olduğu görülmektedir.

5.2. Öneriler

2050 yılı için öngörülen yeni teknolojilerden birisi de kömürün gazlaştırılarak kullanılmasıdır. Kömür oranındaki artış, bu faktör düşünülerek konulmuştur. Bu sayede kömürün partikül seviyesi çok daha düşük halde kullanılması sağlanacaktır. Ülkemizde mevcut durumda, zor şartlarda insan emeğiyle çıkarıldığı göz önüne alındığında yeraltı f-gazlaştırma ile kömürün önümüzdeki yıllarda bu şekilde değerlendirilmesi maddi, çevresel ve sosyal yönden de çok etkili olacaktır.
2030 yılı için öngörülen rakamlara ek olarak, ülkemiz için yeni ancak enerji çeşitliliği için gerekli olan çalışmada hesaplamada yer verilmeyen kıyı gelgit enerjisi santrali kurularak ek kapasite sağlanabilir. Ayrıca bu şekilde yenilenebilir enerjinin payı da artırılmış olacaktır.

Çalışmanın farklı versiyonları denenerek farklı oranlardaki yakıt tüketimleri, çalışmada yer almayan dalga enerjisi, gelgit enerjisi, denizüstü rüzgâr enerjisi gibi farklı enerji türleri, teknik ve market simülasyonun seçilebilen diğer opsiyonlarının farklı kombinasyonlarla yapılacak strateji seçimleri ve tez metni içerisinde bahsedlen senaryolar dışındaki enerji ve kapasite dengeleme senaryoları değiştirilerek bu çalışmanın daha da üzerine konulabilir ya da farklı açılardan bakılarak daha kapsamlı bir değerlendirme yapma imkanı olabilecektir.

Bir diğer husus biyogaz ve jeotermal enerjiden istifade edilme oranının artırılmasıdır. Ülkemiz bu enerji türleri bakımından zengin bir ülkedir. Doğru şehirsel planlama ve bölgesel ısıtma projeleriyle bölge ve ülke enerji ihtiyaçlarının karşılanması doğrultusunda çok önemli katkı sağlayacaklardır.

Güneş enerjisinin yaygınlaştırılmasıyla meskenler de dahil birçok santral ve işletmenin faydalanmasıyla ortaya çıkan bu ısıl talep karşılanabilir. Özellikle merkezi apartman fotovoltaik panellerinin uygulanmasıyla da ısınma için elektrik enerjisinin güneş enerjisinden elde edilmesi mümkün olabilecektir. Bu da PVT teknolojilerinin gelişmesine paralel olarak ilerleyecek ve aynı zamanda piyasanın da kabul etmesi ile şekillenecek bir süreç olarak karşımıza çıkmaktadır. Son yıllarda hızla yaygınlaşan PV teknolojileri yerine özellikle çatı tipi uygulamalarda PVT sistemlerinin desteklenmesi hem kullanım sıcak suyunun da üretilmesini hem de PV sistemlerindeki ısınmaya bağlı verim kaybının önlenmesini sağlayacaktır.

Ülkemizin güneşlenme süresinin bahsedilen Almanya ve Danimarka gibi kuzey ülkelerinden çok daha fazla olduğu göz önüne alındığında güneş enerji santralleri ve bunların bölgesel ısıtma-soğutma sistemlerinde kullanılması durumunda sadece ülkemiz kaynaklarını verimli kullanmakla kalmayıp ayrıca enerji girdisi olarak ithal edilen fosil yakıtların miktarlarını da önemli ölçüde azaltmamızı sağlayacaktır. Bu da dördünce nesil bölgesel ısıtma sistemlerine yatırım yapılmasının zorunluluğunu ortaya koymaktadır. Ülkemizde bölgesel ısıtma kullanılabilecek tüm ekipmanların know-how'larının elde edilmesi ya da Ar-Ge faaliyetleri ile desteklenmesi bu nedenle hayati öneme sahiptir. Bu kapsamda kaynağın olması yeterli olmayacaktır ve alt teknolojilerinde yazılım dahil ülkemizde yapılması gerekmektedir.

Hidrojen teknolojisi ülkemiz için her ne kadar yeni bir teknoloji olsa da ülke potansiyeli ve stratejik hedeflerimiz bakımından elektrik enerjisini depolayıp dönüştürebileceğimiz bir araç olarak kullanılabilecektir. Özellikle yeşil hidrojen teknolojileri ve akıllı şehirler konsepti ülke çıkarları göz önünde bulundurularak uzun vadeli enerji politikası olarak önerilmeli ve yönetimlerden bağımsız olarak sürdürülebilir bir formatta hayata geçirilmelidir.

Sürdürülebilir gelecek bugünden alınan tedbirlerle mümkündür.

KAYNAKLAR

1. Lund, H. (2014). *Renewable Energy Systems. A Smart Energy Systems Approach to the Choice and Modeling of 100% Renewable Solutions Second Edition*, Academic Press

2. Dominković, D.F., Bačeković, I., Ćosić, B., Krajačić, G., Pukšec, T., Duić, N., and Markovska, N. (2016). Zero carbon energy system of South East Europe in 2050, *Applied Energy*, 184, 1517-1528.

3. Child, M., and Breyer, C. (2016). Vision and initial feasibility analysis of a recarbonised Finnish energy system for 2050, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 66, 517-536, ISSN1364-0321.

4. Østergaard, P.A. (2015). Reviewing EnergyPLAN simulations and performance indicator applications in EnergyPLAN simulations, *Applied Energy*, 154, 921-933.

5. Fernandes, L., and Ferreira, P., (2014). Renewable energy scenarios in the Portuguese electricity system, *Energy*, 69, 51-57.

6. Ćosić, B., Krajačić, G., and Duić, N., (2012). A 100% renewable energy system in the year 2050: The case of Macedonia, *Energy*, 48 (1), 80-87.

7. Porubova, J., and Bazbauers, G. (2010). Analysis of Long-Term Plan for Energy Supply System for Latvia that is 100% Based on the Use of Local Energy Resources. *Environmental and Climate Technologies*, *4*(-1), 82-90.

8. Connolly, D., Lund, H., Mathiesen, B.V., and Leahy, M. (2011). The first step towards a 100% renewable energy-system for Ireland, *Applied Energy*, 88(2), 502-507.

9. Lund, H., and Münster, E. (2003). Modelling of energy systems with a high percentage of KIGS and wind power, *Renewable Energy*, 28 (14), 2179-2193.

10. Lund, H., and Clark, W.W., (2002) Management of fluctuations in wind power and KIGS comparing two possible Danish strategies, *Energy*, 27 (5), 471-483.

11. Lund, H., and Kempton, W., (2008). Integration of renewable energy into the transport and electricity sectors through V2G. *Energy Policy*, 36 (9), 3578-3587.

12. Lund, H. (2006). Large-scale integration of optimal combinations of PV, wind and wave power into the electricity supply, *Renewable Energy*, 31 (4), 503-515.

13. Meiere, I., and Bažbauers, G. (2011). Sustainability Analysis of Innovative Transport System. *Environmental and Climate Technologies*. 6, 63-68.

14. Bonati, A., De Luca, G., Fabozzi, S., Massarotti, N., and Vanoli, L. (2019). The integration of exergy criterion in energy planning analysis for 100% renewable system, *Energy*, 174, 749-767.

15. Pupo-Roncallo, O., Campillo, J., Ingham, D., Hughes, K., and Pourkashanian, M. (2019). Large scale integration of renewable energy sources (RES) in the future Colombian energy system, *Energy*, 186, 115-805.

16. Dranka, G.G., and Ferreira, P. (2018). Planning for a renewable future in the Brazilian power system, *Energy*, 164, 496-511.

17. Wang, K., Chen, S., Liu, L., Zhu, T., and Gan, Z. (2018). Enhancement of renewable energy penetration through energy storage technologies in a KIGS-based energy system for Chongming, China, *Energy*, 162, 988-1002.

18. Dorotić, H., Doračić, B., Dobravec, V., Pukšec, T., Krajačić, G., and Duić, N., (2019) Integration of transport and energy sectors in island communities with 100% intermittent renewable energy sources, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 99, 109-124.

19. Sáfián, F. (2014). Modelling the Hungarian energy system – The first step towards sustainable energy planning, *Energy*, 69, 58-66.

20. Bjelić, I.B., and Rajaković, N. (2015). Simulation-based optimization of sustainable national energy systems, *Energy*, 91, 1087-1098.

21. Askeland, K., Bozhkova, K.N., and Sorknæs, P. (2019). Balancing Europe: Can district heating affect the flexibility potential of Norwegian hydropower resources?, *Renewable Energy*, 141, 646-656.

22. Novosel, T., Ćosić, B., Pukšec, T., Krajačić, G., Duić, N., Mathiesen, B.V., Lund, H., and Mustafa, M., (2015). Integration of renewables and reverse osmosis desalination, Case study for the Jordanian energy system with a high share of wind and photovoltaics, *Energy*, 92 (3), 270-278.

23. Child, M., and Nordling, A., (2017). Scenarios for a sustainable energy system in the Åland Islands in 2030. *Energy Conversion and Management*. 137, 49-60.

24. Bahadır, İ. (2020). *Uzun Dönemli Enerji Planlaması İçin Elektrik Üretim Senaryolarının Oluşturulması ve Analizi*, Yüksek Lisans Tezi, Başkent Üniversitesi Fen Bilimleri Enstitüsü, Ankara, 38-48.

25. TEİAŞ (2019), 2019 yılı Kurulu Güç Raporu.

26. İnternet: Jeotermal Enerji Santralleri. URL: https://www.enerjiatlasi.com/jeotermal/, Son Erişim Tarihi : 09.08.2021.

27. Türkyılmaz, ve O., Bayrak, Y. (2020). *Türkiye'nin Enerji Görünümü 2020*, Elektrik Üretimi: Mevcut Durum ve Analizi, 71-76.

28. Özgür, E. (2020). *Türkiye'nin Enerji Görünümü 2020*, Türkiye'de Güneş Enerjisi, 297-304.

29. İnternet: IEA Renewables Information (2020). URL: https://www.iea.org/subscribe-to-data-services/renewables-statistics,https://iea.blob.core.windows.net/assets/a1bd577e-14d0-4d4c-8b01-4e20ae1ded07/REN_Documentation1.pdf, Son Erişim Tarihi: 20.04.2021.

30. İnternet: IEA CO2 Emissions from Fuel Combustion (2021). URL: https://www.iea.org/subscribe-to-data-services/co2-emissions-statistics, https://iea.blob.core.windows.net/assets/474cf91a-636b-4fde-b416-56064e0c7042/WorldCO2_Documentation.pdf, Son Erişim Tarihi: 21.04.2021.

31. Tamzok, N., (2020). *Türkiye'nin Enerji Görünümü 2020*, Dünyada ve Türkiye'de Kömür-2019, 230-234.

32. İnternet: Current State of Hydrogen Projects in Turkey, URL: https://cms.law/en/int/expert-guides/cms-expert-guide-to-hydrogen/turkey, Son Erişim Tarihi: 10.03.2021.

33. İnternet: Doğalgaz ve Petrol Boru Hatları Haritası, URL: https://www.botas.gov.tr/Sayfa/dogal-gaz-ve-petrol-boru-hatlari-haritasi/168, Son Erişim Tarihi: 01.08.2021.

34. İlleez, B. (2020). *Türkiye'nin Enerji Görünümü 2020*, Türkiye'de Biyokütle Enerjisi, 330-340.

35. Lund, H., Thellufsen, J.Z., Østergaard, P.A., Sorknæs, P., Skov, I.R., and Mathiesen, B.V., (2021). *EnergyPLAN – Advanced analysis of smart energy systems Smart Energy*, 1, 100007.

36. İnternet: 100 MWe'den Büyük Yapım Aşamasındaki HES'ler, URL: https://www.enerjiatlasi.com/hidroelektrik/, Son Erişim Tarihi: 08.08.2021.

37. Yeldan, E., Voyvoda, E., Berke, M.Ö., Şahin, Ü., ve Gacal, F., (2015). *Türkiye için Düşük Karbonlu Kalkınma Yolları ve Öncelikleri*, WWF Türkiye-Sabancı Üniversitesi İstanbul Politikalar Merkezi, 8-40.

38. İnternet: *2018 Yılı Genel Enerji Denge Tablosu*, Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı, Enerji İşleri Genel Müdürlüğü, URL: https://enerji.gov.tr/enerji-isleri-genel-mudurlugu-denge-tablolari, Son Erişim Tarihi: 29.07.2021.

39. İnternet: Download Weather Archive, URL: https://rp5.ru/Weather_archive_in_Ankara, Son Erişim Tarihi: 22.03.2020.

40. İnternet: Toyota Mirai Powertrain, Web: https://en.wikipedia.org/wiki/Toyota_Mirai, Son Erişim Tarihi: 10.03.2021.

41. Amil C., Yılmaoğlu M.Z., *The importance of hydrogen in terms of energy diversity for Turkey's energy projection*, Paper presented at 5th International Hydrogen technologies Congress, IHTEC-2021.

42. Bažbauers, G., Cimdiņa, G. (2011). The Role of the Latvian District Heating System in the Development of Sustainable Energy Supply. *Environmental and Climate Technologies*.7, 27-31. URL: https://ortus.rtu.lv/science/en/publications/12404, Son Erişim Tarihi: 15.06.2021.

43. Mathiesen, B. V., Hansen, K., Ridjan, I., Lund, H., & Nielsen, S. (2015). *Samsø Energy Vision 2030: Converting Samsø to 100% Renewable Energy*. Department of Development and Planning, Aalborg University.

44. Lund, H. (2018). Renewable Heating Strategies and their Consequences for Storage and Grid Infrastructures Comparing a Smart Grid to a Smart Energy Systems Approach, *Energy*, 30-50.

45. Lund, H. (2003). Excess electricity diagrams and the integration of renewable energy, International Journal of Sustainable Energy, 23:4, 149-156.

46. İnternet: Türkiye Enerji Vergilendirmesi, 222-223, URL: https://read.oecd-ilibrary.org/taxation/taxing-energy-use/turkey_9789264183933-36-en#page5, Son Erişim Tarihi: 08.08.2021.

47. İnternet: İgdaş Ağustos ayı perakende satış bedeli, URL: https://www.igdas.istanbul/perakende-satis, Son Erişim Tarihi: 03.08.2021.

EKLER

EK-1. 2030 Türkiye Projeksiyon Alternatif-1 Teknik Simülasyon

Input 2030Turkey_reference.txt — **The EnergyPLAN model 14.1**

Electricity demand (TWh/year):		Flexible demand	20,00
Fixed demand	996,00	Fixed imp/exp.	20,00
Electric heating + HP	35,75	Transportation	6,00
Electric cooling	5,00	Total	1082,75

District heating (TWh/year)	Gr.1	Gr.2	Gr.3	Sum
District heating demand	0,00	0,00	70,00	70,00
Solar Thermal	0,00	0,00	0,00	0,00
Industrial CHP (CSHP)	0,00	0,00	0,00	0,00
Demand after solar and CSHP	0,00	0,00	70,00	70,00

Wind	22000	MW	58,23	TWh/year	0,00 Grid
Photo Voltaic	5000	MW	7,59	TWh/year	0,00 stabili-
Offshore Wind	0	MW	0	TWh/year	0,00 sation
River Hydro	35000	MW	86,58	TWh/year	0,00 share
Hydro Power	35000	MW	50,4	TWh/year	
Geothermal/Nuclear	8300	MW	58	TWh/year	

	Capacities MW-e	MJ/s	Efficiencies elec.	Ther	COP
Group 2:					
CHP	0	0	0,40	0,50	
Heat Pump	0	0			3,00
Boiler		0		0,90	
Group 3:					
CHP	8300	10375	0,40	0,50	
Heat Pump	0	0			3,00
Boiler		0		0,90	
Condensing	34870		0,45		

Heatstorage: gr.2: 0 GWh gr.3: 0 GWh
Fixed Boiler: gr.2: 0,0 Per cent gr.3: 0,0 Per cent

Electricity prod. from	CSHP	Waste (TWh/year)
Gr.1:	0,00	0,00
Gr.2:	0,00	0,00
Gr.3:	0,00	0,00

Regulation Strategy:	Technical regulation no. 2	
CEEP regulation	100000000	
Minimum Stabilisation share	0,30	
Stabilisation share of CHP	0,00	
Minimum CHP gr 3 load	2905	MW
Minimum PP	12204	MW
Heat Pump maximum share	0,50	
Maximum import/export	10000	MW

Distr. Name :	Hour_nordpool.txt	
Addition factor	0,00	TRY/MWh
Multiplication factor	2,00	
Dependency factor	0,00	TRY/MWh pr. MW
Average Market Price	227	TRY/MWh
Gas Storage	0	GWh
Syngas capacity	0	MW
Biogas max to grid	0	MW

Fuel Price level: Basic

	Capacities MW-e	Storage GWh	Efficiencies elec.	Ther.
Hydro Pump:	1000	5	0,80	
Hydro Turbine:	1000		0,90	
Electrol. Gr.2:	0	0	0,80	0,10
Electrol. Gr.3:	0	0	0,80	0,10
Electrol. trans.:	0	0	0,80	
Ely. MicroCHP:	0	0	0,80	
CAES fuel ratio:	0,000			

(TWh/year)	Coal	Oil	Ngas	Biomass
Transport	0,00	525,00	3,00	0,00
Household	40,00	3,00	150,00	41,00
Industry	100,00	80,00	160,00	10,00
Various	140,00	35,00	180,00	3,00

Output WARNING!!: (3) PP/Import problem

	District Heating: Demand: Distr. heating MW	Production: Solar MW	Waste+ CSHP MW	DHP MW	CHP MW	HP MW	ELT MW	Boiler MW	EH MW	Balance MW	Electricity: Consumption: Elec. demand GW	Flex.& Transp. MW	HP MW	Electrolyser MW	EH MW	Hydro Pump MW	Production: Turbine MW	RES MW	Hydro MW	Geothermal MW	Waste+ CSHP MW	CHP MW	PP MW	Balance: Stab-Load %	Imp MW	Exp MW	CEEP MW	EEP MW	Exchange: Payment Imp Million TRY	Payment Exp Million TRY
January	17659	0	2623	0	10267	0	0	0	0	4770	114	2957	6496	0	2523	0	0	13684	5724	6879	0	8213	73728	292	20444	0	0	0	4826	0
February	16381	0	2694	0	10254	0	0	0	0	3433	114	2960	6026	0	2340	0	0	17318	6621	6376	0	8203	73255	283	15565	0	0	0	2433	0
March	12045	0	2755	0	9230	0	0	0	0	59	110	2963	4431	0	1721	0	0	18789	6586	6281	0	7384	72110	278	9919	0	0	0	1727	0
April	8756	0	2687	0	7702	0	0	0	0	-1632	109	2958	3221	0	1251	0	0	21100	6725	6057	0	6161	72116	272	6368	0	0	0	1075	0
May	0	0	2403	0	3631	0	0	0	0	-6034	107	2959	0	0	0	0	0	18406	5018	6242	0	2905	73716	277	6052	0	0	0	1189	0
June	0	0	2619	0	3631	0	0	0	0	-6250	113	2963	0	0	0	0	0	24356	6481	6458	0	2905	72198	263	6163	0	0	0	1130	0
July	0	0	2534	0	3631	0	0	0	0	-6165	124	2957	0	0	0	0	0	24050	6664	6634	0	2905	76029	267	13060	0	0	0	1532	0
August	0	0	2515	0	3631	0	0	0	0	-6146	129	2961	0	0	0	0	0	23555	6743	6663	0	2905	78139	269	16184	0	0	0	2746	0
September	0	0	2678	0	3631	0	0	0	0	-6309	116	2962	0	0	0	0	0	16652	4942	6099	0	2905	77919	284	12939	0	0	0	2331	0
October	9613	0	2702	0	7910	0	0	0	0	-999	101	2957	3536	0	1373	0	0	14188	4547	6385	0	6328	70983	288	8889	0	0	0	1634	0
November	13452	0	3340	0	9588	0	0	0	0	524	114	2961	4948	0	1922	0	0	11130	4537	7440	0	7670	74732	299	20562	0	0	0	3459	0
November	13452	0	3340	0	9588	0	0	0	0	524	114	2961	4948	0	1922	0	0	11130	4537	7440	0	7670	74732	299	20562	0	0	0	3459	0
December	17953	0	3382	0	10296	0	0	0	0	4276	116	2960	6604	0	2565	0	0	10707	4312	7690	0	8236	74060	300	25265	0	0	0	4722	0
Average	7969	0	2744	0	6941	0	0	0	0	-1716	114	2960	2931	0	1138	0	0	17825	5738	6603	0	5553	74085	281	13461	0	0	0	Average price	
Maximum	28990	0	3501	0	10375	0	0	0	0	15274	170	3590	10664	0	4141	0	0	60689	12153	7794	0	8300	79965	321	56977	0	0	0	(TRY/MWh)	
Minimum	0	0	1734	0	3631	0	0	0	0	-6884	58	2305	0	0	0	0	0	3500	2431	5416	0	2905	23355	156	0	0	0	0	244	209
TWh/year	70,00	0,00	24,10	0,00	60,97	0,00	0,00	0,00	0,00	-15,07	1001	26,00	25,75	0,00	10,00	0,00	0,00	156,58	50,40	58,00	0,00	48,78	650,76		118,24	0,00	0,00	0,00	28806	0

FUEL BALANCE (TWh/year):

	DHP	CHP2	CHP3	Boiler2	Boiler3	PP	Geo/Nu.	Hydro	Waste	CAES Elc.ly.	BioCon-version	Electro-Fuel	Wind	PV and CSP	Wave	Wind off Hydro	Solar.Th.	Transp.	household	Industry Various	Total	Imp/Exp Corrected Imp/Exp	Net	CO2 emission (Mt): Total	Net
Coal	-	-	3,71	-	-	608,64	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	36,05	240,00		888,40	141,10	1029,50	303,83	352,09
Oil	-	-	2,47	-	-	19,49	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	525,00	3,00	115,00		664,96	5,69	670,65	177,15	178,66
N.Gas	-	-	111,37	-	-	806,65	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	103,00	150,00	340,00		1511,02	112,64	1623,66	309,49	352,89
Biomass	-	-	4,38	-	-	11,37	-	-	5,40	-	78,13	-	-	-	-	-	-	41,00	13,00		153,27	3,32	156,59	0,63	0,63
Renewable	-	-	-	-	-	-	43,96	50,40	-	-	-	-	58,23	25,69	-	123,06	2,76	-	-	-	253,71	0,00	253,71	0,00	0,00
H2 etc.	-	-	-	-	-	0,00	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Biofuel	-	-	0,00	-	-	-	-	-	-1,84	-	-75,00	-	-	-	-	-	76,84	-	-		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Nuclear/CCS	-	-	-	-	-	-	84,92	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		84,92	0,00	84,92	0,00	0,00
Total	-	-	121,94	-	-	1446,14	128,88	50,40	3,56	-	3,13	-	58,23	25,69	-	123,06	2,76	704,84	230,05	708,00	3556,28	262,75	3819,03	791,10	884,27

02-Kasım-2020 [23:09]

Output specifications 2030Turkey_reference.txt — **The EnergyPLAN model 14.1**

District Heating Production

	Gr.1: District heating MW	Solar MW	CSHP MW	DHP MW	Gr.2: District heating MW	Solar MW	CSHP MW	CHP MW	HP MW	ELT MW	Boiler MW	EH MW	Storage MW	Balance MW	Gr.3: District heating MW	Solar MW	CSHP MW	CHP MW	HP MW	ELT MW	Boiler MW	EH MW	Storage MW	Balance MW	RES specification: RES1 Wind MW	RES2 Photo MW	RES3 Offshore MW	RES 4-7 ind MW	RES Total MW
January	0	0	0	0	0	0	2623	0	0	0	0	0	0	-2623	17659	0	0	10267	0	0	0	0	0	7392	4923	355	0	8368	13684
February	0	0	0	0	0	0	2694	0	0	0	0	0	0	-2694	16381	0	0	10254	0	0	0	0	0	6127	6332	558	0	10222	17318
March	0	0	0	0	0	0	2755	0	0	0	0	0	0	-2755	12045	0	0	9230	0	0	0	0	0	2814	7293	769	0	10440	18789
April	0	0	0	0	0	0	2687	0	0	0	0	0	0	-2687	8756	0	0	7702	0	0	0	0	0	1055	7216	974	0	12193	21100
May	0	0	0	0	0	0	2403	0	0	0	0	0	0	-2403	0	0	0	3631	0	0	0	0	0	-3631	6500	1206	0	9899	18406
June	0	0	0	0	0	0	2619	0	0	0	0	0	0	-2619	0	0	0	3631	0	0	0	0	0	-3631	9109	1338	0	12852	24356
July	0	0	0	0	0	0	2534	0	0	0	0	0	0	-2534	0	0	0	3631	0	0	0	0	0	-3631	9384	1363	0	12447	24050
August	0	0	0	0	0	0	2515	0	0	0	0	0	0	-2515	0	0	0	3631	0	0	0	0	0	-3631	8999	1296	0	12440	23555
September	0	0	0	0	0	0	2678	0	0	0	0	0	0	-2678	0	0	0	3631	0	0	0	0	0	-3631	6260	1027	0	8847	16652
November	0	0	0	0	0	0	3340	0	0	0	0	0	0	-3340	13452	0	0	9588	0	0	0	0	0	3864	3780	454	0	6813	11130
December	0	0	0	0	0	0	3382	0	0	0	0	0	0	-3382	17953	0	0	10296	0	0	0	0	0	7658	3943	350	0	6367	10707
Average	0	0	0	0	0	0	2744	0	0	0	0	0	0	-2744	7969	0	0	6941	0	0	0	0	0	1028	6629	864	0	9857	17825
Maximum	0	0	0	0	0	0	3501	0	0	0	0	0	0	-1734	28990	0	0	10375	0	0	0	0	0	18615	22000	5000	0	30500	60689
Minimum	0	0	0	0	0	0	1734	0	0	0	0	0	0	-3501	0	0	0	3631	0	0	0	0	0	-3631	0	0	0	3500	3500
Total for the whole year TWh/year	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	24,10	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00		-24,10	70,00	0,00	0,00	60,97	0,00	0,00	0,00	0,00		9,03	58,23	7,59	0,00	86,58	156,58

Own use of heat from industrial CHP: 0,00 TWh/year

ANNUAL COSTS (Million TRY)

Total Fuel ex Ngas exchange =	0
Uranium =	0
Coal =	0
FuelOil =	0
Gasoil/Diesel=	0
Petrol/JP =	0
Gas handling =	0
Biomass =	0
Food income =	0
Waste =	0
Total Ngas Exchange costs =	0
Marginal operation costs =	0
Total Electricity exchange =	24270
Import =	28806
Export =	0
Bottleneck =	0
Fixed imp/ex=	-4536
Total CO2 emission costs =	71199
Total variable costs =	95469
Fixed operation costs =	0
Annual Investment costs =	0
TOTAL ANNUAL COSTS =	95469

NATURAL GAS EXCHANGE

	DHP & Boilers MW	CHP2 CHP3 MW	PP CAES MW	Individual MW	Transport MW	Indu. Var. MW	Demand Sum MW	Biogas MW	Syngas MW	CO2Hy gas MW	SynHy gas MW	SynHy gas MW	Storage MW	Sum MW	Import MW	Export MW
January	0	18754	92584	37841	342	38707	188227	0	0	0	0	0	0	188227	188227	0
February	0	18730	91905	35103	342	38707	184786	0	0	0	0	0	0	184786	184786	0
March	0	16860	89881	25810	342	38707	171599	0	0	0	0	0	0	171599	171599	0
April	0	14068	89309	18764	342	38707	161189	0	0	0	0	0	0	161189	161189	0
May	0	6633	90047	0	342	38707	135728	0	0	0	0	0	0	135728	135728	0
June	0	6633	87881	0	342	38707	133562	0	0	0	0	0	0	133562	133562	0
July	0	6633	93348	0	342	38707	139030	0	0	0	0	0	0	139030	139030	0
August	0	6633	96361	0	342	38707	142042	0	0	0	0	0	0	142042	142042	0
September	0	6633	96046	0	342	38707	141727	0	0	0	0	0	0	141727	141727	0
October	0	14449	87780	20599	342	38707	161876	0	0	0	0	0	0	161876	161876	0
November	0	17514	93760	28825	342	38707	179147	0	0	0	0	0	0	179147	179147	0
December	0	18807	93069	38471	342	38707	189395	0	0	0	0	0	0	189395	189395	0
Average	0	12679	91831	17077	342	38707	160635	0	0	0	0	0	0	160635	160635	0
Maximum	0	18952	98967	62121	342	38707	213948	0	0	0	0	0	0	213948	213948	0
Minimum	0	6633	22250	0	342	38707	79255	0	0	0	0	0	0	79255	79255	0
Total for the whole year TWh/year	0,00	111,37	806,65	150,00	3,00	340,00	1411,02	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1411,02	1411,02	0,00

RES Share: 11,4 Percent of Primary Energy 22,6 Percent of Electricity 230,5 TWh electricity from RES

02-Kasım-2020 [23:09]

Çizelge 1.1. 2030 Türkiye projeksiyonu teknik simülasyon rapor çıktısı

EK-2. 2030 Türkiye Projeksiyon Alternatif-1 Market Simülasyonu

Input 2030Turkey_reference.txt — The EnergyPLAN model 14.1

Electricity demand (TWh/year):		Flexible demand	20,00
Fixed demand	996,00	Fixed imp/exp.	20,00
Electric heating + HP	35,75	Transportation	6,00
Electric cooling	5,00	Total	1082,75

District heating (TWh/year)	Gr.1	Gr.2	Gr.3	Sum
District heating demand	0,00	0,00	70,00	70,00
Solar Thermal	0,00	0,00	0,00	0,00
Industrial CHP (CSHP)	0,00	0,00	0,00	0,00
Demand after solar and CSHP	0,00	0,00	70,00	70,00

Wind	22000	MW	57,45	TWh/year	0,00 Grid
Photo Voltaic	5000	MW	7,59	TWh/year	0,00 stabili-
Offshore Wind	0	MW	0	TWh/year	0,00 sation
River Hydro	35000	MW	86,58	TWh/year	0,00 share
Hydro Power	35000	MW	50,4	TWh/year	
Geothermal/Nuclear	8300	MW	58	TWh/year	

	Capacities MW-e	MJ/s	Efficiencies elec.	Ther	COP
Group 2:					
CHP	0	0	0,40	0,50	
Heat Pump	0	0			3,00
Boiler		0		0,90	
Group 3:					
CHP	8300	10375	0,40	0,50	
Heat Pump	0	0			3,00
Boiler		0		0,90	
Condensing	34870		0,45		

Heatstorage:	gr.2:	0 GWh	gr.3:	0 GWh
Fixed Boiler:	gr.2:	0,0 Per cent	gr.3:	0,0 Per cent

Electricity prod. from	CSHP	Waste (TWh/year)
Gr.1:	0,00	0,00
Gr.2:	0,00	0,00
Gr.3:	0,00	0,00

Regulation Strategy:	Market regulation NEW	
CEEP regulation	100000000	
Minimum Stabilisation share	0,30	
Stabilisation share of CHP	0,00	
Minimum CHP gr 3 load	2905	MW
Minimum PP	12204	MW
Heat Pump maximum share	0,50	
Maximum import/export	10000	MW

Distr. Name :	Hour_nordpool.txt
Addition factor	0,00 TRY/MWh
Multiplication factor	2,00
Dependency factor	0,00 TRY/MWh pr. MW
Average Market Price	227 TRY/MWh
Gas Storage	0 GWh
Syngas capacity	0 MW
Biogas max to grid	0 MW

Fuel Price level: Basic

	Capacities MW-e	Storage GWh	Efficiencies elec.	Ther.
Hydro Pump:	1000	5	0,80	
Hydro Turbine:	1000		0,90	
Electrol. Gr.2:	0	0	0,80	0,10
Electrol. Gr.3:	0	0	0,80	0,10
Electrol. trans.:	0	0	0,80	
Ely. MicroCHP:	0	0	0,80	
CAES fuel ratio:	0,000			

(TWh/year)	Coal	Oil	Ngas	Biomass
Transport	0,00	525,00	3,00	0,00
Household	40,00	3,00	150,00	41,00
Industry	100,00	80,00	160,00	10,00
Various	140,00	35,00	180,00	3,00

Output WARNING!!: (1) Critical Excess; (3) PP/Import problem

	District Heating Demand: Distr. heating MW	Production: Solar MW	Waste+ CSHP MW	DHP MW	CHP MW	HP MW	ELT MW	Boiler MW	EH MW	Balance MW	Electricity Consumption: Elec. demand GW	Flex.& Transp. MW	HP MW	Electrolyser MW	EH MW	Hydro Pump MW	Production: Turbine MW	RES MW	Hydro MW	Geothermal MW	Waste+ CSHP MW	CHP MW	PP MW	Balance: Stab-Load %	Imp MW	Exp MW	CEEP MW	EEP MW	Exchange Payment Imp Million TRY	Payment Exp Million TRY
January	17659	0	2623	0	10261	0	0	7298	100	-2623	114	2957	6496	0	2623	77	55	13678	5724	6879	0	8209	74390	293	20676	801	0	801	941	71
February	16381	0	2694	0	10245	0	0	6036	100	-2694	114	2960	6026	0	2440	127	88	17318	6621	6376	0	8196	74319	284	15860	1198	0	1198	718	107
March	12045	0	2755	0	9197	0	0	2824	95	-2827	110	2985	4431	0	1816	178	134	18701	6586	6281	0	7357	74314	280	10312	2284	0	2284	536	179
April	8756	0	2687	0	7648	0	0	1167	88	-2833	109	2975	3221	0	1339	158	114	20995	6725	6057	0	6119	75355	275	6612	3239	0	3239	366	338
May	0	0	2403	0	3631	0	0	0	0	-6034	107	3008	0	0	0	211	152	18309	5018	6242	0	2905	77565	280	6377	3932	0	3932	418	355
June	0	0	2619	0	3631	0	0	0	0	-6250	113	2967	0	0	0	166	118	24118	6481	6458	0	2905	76805	267	6410	4536	0	4536	343	363
July	0	0	2534	0	3631	0	0	0	0	-6165	124	3057	0	0	0	206	149	23948	6664	6634	0	2905	78052	269	13525	2269	0	2269	633	147
August	0	0	2515	0	3631	0	0	0	0	-6146	129	2961	0	0	0	61	45	23547	6743	6663	0	2905	79422	270	16403	1440	0	1440	775	149
September	0	0	2678	0	3631	0	0	0	0	-6309	116	2962	0	0	0	30	21	16642	4942	6099	0	2905	79273	285	13110	1519	0	1519	664	176
October	9613	0	2702	0	7865	0	0	1923	84	-2961	101	2961	3536	0	1457	27	14	13776	4547	6385	0	6292	74309	291	9175	3064	19	3045	476	269
November	13452	0	3340	0	9562	0	0	3825	98	-3374	114	2971	4948	0	2020	13	9	11130	4537	7440	0	7650	75119	300	20806	471	0	471	942	58
December	17953	0	3382	0	10290	0	0	7563	100	-3382	116	2968	6604	0	2665	75	57	10707	4312	7690	0	8232	74479	301	25490	553	0	553	1135	67
Average	7969	0	2744	0	6926	0	0	2548	55	-4304	114	2978	2931	0	1194	111	80	17736	5738	6603	0	5541	76121	283	13740	2110	2	2108	Average price	
Maximum	28990	0	3501	0	10375	0	0	18515	100	-1734	170	25804	10664	0	4241	1000	1000	60689	12153	7794	0	8300	79965	321	59105	14118	4118	10000	(TRY/MWh)	
Minimum	0	0	1734	0	3631	0	0	0	0	-6884	58	-317	0	0	0	0	0	3500	2431	5416	0	2905	46941	188	0	0	0	0	66	123
TWh/year	70,00	0,00	24,10	0,00	60,84	0,00	0,00	22,38	0,49	-37,81	1001	26,16	25,75	0,00	10,49	0,97	0,70	155,80	50,40	58,00	0,00	48,67	668,65		120,69	18,54	0,01	18,52	7947	2280

FUEL BALANCE (TWh/year):	DHP	CHP2	CHP3	Boiler2	Boiler3	PP	Geo/Nu.	Hydro	Waste	CAES Elc.ly.	BioCon-version	Electro-Fuel	Wind	PV and CSP	Wind off Wave	Hydro	Solar.Th.	Transp.	Industry household	Industry Various	Total	Imp/Exp Imp/Exp	Imp/Exp Corrected Net	CO2 emission (Mt): Total	CO2 emission (Mt): Net
Coal	-	-	3,70	-	6,22	617,91	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	36,05	240,00	903,88	121,91	1025,78	309,13	350,82
Oil	-	-	2,47	-	6,22	19,50	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	525,00	3,00	115,00	671,18	4,92	676,10	178,80	180,11
N.Gas	-	-	111,13	-	6,22	837,11	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	103,00	150,00	340,00	1547,46	97,32	1644,78	316,93	357,20
Biomass	-	-	4,37	-	6,22	11,37	-	-	5,40	-	78,13	-	-	-	-	-	-	-	41,00	13,00	159,49	2,87	162,35	0,63	0,63
Renewable	-	-	-	-	-	-	43,96	50,40	-	-	-	-	57,45	25,69	-	123,06	2,76	-	-	-	252,92	0,00	252,92	0,00	0,00
H2 etc.	-	-	-	-	0,00	0,00	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Biofuel	-	-	0,00	-	-	-	-	-	-1,84	-	-75,00	-	-	-	-	-	-	76,84	-	-	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Nuclear/CCS	-	-	-	-	-	-	84,92	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	84,92	0,00	84,92	0,00	0,00
Total	-	-	121,68	-	24,87	1485,88	128,88	50,40	3,56	-	3,13	-	57,45	25,69	-	123,06	2,76	704,84	230,05	708,00	3619,85	227,01	3846,86	805,49	888,77

12-Kasım-2020 [09:44]

Output specifications 2030Turkey_reference.txt — The EnergyPLAN model 14.1

District Heating Production

	Gr.1 District heating MW	Solar MW	CSHP MW	DHP MW	Gr.2 District heating MW	Solar MW	CSHP MW	CHP MW	HP MW	ELT MW	Boiler MW	EH MW	Stor-age MW	Ba-lance MW	Gr.3 District heating MW	Solar MW	CSHP MW	CHP MW	HP MW	ELT MW	Boiler MW	EH MW	Stor-age MW	Ba-lance MW	RES specification RES1 Wind MW	RES2 Photo MW	RES3 Offsho MW	4-7 ind MW	RES Total MW
January	0	0	0	0	0	0	2623	0	0	0	0	0	0	-2623	17659	0	0	10261	0	0	7298	100	0	0	4918	355	0	8368	13678
February	0	0	0	0	0	0	2694	0	0	0	0	0	0	-2694	16381	0	0	10245	0	0	6036	100	0	0	6332	558	0	10222	17318
March	0	0	0	0	0	0	2755	0	0	0	0	0	0	-2755	12045	0	0	9197	0	0	2824	95	0	-72	7205	769	0	10440	18701
April	0	0	0	0	0	0	2687	0	0	0	0	0	0	-2687	8756	0	0	7648	0	0	1167	88	0	-147	7111	974	0	12193	20995
May	0	0	0	0	0	0	2403	0	0	0	0	0	0	-2403	0	0	0	3631	0	0	0	0	0	-3631	6402	1206	0	9899	18309
June	0	0	0	0	0	0	2619	0	0	0	0	0	0	-2619	0	0	0	3631	0	0	0	0	0	-3631	8872	1338	0	12852	24118
July	0	0	0	0	0	0	2534	0	0	0	0	0	0	-2534	0	0	0	3631	0	0	0	0	0	-3631	9282	1363	0	12447	23948
August	0	0	0	0	0	0	2515	0	0	0	0	0	0	-2515	0	0	0	3631	0	0	0	0	0	-3631	8992	1296	0	12440	23547
September	0	0	0	0	0	0	2678	0	0	0	0	0	0	-2678	0	0	0	3631	0	0	0	0	0	-3631	6250	1027	0	8847	16642
October	0	0	0	0	0	0	2702	0	0	0	0	0	0	-2702	9613	0	0	7865	0	0	1923	84	0	-258	5380	668	0	7457	13776
November	0	0	0	0	0	0	3340	0	0	0	0	0	0	-3340	13452	0	0	9562	0	0	3825	98	0	-34	3780	454	0	6813	11130
December	0	0	0	0	0	0	3382	0	0	0	0	0	0	-3382	17953	0	0	10290	0	0	7563	100	0	0	3943	350	0	6367	10707
Average	0	0	0	0	0	0	2744	0	0	0	0	0	0	-2744	7969	0	0	6926	0	0	2548	55	0	-1561	6540	864	0	9857	17736
Maximum	0	0	0	0	0	0	3501	0	0	0	0	0	0	-1734	28990	0	0	10375	0	0	18515	100	0	0	22000	5000	0	30500	60689
Minimum	0	0	0	0	0	0	1734	0	0	0	0	0	0	-3501	0	0	0	3631	0	0	0	0	0	-3631	0	0	0	3500	3500
Total for the whole year TWh/year	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	24,10	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00		-24,10	70,00	0,00	0,00	60,84	0,00	0,00	22,38	0,49		-13,71	57,45	7,59	0,00	86,58	155,80

Own use of heat from industrial CHP: 0,00 TWh/year

ANNUAL COSTS (Million TRY)	
Total Fuel ex Ngas exchange =	0
Uranium =	0
Coal =	0
FuelOil =	0
Gasoil/Diesel=	0
Petrol/JP =	0
Gas handling =	0
Biomass =	0
Food income =	0
Waste =	0
Total Ngas Exchange costs =	0
Marginal operation costs =	0
Total Electricity exchange =	-7815
Import =	7947
Export =	-2280
Bottleneck =	-11269
Fixed imp/ex=	-2213
Total CO2 emission costs =	72494
Total variable costs =	64679
Fixed operation costs =	0
Annual Investment costs =	0
TOTAL ANNUAL COSTS =	64679

NATURAL GAS EXCHANGE

	DHP & Boilers MW	CHP2 CHP3 MW	PP CAES MW	Indi-vidual MW	Trans port MW	Indu. Var. MW	Demand Sum MW	Bio-gas MW	Syn-gas MW	CO2Hy gas MW	SynHy gas MW	SynHy gas MW	Stor-age MW	Sum MW	Im-port MW	Ex-port MW
January	2027	18743	93656	37841	342	38707	191315	0	0	0	0	0	0	191315	191315	0
February	1677	18715	93588	35103	342	38707	188131	0	0	0	0	0	0	188131	188131	0
March	785	16799	93583	25810	342	38707	176025	0	0	0	0	0	0	176025	176025	0
April	324	13971	94575	18764	342	38707	166682	0	0	0	0	0	0	166682	166682	0
May	0	6633	96681	0	342	38707	142362	0	0	0	0	0	0	142362	142362	0
June	0	6633	95957	0	342	38707	141638	0	0	0	0	0	0	141638	141638	0
July	0	6633	97144	0	342	38707	142826	0	0	0	0	0	0	142826	142826	0
August	0	6633	98449	0	342	38707	144131	0	0	0	0	0	0	144131	144131	0
September	0	6633	98308	0	342	38707	143989	0	0	0	0	0	0	143989	143989	0
October	534	14366	93514	20599	342	38707	168062	0	0	0	0	0	0	168062	168062	0
November	1063	17467	94350	28825	342	38707	180753	0	0	0	0	0	0	180753	180753	0
December	2101	18797	93741	38471	342	38707	192158	0	0	0	0	0	0	192158	192158	0
Average	708	12652	95299	17077	342	38707	164784	0	0	0	0	0	0	164784	164784	0
Maximum	5143	18952	98967	62121	342	38707	219091	0	0	0	0	0	0	219091	219091	0
Minimum	0	6633	61210	0	342	38707	118033	0	0	0	0	0	0	118033	118033	0
Total for the whole year TWh/year	6,22	111,13	837,11	150,00	3,00	340,00	1447,46	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1447,46	1447,46	0,00

RES Share: 11,4 Percent of Primary Energy 22,4 Percent of Electricity 229,6 TWh electricity from RES

12-Kasım-2020 [09:44]

Çizelge 2.1. 2030 Türkiye projeksiyonu market simülasyon rapor çıktısı

EK-3. 2030 Türkiye Projeksiyon Alternatif-2 %20 Düşük Kapasite

Input 2030Turkey_reference%20-.txt — The EnergyPLAN model 14.1

Electricity demand (TWh/year):		Flexible demand	0,00
Fixed demand	996,00	Fixed imp/exp.	20,00
Electric heating + HP	35,75	Transportation	0,00
Electric cooling	5,00	Total	1056,75

District heating (TWh/year)	Gr.1	Gr.2	Gr.3	Sum
District heating demand	0,00	0,00	70,00	70,00
Solar Thermal	0,00	0,00	0,00	0,00
Industrial CHP (CSHP)	0,00	0,00	0,00	0,00
Demand after solar and CSHP	0,00	0,00	70,00	70,00

Wind	17800	MW	36,51	TWh/year	0,00 Grid
Photo Voltaic	4000	MW	2,78	TWh/year	0,00 stabili-
Offshore Wind	0	MW	0	TWh/year	0,00 sation
River Hydro	30000	MW	274,66	TWh/year	0,00 share
Hydro Power	28000	MW	0	TWh/year	
Geothermal/Nuclear	6640	MW	54,88	TWh/year	

	Capacities MW-e	MJ/s	Efficiencies elec.	Ther	COP
Group 2:					
CHP	0	0	0,40	0,50	
Heat Pump	0	0			3,00
Boiler		4000		0,90	
Group 3:					
CHP	6640	8300	0,40	0,50	
Heat Pump	0	0			3,00
Boiler		4000		0,90	
Condensing	27898		0,45		

Heatstorage:	gr.2:	10 GWh	gr.3:	10 GWh
Fixed Boiler:	gr.2:	0,0 Per cent	gr.3:	0,0 Per cent

Electricity prod. from	CSHP	Waste (TWh/year)
Gr.1:	0,00	0,00
Gr.2:	0,00	1,18
Gr.3:	0,00	0,00

Regulation Strategy:	Technical regulation no. 2	
CEEP regulation	100000000	
Minimum Stabilisation share	0,30	
Stabilisation share of CHP	0,00	
Minimum CHP gr 3 load	2324	MW
Minimum PP	9783	MW
Heat Pump maximum share	0,50	
Maximum import/export	10000	MW

Distr. Name :	Hour_nordpool.txt	
Addition factor	0,00	DKK/MWh
Multiplication factor	2,00	
Dependency factor	0,00	DKK/MWh pr. MW
Average Market Price	227	DKK/MWh
Gas Storage	0	GWh
Syngas capacity	0	MW
Biogas max to grid	0	MW

Fuel Price level: Basic

	Capacities MW-e	Storage GWh	Efficiencies elec.	Ther.
Hydro Pump:	1000	0	0,80	
Hydro Turbine:	1000		0,90	
Electrol. Gr.2:	0	0	0,73	0,05
Electrol. Gr.3:	0	0	0,73	0,05
Electrol. trans.:	0	0	0,73	
Ely. MicroCHP:	0	0	0,73	
CAES fuel ratio:		0,000		

(TWh/year)	Coal	Oil	Ngas	Biomass
Transport	0,00	525,00	3,00	0,00
Household	40,00	3,00	150,00	41,00
Industry	100,00	80,00	180,00	10,00
Various	140,00	35,00	180,00	3,00

Output WARNING!!: (3) PP/Import problem

	District Heating: Demand Distr. heating MW	Production: Solar MW	Waste+ CSHP MW	DHP MW	CHP MW	HP MW	ELT MW	Boiler MW	EH MW	Balance MW	Electricity: Consumption: Elec. demand GW	Flex.& Transp. MW	HP MW	Electrolyser MW	EH MW	Hydro Pump MW	Production: Turbine MW	RES MW	Hydro MW	Geothermal MW	Waste+ CSHP MW	CHP MW	PP MW	Balance: Stab-Load %	Imp MW	Exp MW	CEEP MW	EEP MW	Exchange: Payment Imp Million DKK	Payment Exp Million DKK
January	13495	0	2196	0	8300	0	0	3990	0	-991	128	0	4964	0	1928	0	0	35692	0	6248	134	6640	57553	221	31329	0	0	0	8475	0
February	12755	0	2196	0	8300	0	0	3898	0	-1638	127	0	4692	0	1822	0	0	36134	0	6248	134	6640	57871	221	28900	0	0	0	5212	0
March	10989	0	2196	0	8300	0	0	2889	0	-2196	122	0	4042	0	1570	0	0	35364	0	6248	134	6640	57437	222	24572	0	0	0	4890	0
April	8210	0	2196	0	8012	0	0	198	0	-2196	108	0	3020	0	1173	0	0	36880	0	6248	134	6410	52461	212	12386	0	0	0	3041	0
May	5382	0	2196	0	5382	0	0	0	0	-2196	106	0	1980	0	769	0	0	37171	0	6248	134	4305	52890	209	9947	0	0	0	2639	0
June	3935	0	2196	0	3935	0	0	0	0	-2196	103	0	1447	0	562	0	0	37697	0	6248	134	3148	52358	206	7471	0	0	0	1843	0
July	3194	0	2196	0	3198	0	0	0	0	-2199	94	0	1175	0	456	0	0	36073	0	6248	134	2558	49238	203	3398	0	0	0	644	0
August	3310	0	2196	0	3322	0	0	0	0	-2208	108	0	1218	0	473	0	0	36299	0	6248	134	2658	55288	212	11141	0	0	0	1901	0
September	4664	0	2196	0	4664	0	0	0	0	-2196	111	0	1716	0	666	0	0	35880	0	6248	134	3731	55380	214	13781	0	0	0	2519	0
October	7251	0	2196	0	7078	0	0	174	0	-2196	114	0	2667	0	1036	0	0	34839	0	6248	134	5662	55141	219	18419	0	0	0	3439	0
November	10231	0	2196	0	8300	0	0	1931	0	-2196	124	0	3764	0	1462	0	0	35650	0	6248	134	6640	55778	219	26582	0	0	0	4545	0
December	12365	0	2196	0	8279	0	0	3692	0	-1801	123	0	4549	0	1766	0	0	35832	0	6248	134	6623	56426	219	26726	0	0	0	5477	0
Average	7969	0	2196	0	6414	0	0	1377	0	-2017	114	0	2931	0	1138	0	0	36121	0	6248	134	5131	54811	215	17859	0	0	0	Average price	
Maximum	14172	0	2196	0	8300	0	0	4000	0	-324	175	0	5213	0	2025	0	0	67752	0	6248	134	6640	63972	236	82583	0	0	0	(DKK/MWh)	
Minimum	2870	0	2196	0	2905	0	0	0	0	-2230	58	0	1056	0	410	0	0	30000	0	6248	134	2324	14680	101	0	0	0	0	284	183
TWh/year	70,00	0,00	19,29	0,00	56,34	0,00	0,00	12,09	0,00	-17,72	1001	0,00	25,75	0,00	10,00	0,00	0,00	317,29	0,00	54,88	1,18	45,07	481,46		156,87	0,00	0,00	0,00	44624	0

FUEL BALANCE (TWh/year):	DHP	CHP2	CHP3	Boiler2	Boiler3	PP	Geo/Nu.	Hydro	Waste	CAES Elc.ly.	BioCon-version	Electro-Fuel	Wind	PV and CSP	Wind off Wave	Hydro	Solar.Th.	Transp.	Industry household	Various	Total	Imp/Exp Corrected Imp/Exp	Net	CO2 emission (Mt): Total	Net
Coal	-	-	3,43	-	3,36	454,27	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	34,65	240,00	735,71	187,20	922,91	251,61	315,63
Oil	-	-	2,29	-	3,36	14,70	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	525,00	3,00	115,00	663,34	7,55	670,89	176,71	178,73
N.Gas	-	-	102,92	-	3,36	592,36	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	103,00	150,00	340,00	1291,65	149,44	1441,09	284,71	315,63
Biomass	-	-	4,05	-	3,36	8,57	-	-	4,32	-	78,13	-	-	-	-	-	-	-	41,00	13,00	152,42	4,40	156,83	0,51	0,51
Renewable	-	-	-	-	-	-	47,00	-	-	-	-	-	36,51	17,26	-	263,52	3,75	-	-	-	368,04	0,00	368,04	0,00	0,00
H2 etc.	-	-	-	-	0,00	0,00	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Biofuel	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-75,00	-	-	-	-	-	-	75,00	-	-	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Nuclear/CCS	-	-	-	-	-	-	102,21	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	102,21	0,00	102,21	0,00	0,00
Total	-	-	112,69	-	13,44	1069,91	149,22	-	4,32	-	3,13	-	36,51	17,26	-	263,52	3,75	703,00	228,65	708,00	3313,37	348,60	3661,97	693,54	810,49

Output specifications 2030Turkey_reference%20-.txt — The EnergyPLAN model 14.1

District Heating Production

	Gr.1 District heating MW	Solar MW	CSHP MW	DHP MW	Gr.2 District heating MW	Solar MW	CSHP MW	CHP MW	HP MW	ELT MW	Boiler MW	EH MW	Storage MW	Balance MW	Gr.3 District heating MW	Solar MW	CSHP MW	CHP MW	HP MW	ELT MW	Boiler MW	EH MW	Storage MW	Balance MW	RES specification RES1 Wind MW	RES2 Photo MW	RES3 Offshore MW	RES 4-7 ind MW	Total MW
January	0	0	0	0	0	0	2196	0	0	0	0	0	0	-2196	13495	0	0	8300	0	0	3990	0	0	1205	5536	25	0	30101	35692
February	0	0	0	0	0	0	2196	0	0	0	0	0	0	-2196	12755	0	0	8300	0	0	3898	0	0	557	5282	137	0	30550	36134
March	0	0	0	0	0	0	2196	0	0	0	0	0	0	-2196	10989	0	0	8300	0	0	2889	0	0	0	4179	191	0	30765	35364
April	0	0	0	0	0	0	2196	0	0	0	0	0	0	-2196	8210	0	0	8012	0	0	198	0	0	0	3913	479	0	31914	36880
May	0	0	0	0	0	0	2196	0	0	0	0	0	0	-2196	5382	0	0	5382	0	0	0	0	0	0	3856	535	0	32138	37171
June	0	0	0	0	0	0	2196	0	0	0	0	0	0	-2196	3935	0	0	3935	0	0	0	0	0	0	3333	704	0	32815	37697
July	0	0	0	0	0	0	2196	0	0	0	0	0	0	-2196	3194	0	0	3198	0	0	0	0	0	-3	2538	570	0	32280	36073
August	0	0	0	0	0	0	2196	0	0	0	0	0	0	-2196	3310	0	0	3322	0	0	0	0	0	-12	2913	546	0	32185	36299
September	0	0	0	0	0	0	2196	0	0	0	0	0	0	-2196	4664	0	0	4664	0	0	0	0	0	0	3734	346	0	31384	35880
October	0	0	0	0	0	0	2196	0	0	0	0	0	0	-2196	7251	0	0	7078	0	0	174	0	285	-1	3712	182	0	30727	34839
November	0	0	0	0	0	0	2196	0	0	0	0	0	0	-2196	10231	0	0	8300	0	0	1931	0	490	0	5303	56	0	30224	35650
December	0	0	0	0	0	0	2196	0	0	0	0	0	0	-2196	12365	0	0	8279	0	0	3692	0	394	395	5637	31	0	30126	35832
Average	0	0	0	0	0	0	2196	0	0	0	0	0	0	-2196	7969	0	0	6414	0	0	1377	0	98	178	4156	317	0	31268	36121
Maximum	0	0	0	0	0	0	2196	0	0	0	0	0	0	-2196	14172	0	0	8300	0	0	4000	0	490	1872	17424	4000	0	46000	67752
Minimum	0	0	0	0	0	0	2196	0	0	0	0	0	0	-2196	2870	0	0	2905	0	0	0	0	0	-35	0	0	0	30000	30000
Total for the whole year TWh/year	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	19,29	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00		-19,29	70,00	0,00	0,00	56,34	0,00	0,00	12,09	0,00		1,57	36,51	2,78	0,00	274,66	317,29

Own use of heat from industrial CHP: 0,00 TWh/year

ANNUAL COSTS (Million DKK)	
Total Fuel ex Ngas exchange =	0
Uranium =	0
Coal =	0
FuelOil =	0
Gasoil/Diesel=	0
Petrol/JP =	0
Gas handling =	0
Biomass =	0
Food income =	0
Waste =	0
Total Ngas Exchange costs =	0
Marginal operation costs =	0
Total Electricity exchange =	39604
Import =	44624
Export =	0
Bottleneck =	0
Fixed imp/ex=	-5020
Total CO2 emission costs =	0
Total variable costs =	39604
Fixed operation costs =	0
Annual Investment costs =	0
TOTAL ANNUAL COSTS =	39604

NATURAL GAS EXCHANGE

	DHP & Boilers MW	CHP2 CHP3 MW	PP CAES MW	Individual MW	Transport MW	Indu. Var. MW	Demand Sum MW	Biogas MW	Syngas MW	CO2Hygas MW	SynHygas MW	SynHygas MW	Storage MW	Sum MW	Import MW	Export MW
January	1108	15162	72060	28917	342	38707	156295	0	0	0	0	0	0	156295	156295	0
February	1083	15162	72514	27333	342	38707	155139	0	0	0	0	0	0	155139	155139	0
March	747	15162	71895	23548	342	38707	150400	0	0	0	0	0	0	150400	150400	0
April	55	14636	64683	17593	342	38707	136015	0	0	0	0	0	0	136015	136015	0
May	0	9831	64325	11532	342	38707	124736	0	0	0	0	0	0	124736	124736	0
June	0	7187	63000	8431	342	38707	117667	0	0	0	0	0	0	117667	117667	0
July	0	5841	58297	6845	342	38707	110031	0	0	0	0	0	0	110031	110031	0
August	0	6069	66936	7093	342	38707	119147	0	0	0	0	0	0	119147	119147	0
September	0	8520	67578	9995	342	38707	125141	0	0	0	0	0	0	125141	125141	0
October	48	12929	68153	15537	342	38707	135716	0	0	0	0	0	0	135716	135716	0
November	536	15162	69527	21924	342	38707	146197	0	0	0	0	0	0	146197	146197	0
December	1026	15123	70443	26497	342	38707	152137	0	0	0	0	0	0	152137	152137	0
Average	382	11717	67437	17077	342	38707	135661	0	0	0	0	0	0	135661	135661	0
Maximum	1111	15162	79173	30388	342	38707	160751	0	0	0	0	0	0	160751	160751	0
Minimum	0	5307	13985	6150	342	38707	67987	0	0	0	0	0	0	67987	67987	0
Total for the whole year TWh/year	3,36	102,92	592,36	150,00	3,00	340,00	1191,65	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1191,65	1191,65	0,00

RES Share: 15,7 Percent of Primary Energy 34,4 Percent of Electricity 342,8 TWh electricity from RES 13-Kasım-2020 [19:28]

Çizelge 3.1. 2030 Türkiye projeksiyonu %20 düşük kapasite simülasyon rapor çıktısı

EK-4. 2030 Türkiye Projeksiyon Alternatif-3 %20 Yüksek Kapasite

Input 2030Turkey_reference%20+.txt — The EnergyPLAN model 14.1

Electricity demand (TWh/year):		Flexible demand	0,00
Fixed demand	996,00	Fixed Imp/exp	20,00
Electric heating + HP	35,75	Transportation	0,00
Electric cooling	5,00	Total	1058,75

District heating (TWh/year)	Gr.1	Gr.2	Gr.3	Sum
District heating demand	0,00	0,00	70,00	70,00
Solar Thermal	0,00	0,00	0,00	0,00
Industrial CHP (CSHP)	0,00	0,00	0,00	0,00
Demand after solar and CSHP	0,00	0,00	70,00	70,00

Wind	26400	MW	53,70	TWh/year	0,00 Grid
Photo Voltaic	6000	MW	4,04	TWh/year	0,00 stabili-
Offshore Wind	0	MW	0	TWh/year	0,00 sation
River Hydro	45000	MW	411,98	TWh/year	0,00 share
Hydro Power	42000	MW	0	TWh/year	
Geothermal/Nuclear	9960	MW	82,32	TWh/year	

Group 2:	Capacities MW-e	MJ/s	Efficiencies elec.	Ther	COP
CHP	0	0	0,40	0,50	
Heat Pump	0	0			3,00
Boiler		6000		0,90	
Group 3:					
CHP	9960	12450	0,40	0,50	
Heat Pump	0	0			3,00
Boiler		6000		0,90	
Condensing	41844		0,45		

Heatstorage:	gr.2:	10 GWh	gr.3:	10 GWh
Fixed Boiler:	gr.2:	0,0 Per cent	gr.3:	0,0 Per cent

Electricity prod. from	CSHP	Waste (TWh/year)
Gr.1:	0,00	0,00
Gr.2:	0,00	2,64
Gr.3:	0,00	0,00

Regulation Strategy:	Technical regulation no. 2	
CEEP regulation	100000000	
Minimum Stabilisation share	0,30	
Stabilisation share of CHP	0,00	
Minimum CHP gr 3 load	2324	MW
Minimum PP	9783	MW
Heat Pump maximum share	0,50	
Maximum import/export	10000	MW

Distr. Name :	Hour_nordpool.txt	
Addition factor	0,00	DKK/MWh
Multiplication factor	2,00	
Dependency factor	0,00	DKK/MWh pr. MW
Average Market Price	227	DKK/MWh
Gas Storage	0	GWh
Syngas capacity	0	MW
Biogas max to grid	0	MW

Fuel Price level: Basic

	Capacities MW-e	Storage GWh	Efficiencies elec.	Ther.
Hydro Pump:	1000	0	0,80	
Hydro Turbine:	1000		0,90	
Electrol. Gr.2:	0	0	0,73	0,05
Electrol. Gr.3:	0	0	0,73	0,05
Electrol. trans.:	0	0	0,73	
Ely. MicroCHP:	0	0	0,73	
CAES fuel ratio:		0,000		

(TWh/year)	Coal	Oil	Ngas	Biomass
Transport	0,00	525,00	3,00	0,00
Household	40,00	3,00	150,00	41,00
Industry	100,00	80,00	160,00	10,00
Various	140,00	35,00	180,00	3,00

Output WARNING!!: (1) Critical Excess; (3) PP/Import problem

	District Heating Demand: Distr. heating MW	Production: Solar MW	Waste+ CSHP MW	DHP MW	CHP MW	HP MW	ELT MW	Boiler MW	EH MW	Balance MW	Electricity Consumption: Elec. demand GW	Flex.& Transp. MW	HP MW	Electrolyser MW	EH MW	Hydro Pump MW	Production: Turbine MW	RES GW	Hydro MW	Geothermal MW	Waste+ CSHP MW	CHP MW	PP MW	Balance: Stab-Load %	Imp MW	Exp MW	CEEP MW	EEP MW	Exchange Payment Imp Million DKK	Exp
January	13495	0	3294	0	12426	0	0	1069	0	-3294	128	0	4964	0	1928	0	0	54	0	9372	301	9941	61491	195	3069	112	0	112	1507	14
February	12755	0	3294	0	12272	0	0	484	0	-3294	127	0	4692	0	1822	0	0	54	0	9372	301	9817	60801	194	1435	0	0	0	292	0
March	10989	0	3294	0	10991	0	0	0	0	-3296	122	0	4042	0	1570	0	0	53	0	9372	301	8793	58551	193	441	75	0	75	123	9
April	8210	0	3294	0	8222	0	0	0	0	-3306	108	0	3020	0	1173	0	0	55	0	9372	301	6577	43632	168	22	456	2	454	8	60
May	5382	0	3294	0	5379	0	0	0	0	-3291	106	0	1980	0	769	0	0	55	0	9372	301	4303	41904	162	0	628	7	621	0	78
June	3935	0	3294	0	3934	0	0	0	0	-3293	103	0	1447	0	562	0	0	56	0	9372	301	3147	38764	155	0	687	44	644	0	81
July	3194	0	3294	0	3198	0	0	0	0	-3297	94	0	1175	0	456	0	0	54	0	9372	301	2558	32545	146	0	952	40	912	0	77
August	3310	0	3294	0	3322	0	0	0	0	-3306	108	0	1218	0	473	0	0	54	0	9372	301	2658	45394	166	0	252	0	252	0	43
September	4664	0	3294	0	4664	0	0	0	0	-3294	111	0	1716	0	666	0	0	54	0	9372	301	3731	46310	172	0	254	0	254	0	46
October	7251	0	3294	0	7251	0	0	0	0	-3294	114	0	2867	0	1036	0	0	52	0	9372	301	5801	52747	182	157	139	0	139	30	23
November	10231	0	3294	0	10232	0	0	0	0	-3294	124	0	3764	0	1462	0	0	53	0	9372	301	8185	58334	189	1509	130	0	130	267	19
December	12365	0	3294	0	12101	0	0	259	0	-3288	123	0	4549	0	1766	0	0	54	0	9372	301	9880	57090	190	1965	147	0	147	402	18
Average	7969	0	3294	0	7820	0	0	151	0	-3290	114	0	2931	0	1138	0	0	54	0	9372	301	6256	49934	176	716	320	8	313	Average price	
Maximum	14172	0	3294	0	12450	0	0	1722	0	-336	175	0	5213	0	2025	0	0	102	0	9372	301	9960	93847	235	31082	19225	9225	10000	(DKK/MWh)	
Minimum	2870	0	3294	0	2905	0	0	0	0	-3363	58	0	1056	0	410	0	0	45	0	9372	301	2324	9783	100	0	0	0	0	418	166
TWh/year	70,00	0,00	28,93	0,00	68,69	0,00	0,00	1,32	0,00	-28,95	1001	0,00	25,75	0,00	10,00	0,00	0,00	475	0,00	82,32	2,64	54,95	438,62		6,29	2,82	0,07	2,75	2629	468

FUEL BALANCE (TWh/year):	DHP	CHP2	CHP3	Boiler2	Boiler3	PP	Geo/Nu.	Hydro	Waste	CAES Elc.ly.	BioCon-version	Electro-Fuel	Wind	PV and CSP	Wind off Wave	Hydro	Solar.Th.	Transp.	Industry household	Various	Total	Imp/Exp Corrected Imp/Exp	Net	CO2 emission (Mt): Total	Net
Coal	-	-	4,18	-	0,37	452,07	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	34,65	240,00	731,26	4,15	735,41	250,09	251,51
Oil	-	-	2,79	-	0,37	16,08	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	525,00	3,00	115,00	662,24	0,17	662,41	176,42	176,47
N.Gas	-	-	125,47	-	0,37	497,18	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	103,00	150,00	340,00	1216,02	3,31	1219,33	249,27	270,36
Biomass	-	-	4,94	-	0,37	9,38	-	-	6,48	-	78,13	-	-	-	-	-	-	-	41,00	13,00	153,29	0,10	153,39	0,76	0,76
Renewable	-	-	-	-	-	-	70,51	-	-	-	-	-	53,70	25,75	-	395,28	3,75	-	-	-	548,99	0,00	548,99	0,00	0,00
H2 etc.	-	-	-	-	0,00	0,00	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Biofuel	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-75,00	-	-	-	-	-	-	75,00	-	-	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Nuclear/CCS	-	-	-	-	-	-	153,32	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	153,32	0,00	153,32	0,00	0,00
Total	-	-	137,38	-	1,47	974,71	223,83	-	6,48	-	3,13	-	53,70	25,75	-	395,28	3,75	703,00	228,65	708,00	3465,12	7,72	3472,85	676,54	699,09

Output specifications 2030Turkey_reference%20+.txt — The EnergyPLAN model 14.1

District Heating Production

	Gr.1 District heating MW	Solar MW	CSHP MW	DHP MW	Gr.2 District heating MW	Solar MW	CSHP MW	CHP MW	HP MW	ELT MW	Boiler MW	EH MW	Storage MW	Balance MW	Gr.3 District heating MW	Solar MW	CSHP MW	CHP MW	HP MW	ELT MW	Boiler MW	EH MW	Storage MW	Balance MW	RES specification RES1 Wind GW	RES2 Photo GW	RES3 Offshore GW	RES 4-7 ind GW	Total GW
January	0	0	0	0	0	0	3294	0	0	0	0	0	0	-3294	13495	0	0	12426	0	0	1069	0	11	0	8	0	0	45	54
February	0	0	0	0	0	0	3294	0	0	0	0	0	0	-3294	12755	0	0	12272	0	0	484	0	623	0	8	0	0	46	54
March	0	0	0	0	0	0	3294	0	0	0	0	0	0	-3294	10989	0	0	10991	0	0	0	0	530	-2	6	0	0	46	53
April	0	0	0	0	0	0	3294	0	0	0	0	0	0	-3294	8210	0	0	8222	0	0	0	0	2504	-12	6	1	0	48	55
May	0	0	0	0	0	0	3294	0	0	0	0	0	0	-3294	5382	0	0	5379	0	0	0	0	6911	3	6	1	0	48	55
June	0	0	0	0	0	0	3294	0	0	0	0	0	0	-3294	3935	0	0	3934	0	0	0	0	7285	1	5	1	0	49	56
July	0	0	0	0	0	0	3294	0	0	0	0	0	0	-3294	3194	0	0	3198	0	0	0	0	6755	-3	4	1	0	48	54
August	0	0	0	0	0	0	3294	0	0	0	0	0	0	-3294	3310	0	0	3322	0	0	0	0	7106	-12	4	1	0	48	54
September	0	0	0	0	0	0	3294	0	0	0	0	0	0	-3294	4664	0	0	4664	0	0	0	0	7156	0	5	1	0	47	54
October	0	0	0	0	0	0	3294	0	0	0	0	0	0	-3294	7251	0	0	7251	0	0	0	0	7201	0	6	0	0	46	52
November	0	0	0	0	0	0	3294	0	0	0	0	0	0	-3294	10231	0	0	10232	0	0	0	0	7053	0	8	0	0	45	53
December	0	0	0	0	0	0	3294	0	0	0	0	0	0	-3294	12365	0	0	12101	0	0	259	0	6671	6	8	0	0	45	54
Average	0	0	0	0	0	0	3294	0	0	0	0	0	0	-3294	7969	0	0	7820	0	0	151	0	4998	-2	6	0	0	47	54
Maximum	0	0	0	0	0	0	3294	0	0	0	0	0	0	-3294	14172	0	0	12450	0	0	1722	0	10000	2968	26	6	0	69	102
Minimum	0	0	0	0	0	0	3294	0	0	0	0	0	0	-3294	2870	0	0	2905	0	0	0	0	0	-70	0	0	0	45	45
Total for the whole year TWh/year	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	28,93	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00		-28,93	70,00	0,00	0,00	68,69	0,00	0,00	1,32	0,00		-0,01	54	4	0	412	475

Own use of heat from industrial CHP: 0,00 TWh/year

ANNUAL COSTS (Million DKK)	
Total Fuel ex Ngas exchange =	0
Uranium =	0
Coal =	0
FuelOil =	0
Gasoil/Diesel=	0
Petrol/JP =	0
Gas handling =	0
Biomass =	0
Food income =	0
Waste =	0
Total Ngas Exchange costs =	0
Marginal operation costs =	0
Total Electricity exchange =	-2849
Import =	2629
Export =	-468
Bottleneck =	9
Fixed imp/ex=	-5020
Total CO2 emission costs =	0
Total variable costs =	-2849
Fixed operation costs =	0
Annual Investment costs =	0
TOTAL ANNUAL COSTS =	-2849

NATURAL GAS EXCHANGE

	DHP & Boilers MW	CHP2 CHP3 MW	PP CAES MW	Individual MW	Transport MW	Indu. Var. MW	Demand Sum MW	Biogas MW	Syngas MW	CO2Hygas MW	SynHygas MW	SynHygas MW	Storage MW	Sum MW	Import MW	Export MW
January	297	22698	73396	28917	342	38707	164356	0	0	0	0	0	0	164356	164356	0
February	134	22416	72158	27333	342	38707	161089	0	0	0	0	0	0	161089	161089	0
March	0	20076	68472	23548	342	38707	151145	0	0	0	0	0	0	151145	151145	0
April	0	15018	48123	17593	342	38707	119783	0	0	0	0	0	0	119783	119783	0
May	0	9825	45227	11532	342	38707	105632	0	0	0	0	0	0	105632	105632	0
June	0	7186	40769	8431	342	38707	95434	0	0	0	0	0	0	95434	95434	0
July	0	5841	32989	6846	342	38707	84724	0	0	0	0	0	0	84724	84724	0
August	0	6069	49165	7093	342	38707	101375	0	0	0	0	0	0	101375	101375	0
September	0	8519	53408	9995	342	38707	110970	0	0	0	0	0	0	110970	110970	0
October	0	13245	60020	15537	342	38707	127851	0	0	0	0	0	0	127851	127851	0
November	0	18689	68638	21924	342	38707	148300	0	0	0	0	0	0	148300	148300	0
December	72	22103	67345	26497	342	38707	155066	0	0	0	0	0	0	155066	155066	0
Average	42	14284	56600	17077	342	38707	127051	0	0	0	0	0	0	127051	127051	0
Maximum	478	22742	116749	30368	342	38707	205229	0	0	0	0	0	0	205229	205229	0
Minimum	0	5306	9301	6150	342	38707	59806	0	0	0	0	0	0	59806	59806	0
Total for the whole year TWh/year	0,37	125,47	497,18	150,00	3,00	340,00	1116,02	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1116,02	1116,02	0,00

RES Share: 20,3 Percent of Primary Energy 51,6 Percent of Electricity 513,7 TWh electricity from RES 13-Kasım-2020 [19:54]

Çizelge 4.1. 2030 Türkiye projeksiyonu %20 yüksek kapasite simülasyon rapor çıktısı

EK-5. 2030 Türkiye Projeksiyon Alternatif-4 %5 Hidrojen Karışımı

Input 2030TurkeyH2added.txt — **The EnergyPLAN model 14.1**

Electricity demand (TWh/year):		Flexible demand	20,00
Fixed demand	996,00	Fixed imp/exp.	20,00
Electric heating + HP	35,75	Transportation	6,00
Electric cooling	5,00	Total	1082,75

District heating (TWh/year)	Gr.1	Gr.2	Gr.3	Sum
District heating demand	0,00	0,00	70,00	70,00
Solar Thermal	0,00	0,00	0,00	0,00
Industrial CHP (CSHP)	0,00	0,00	0,00	0,00
Demand after solar and CSHP	0,00	0,00	70,00	70,00

Wind	22000	MW	58,23	TWh/year	0,00	Grid
Photo Voltaic	5000	MW	7,59	TWh/year	0,00	stabili-
Offshore Wind	0	MW	0	TWh/year	0,00	sation
River Hydro	35000	MW	86,58	TWh/year	0,00	share
Hydro Power	35000	MW	50,4	TWh/year		
Geothermal/Nuclear	8300	MW	58	TWh/year		

	Capacities MW-e	MJ/s	Efficiencies elec.	Ther	COP
Group 2:					
CHP	0	0	0,40	0,50	
Heat Pump	0	0			3,00
Boiler		0		0,90	
Group 3:					
CHP	8300	10375	0,40	0,50	
Heat Pump	0	0			3,00
Boiler		0		0,90	
Condensing	34870		0,45		

Heatstorage:	gr.2:	0 GWh	gr.3:	0 GWh
Fixed Boiler:	gr.2:	0,0 Per cent	gr.3:	0,0 Per cent

Electricity prod. from	CSHP	Waste (TWh/year)
Gr.1:	0,00	0,00
Gr.2:	0,00	0,00
Gr.3:	0,00	0,00

Regulation Strategy:	Technical regulation no. 2	
CEEP regulation	100000000	
Minimum Stabilisation share	0,30	
Stabilisation share of CHP	0,00	
Minimum CHP gr 3 load	2905	MW
Minimum PP	12204	MW
Heat Pump maximum share	0,50	
Maximum import/export	10000	MW

Distr. Name :	Hour_nordpool.txt	
Addition factor	0,00	TRY/MWh
Multiplication factor	2,00	
Dependency factor	0,00	TRY/MWh pr. MW
Average Market Price	227	TRY/MWh
Gas Storage	0	GWh
Syngas capacity	0	MW
Biogas max to grid	0	MW

Fuel Price level:

	Capacities MW-e	Storage GWh	Efficiencies elec.	Ther.
Hydro Pump:	1000	5	0,80	
Hydro Turbine:	1000		0,90	
Electrol. Gr.2:	0	0	0,80	0,10
Electrol. Gr.3:	0	0	0,80	0,10
Electrol. trans.:	2500	0	0,80	
Ely. MicroCHP:	27664	0	0,80	
CAES fuel ratio:	0,000			

(TWh/year)	Coal	Oil	Ngas	Biomass
Transport	0,00	525,00	3,00	0,00
Household	40,00	3,00	150,00	41,00
Industry	100,00	80,00	153,00	10,00
Various	140,00	35,00	170,00	3,00

Output WARNING!!: (3) PP/Import problem

	District Heating Demand: Distr. heating MW	Production: Solar MW	Waste+ CSHP MW	DHP MW	CHP MW	HP MW	ELT MW	Boiler MW	EH MW	Balance MW	Electricity Consumption: Elec. demand GW	Flex.& Transp. MW	HP MW	Elec-trolyser MW	EH MW	Hydro Pump MW	Production: Tur-bine MW	RES MW	Hy-dro MW	Geo-thermal MW	Waste+ CSHP MW	CHP MW	PP MW	Balance: Stab-Load %	Imp MW	Exp MW	CEEP MW	EEP MW	Exchange: Payment Imp Million TRY	Exp
January	17659	0	2623	0	10260	0	1683	0	0	3093	114	2957	6496	2451	2523	0	0	13684	5724	6879	0	8208	73826	292	22762	0	0	0	5363	0
February	16381	0	2694	0	10244	0	1683	0	0	1760	114	2960	6026	2451	2340	0	0	17318	6621	6376	0	8195	73510	284	17785	0	0	0	2604	0
March	12045	0	2755	0	9191	0	1683	0	0	-1585	110	2963	4431	2450	1721	0	0	18789	6586	6281	0	7353	72642	278	11907	0	0	0	2087	0
April	8756	0	2687	0	7639	0	1683	0	0	-3253	109	2958	3221	2451	1251	0	0	21100	6725	6057	0	6112	73058	273	7874	0	0	0	1351	0
May	0	0	2403	0	3631	0	1683	0	0	-7717	107	2959	0	2451	0	0	0	18406	5018	6242	0	2905	74720	278	7536	0	0	0	1506	0
June	0	0	2619	0	3631	0	1683	0	0	-7933	113	2963	0	2450	0	0	0	24356	6481	6458	0	2905	73322	264	7517	0	0	0	1376	0
July	0	0	2534	0	3631	0	1683	0	0	-7848	124	2957	0	2451	0	0	0	24050	6664	6634	0	2905	76629	267	14872	0	0	0	1770	0
August	0	0	2515	0	3631	0	1683	0	0	-7829	129	2961	0	2451	0	0	0	23555	6743	6663	0	2905	78475	269	18337	0	0	0	3107	0
September	0	0	2678	0	3631	0	1683	0	0	-7992	116	2962	0	2450	0	0	0	16652	4942	6099	0	2905	78262	284	15033	0	0	0	2710	0
October	9613	0	2702	0	7857	0	1683	0	0	-2629	101	2957	3536	2451	1373	0	0	14188	4547	6385	0	6286	71756	289	10608	0	0	0	1950	0
November	13452	0	3340	0	9558	0	1683	0	0	-1129	114	2961	4948	2450	1922	0	0	11130	4537	7440	0	7646	74847	299	22948	0	0	0	3862	0
December	17953	0	3382	0	10289	0	1683	0	0	2599	116	2960	6604	2451	2565	0	0	10707	4312	7690	0	8231	74135	300	27606	0	0	0	5165	0
Average	7969	0	2744	0	6924	0	1683	0	0	-3381	114	2960	2931	2451	1138	0	0	17825	5738	6603	0	5539	74601	282	15408	0	0	0	Average price	
Maximum	28990	0	3501	0	10375	0	1683	0	0	13591	170	3590	10664	2472	4141	0	0	60689	12153	7794	0	8300	79965	321	59040	0	0	0	(TRY/MWh)	
Minimum	0	0	1734	0	3631	0	1683	0	0	-8567	58	2305	0	2428	0	0	0	3500	2431	5416	0	2905	27108	164	0	0	0	0	244	206
TWh/year	70,00	0,00	24,10	0,00	60,82	0,00	14,78	0,00	0,00	-29,70	1001	26,00	25,75	21,53	10,00	0,00	0,00	156,58	50,40	58,00	0,00	48,65	655,30		135,35	0,00	0,00	0,00	33052	0

FUEL BALANCE (TWh/year):	DHP	CHP2	CHP3	Boiler2	Boiler3	PP	Geo/Nu.	Hydro	Waste	CAES Elc.ly.	BioCon-version	Electro-Fuel	Wind	PV and CSP	Wind off Wave	Hydro	Solar.Th.	Transp.	Industry household	Various	Total	Imp/Exp Corrected Imp/Exp	Net	CO2 emission (Mt): Total	Net
Coal	-	-	3,70	-	-	612,17	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	36,05	240,00	891,92	161,51	1053,44	305,04	360,28
Oil	-	-	2,47	-	-	19,57	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	525,00	3,00	115,00	665,04	6,51	671,55	177,17	178,90
N.Gas	-	-	111,10	-	-	813,06	-	-	-	-	-	-0,05	-	-	-	-	-	-	103,00	150,00	323,00	1500,11	128,94	1629,05	307,26	353,99
Biomass	-	-	4,37	-	-	11,42	-	-	5,40	-	78,13	-	-	-	-	-	-	-	-	41,00	13,00	153,31	3,80	157,11	0,63	0,63
Renewable	-	-	-	-	-	-	43,96	50,40	-	-	-	-	58,23	25,69	-	123,06	2,76	-	-	-	-	253,71	0,00	253,71	0,00	0,00
H2 etc.	-	-	-	-	-	0,00	-	-	-	-17,22	-	0,06	-	-	-	-	-	-	0,16	-	17,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Biofuel	-	-	0,00	-	-	-	-	-	-1,84	-	-75,00	-	-	-	-	-	-	-	76,84	-	-	0,00	0,00	0,00	0,00
Nuclear/CCS	-	-	-	-	-	-	84,92	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	84,92	0,00	84,92	0,00	0,00
Total	-	-	121,64	-	-	1456,22	128,88	50,40	3,56	-17,22	3,13	0,01	58,23	25,69	-	123,06	2,76	705,00	230,05	708,00	3549,01	300,77	3849,78	790,10	893,80

21-Mart-2021 [21:51]

Output specifications 2030TurkeyH2added.txt — **The EnergyPLAN model 14.1**

District Heating Production

	Gr.1 District heating MW	Solar MW	CSHP MW	DHP MW	Gr.2 District heating MW	Solar MW	CSHP MW	CHP MW	HP MW	ELT MW	Boiler MW	EH MW	Stor-age MW	Ba-lance MW	Gr.3 District heating MW	Solar MW	CSHP MW	CHP MW	HP MW	ELT MW	Boiler MW	EH MW	Stor-age MW	Ba-lance MW	RES specification: RES1 Wind MW	RES2 Photo MW	RES3 Offsho MW	RES 4-7 ind MW	RES Total MW
January	0	0	0	0	0	0	2623	0	0	1566	0	0	0	-4189	17659	0	0	10260	0	116	0	0	0	7282	4923	355	0	8368	13684
February	0	0	0	0	0	0	2694	0	0	1566	0	0	0	-4260	16381	0	0	10244	0	116	0	0	0	6021	6332	558	0	10222	17318
March	0	0	0	0	0	0	2755	0	0	1566	0	0	0	-4322	12045	0	0	9191	0	116	0	0	0	2737	7293	769	0	10440	18789
April	0	0	0	0	0	0	2687	0	0	1566	0	0	0	-4253	8756	0	0	7639	0	116	0	0	0	1001	7216	974	0	12193	21100
May	0	0	0	0	0	0	2403	0	0	1566	0	0	0	-3969	0	0	0	3631	0	116	0	0	0	-3748	6500	1206	0	9899	18406
June	0	0	0	0	0	0	2619	0	0	1566	0	0	0	-4186	0	0	0	3631	0	116	0	0	0	-3748	9109	1338	0	12852	24356
July	0	0	0	0	0	0	2534	0	0	1566	0	0	0	-4100	0	0	0	3631	0	116	0	0	0	-3748	9384	1363	0	12447	24050
August	0	0	0	0	0	0	2515	0	0	1566	0	0	0	-4081	0	0	0	3631	0	116	0	0	0	-3748	8999	1296	0	12440	23555
September	0	0	0	0	0	0	2678	0	0	1566	0	0	0	-4244	0	0	0	3631	0	116	0	0	0	-3748	6260	1027	0	8847	16652
October	0	0	0	0	0	0	2702	0	0	1566	0	0	0	-4269	9613	0	0	7857	0	116	0	0	0	1639	5787	672	0	7457	14188
November	0	0	0	0	0	0	3340	0	0	1566	0	0	0	-4907	13452	0	0	9558	0	116	0	0	0	3777	3780	454	0	6813	11130
December	0	0	0	0	0	0	3382	0	0	1566	0	0	0	-4948	17953	0	0	10289	0	116	0	0	0	7547	3943	350	0	6367	10707
Average	0	0	0	0	0	0	2744	0	0	1566	0	0	0	-4310	7969	0	0	6924	0	116	0	0	0	929	6629	864	0	9857	17825
Maximum	0	0	0	0	0	0	3501	0	0	1566	0	0	0	-3300	28990	0	0	10375	0	116	0	0	0	18498	22000	5000	0	30500	60689
Minimum	0	0	0	0	0	0	1734	0	0	1566	0	0	0	-5068	0	0	0	3631	0	116	0	0	0	-3748	0	0	0	3500	3500
Total for the whole year TWh/year	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	24,10	0,00	0,00	13,76	0,00	0,00		-37,86	70,00	0,00	0,00	60,82	0,00	1,02	0,00	0,00		8,16	58,23	7,59	0,00	86,58	156,58

Own use of heat from industrial CHP: 0,00 TWh/year

ANNUAL COSTS (Million TRY)	
Total Fuel ex Ngas exchange =	0
Uranium =	0
Coal =	0
FuelOil =	0
Gasoil/Diesel=	0
Petrol/JP =	0
Gas handling =	0
Biomass =	0
Food income =	0
Waste =	0
Total Ngas Exchange costs =	0
Marginal operation costs =	0
Total Electricity exchange =	28032
Import =	33052
Export =	0
Bottleneck =	0
Fixed imp/ex=	-5020
Total CO2 emission costs =	71109
Total variable costs =	99141
Fixed operation costs =	0
Annual Investment costs =	0
TOTAL ANNUAL COSTS =	99141

NATURAL GAS EXCHANGE

	DHP & Boilers MW	CHP2 CHP3 MW	PP CAES MW	Indi-vidual MW	Trans port MW	Indu. Var. MW	Demand Sum MW	Bio-gas MW	Syn-gas MW	CO2Hy gas MW	SynHy gas MW	SynHy gas MW	Stor-age MW	Sum MW	Im-port MW	Ex-port MW
January	0	18742	92721	37841	342	36771	186417	0	0	6	0	0	0	186411	186411	0
February	0	18712	92264	35103	342	36771	183192	0	0	6	0	0	0	183186	183186	0
March	0	16789	90625	25810	342	36771	170337	0	0	6	0	0	0	170331	170331	0
April	0	13955	90630	18764	342	36771	160462	0	0	6	0	0	0	160456	160456	0
May	0	6633	91480	0	342	36771	135226	0	0	6	0	0	0	135220	135220	0
June	0	6633	89485	0	342	36771	133231	0	0	6	0	0	0	133225	133225	0
July	0	6633	94205	0	342	36771	137951	0	0	6	0	0	0	137945	137945	0
August	0	6633	96839	0	342	36771	140586	0	0	6	0	0	0	140580	140580	0
September	0	6633	96537	0	342	36771	140283	0	0	6	0	0	0	140277	140277	0
October	0	14353	88858	20599	342	36771	160923	0	0	6	0	0	0	160917	160917	0
November	0	17459	93913	28825	342	36771	177310	0	0	6	0	0	0	177304	177304	0
December	0	18795	93174	38471	342	36771	187554	0	0	6	0	0	0	187548	187548	0
Average	0	12647	92562	17077	342	36771	159399	0	0	6	0	0	0	159393	159393	0
Maximum	0	18952	98967	62121	342	36771	212012	0	0	6	0	0	0	212007	212007	0
Minimum	0	6633	25825	0	342	36771	80683	0	0	6	0	0	0	80677	80677	0
Total for the whole year TWh/year	0,00	111,10	813,06	150,00	3,00	323,00	1400,16	0,00	0,00	0,05	0,00	0,00	0,00	1400,11	1400,11	0,00

RES Share: 11,5 Percent of Primary Energy 21,9 Percent of Electricity 230,5 TWh electricity from RES

21-Mart-2021 [21:51]

Çizelge 5.1. 2030 Türkiye projeksiyonu %5 hidrojen karışımı simülasyon rapor çıktısı

EK-6. 2030 Türkiye Projeksiyon Alternatif-5 %10 Hidrojen Karışımı

Input 2030TurkeyH2added.txt — **The EnergyPLAN model 14.1**

Electricity demand (TWh/year):		Flexible demand	20,00
Fixed demand	996,00	Fixed imp/exp.	20,00
Electric heating + HP	35,75	Transportation	6,00
Electric cooling	5,00	Total	1082,75

District heating (TWh/year)	Gr.1	Gr.2	Gr.3	Sum
District heating demand	0,00	0,00	70,00	70,00
Solar Thermal	0,00	0,00	0,00	0,00
Industrial CHP (CSHP)	0,00	0,00	0,00	0,00
Demand after solar and CSHP	0,00	0,00	70,00	70,00

Wind	22000	MW	58,23	TWh/year	0,00	Grid
Photo Voltaic	5000	MW	7,59	TWh/year	0,00	stabili-
Offshore Wind	0	MW	0	TWh/year	0,00	sation
River Hydro	35000	MW	86,58	TWh/year	0,00	share
Hydro Power	35000	MW	50,4	TWh/year		
Geothermal/Nuclear	8300	MW	58	TWh/year		

Group 2:	Capacities MW-e	MJ/s	Efficiencies elec.	Ther	COP
CHP	0	0	0,40	0,50	
Heat Pump	0	0			3,00
Boiler		0		0,90	
Group 3:					
CHP	8300	10375	0,40	0,50	
Heat Pump	0	0			3,00
Boiler		0		0,90	
Condensing	34870		0,45		

Heatstorage: gr.2: 0 GWh gr.3: 0 GWh
Fixed Boiler: gr.2: 0,0 Per cent gr.3: 0,0 Per cent

Electricity prod. from	CSHP	Waste (TWh/year)
Gr.1:	0,00	0,00
Gr.2:	0,00	0,00
Gr.3:	0,00	0,00

Regulation Strategy:	Technical regulation no. 2	
CEEP regulation	100000000	
Minimum Stabilisation share	0,30	
Stabilisation share of CHP	0,00	
Minimum CHP gr 3 load	2905	MW
Minimum PP	12204	MW
Heat Pump maximum share	0,50	
Maximum import/export	10000	MW

Distr. Name :	Hour_nordpool.txt	
Addition factor	0,00	TRY/MWh
Multiplication factor	2,00	
Dependency factor	0,00	TRY/MWh pr. MW
Average Market Price	227	TRY/MWh
Gas Storage	0	GWh
Syngas capacity	0	MW
Biogas max to grid	0	MW

Fuel Price level:

	Capacities MW-e	Storage GWh	Efficiencies elec.	Ther.
Hydro Pump:	1000	5	0,80	
Hydro Turbine:	1000		0,90	
Electrol. Gr.2:	0	0	0,80	0,10
Electrol. Gr.3:	0	0	0,80	0,10
Electrol. trans.:	4900	0	0,80	
Ely. MicroCHP:	55300	0	0,80	
CAES fuel ratio:	0,000			

(TWh/year)	Coal	Oil	Ngas	Biomass
Transport	0,00	525,00	3,00	0,00
Household	40,00	3,00	150,00	41,00
Industry	100,00	80,00	146,00	10,00
Various	140,00	35,00	160,00	3,00

Output WARNING!!: (3) PP/Import problem

	District Heating Demand: Distr. heating MW	Production: Solar MW	Waste+ CSHP MW	DHP MW	CHP MW	HP MW	ELT MW	Boiler MW	EH MW	Balance MW	Electricity Consumption: Elec. demand GW	Flex.& Transp. MW	HP MW	Electrolyser MW	EH MW	Hydro Pump MW	Production: Turbine MW	RES MW	Hydro MW	Geothermal MW	Waste+ CSHP MW	CHP MW	PP MW	Balance: Stab-Load %	Imp MW	Exp MW	CEEP MW	EEP MW	Exchange Payment Imp Million TRY	Exp
January	17659	0	2623	0	10253	0	3348	0	0	1435	114	2957	6496	4878	2523	0	0	13684	5724	6879	0	8203	74053	293	24968	0	0	0	5811	0
February	16381	0	2694	0	10234	0	3348	0	0	106	114	2960	6026	4878	2340	0	0	17318	6621	6376	0	8187	73857	284	19874	0	0	0	3122	0
March	12045	0	2755	0	9150	0	3348	0	0	-3209	110	2963	4431	4878	1721	0	0	18789	6586	6281	0	7320	73283	279	13726	0	0	0	2388	0
April	8756	0	2687	0	7577	0	3348	0	0	-4855	109	2958	3221	4878	1251	0	0	21100	6725	6057	0	6062	73994	274	9416	0	0	0	1613	0
May	0	0	2403	0	3631	0	3348	0	0	-9382	107	2959	0	4878	0	0	0	18406	5018	6242	0	2905	75757	279	8927	0	0	0	1786	0
June	0	0	2619	0	3631	0	3348	0	0	-9598	113	2963	0	4878	0	0	0	24356	6481	6458	0	2905	74506	265	8761	0	0	0	1586	0
July	0	0	2534	0	3631	0	3348	0	0	-9513	124	2957	0	4878	0	0	0	24050	6664	6634	0	2905	77217	268	16711	0	0	0	1981	0
August	0	0	2515	0	3631	0	3348	0	0	-9494	129	2961	0	4878	0	0	0	23555	6743	6663	0	2905	78867	270	20373	0	0	0	3440	0
September	0	0	2678	0	3631	0	3348	0	0	-9656	116	2962	0	4878	0	0	0	16652	4942	6099	0	2905	78672	285	17052	0	0	0	3069	0
October	9613	0	2702	0	7805	0	3348	0	0	-4242	101	2957	3536	4878	1373	0	0	14188	4547	6385	0	6244	72618	289	12215	0	0	0	2241	0
November	13452	0	3340	0	9527	0	3348	0	0	-2763	114	2961	4948	4878	1922	0	0	11130	4537	7440	0	7622	75003	299	25245	0	0	0	4240	0
December	17953	0	3382	0	10283	0	3348	0	0	941	116	2960	6604	4878	2565	0	0	10707	4312	7690	0	8226	74284	301	29891	0	0	0	5575	0
Average	7969	0	2744	0	6906	0	3348	0	0	-5029	114	2960	2931	4878	1138	0	0	17825	5738	6603	0	5525	75179	282	17272	0	0	0	Average price	
Maximum	28990	0	3501	0	10375	0	3348	0	0	11926	170	3590	10664	4900	4141	0	0	60689	12153	7794	0	8300	79965	321	61468	0	0	0	(TRY/MWh)	
Minimum	0	0	1734	0	3631	0	3348	0	0	-10232	58	2305	0	4856	0	0	0	3500	2431	5416	0	2905	29629	169	0	0	0	0	243	205
TWh/year	70,00	0,00	24,10	0,00	60,67	0,00	29,41	0,00	0,00	-44,17	1001	26,00	25,75	42,85	10,00	0,00	0,00	156,58	50,40	58,00	0,00	48,53	660,37		151,72	0,00	0,00	0,00	36854	0

FUEL BALANCE (TWh/year):

	DHP	CHP2	CHP3	Boiler2	Boiler3	PP	Geo/Nu.	Hydro	Waste	CAES Elc.ly.	BioCon-version	Electro-Fuel	Wind	PV and CSP	Wind off Wave	Hydro	Solar.Th.	Transp.	Industry household	Industry Various	Total	Imp/Exp Imp/Exp	Imp/Exp Net	CO2 emission (Mt): Total	CO2 emission (Mt): Net
Coal	-	-	3,69	-	-	616,11	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	36,05	240,00	895,86	181,05	1076,91	306,38	368,30
Oil	-	-	2,46	-	-	19,67	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	525,00	3,00	115,00	665,13	7,30	672,43	177,19	179,14
N.Gas	-	-	110,82	-	-	820,24	-	-	-	-	-	-0,10	-	-	-	-	-	103,00	150,00	306,00	1489,96	144,54	1634,50	305,19	355,10
Biomass	-	-	4,36	-	-	11,47	-	-	5,40	-	78,13	-	-	-	-	-	-	-	41,00	13,00	153,36	4,26	157,62	0,63	0,63
Renewable	-	-	-	-	-	-	43,96	50,40	-	-	-	-	58,23	25,69	-	123,06	2,76	-	-	-	253,71	0,00	253,71	0,00	0,00
H2 etc.	-	-	-	-	-	0,00	-	-	-	-34,28	-	0,11	-	-	-	-	-	0,16	-	34,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Biofuel	-	-	0,00	-	-	-	-	-	-1,84	-	-75,00	-	-	-	-	-	-	76,84	-	-	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Nuclear/CCS	-	-	-	-	-	-	84,92	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	84,92	0,00	84,92	0,00	0,00
Total	-	-	121,33	-	-	1467,49	128,88	50,40	3,56	-34,28	3,13	0,01	58,23	25,69	-	123,06	2,76	705,00	230,05	708,00	3542,93	337,16	3880,08	789,39	903,18

21-Mart-2021 [21:53]

Output specifications 2030TurkeyH2added.txt — **The EnergyPLAN model 14.1**

District Heating Production

	Gr.1 District heating MW	Solar MW	CSHP MW	DHP MW	Gr.2 District heating MW	Solar MW	CSHP MW	CHP MW	HP MW	ELT MW	Boiler MW	EH MW	Stor-age MW	Ba-lance MW	Gr.3 District heating MW	Solar MW	CSHP MW	CHP MW	HP MW	ELT MW	Boiler MW	EH MW	Stor-age MW	Ba-lance MW	RES specification RES1 Wind MW	RES2 Photo MW	RES3 Offsho MW	RES 4-7 ind MW	Total MW
January	0	0	0	0	0	0	2623	0	0	3115	0	0	0	-5738	17659	0	0	10253	0	233	0	0	0	7173	4923	355	0	8368	13684
February	0	0	0	0	0	0	2694	0	0	3115	0	0	0	-5809	16381	0	0	10234	0	233	0	0	0	5915	6332	558	0	10222	17318
March	0	0	0	0	0	0	2755	0	0	3115	0	0	0	-5870	12045	0	0	9150	0	233	0	0	0	2661	7293	769	0	10440	18789
April	0	0	0	0	0	0	2687	0	0	3115	0	0	0	-5802	8756	0	0	7577	0	233	0	0	0	946	7216	974	0	12193	21100
May	0	0	0	0	0	0	2403	0	0	3115	0	0	0	-5518	0	0	0	3631	0	233	0	0	0	-3864	6500	1206	0	9899	18406
June	0	0	0	0	0	0	2619	0	0	3115	0	0	0	-5734	0	0	0	3631	0	233	0	0	0	-3864	9109	1338	0	12852	24356
July	0	0	0	0	0	0	2534	0	0	3115	0	0	0	-5649	0	0	0	3631	0	233	0	0	0	-3864	9384	1363	0	12447	24050
August	0	0	0	0	0	0	2515	0	0	3115	0	0	0	-5630	0	0	0	3631	0	233	0	0	0	-3864	8999	1296	0	12440	23555
September	0	0	0	0	0	0	2678	0	0	3115	0	0	0	-5792	0	0	0	3631	0	233	0	0	0	-3864	6260	1027	0	8847	16652
October	0	0	0	0	0	0	2702	0	0	3115	0	0	0	-5817	9613	0	0	7805	0	233	0	0	0	1575	5787	672	0	7457	14188
November	0	0	0	0	0	0	3340	0	0	3115	0	0	0	-6455	13452	0	0	9527	0	233	0	0	0	3692	3780	454	0	6813	11130
December	0	0	0	0	0	0	3382	0	0	3115	0	0	0	-6496	17953	0	0	10283	0	233	0	0	0	7438	3943	350	0	6367	10707
Average	0	0	0	0	0	0	2744	0	0	3115	0	0	0	-5858	7969	0	0	6906	0	233	0	0	0	830	6629	864	0	9857	17825
Maximum	0	0	0	0	0	0	3501	0	0	3115	0	0	0	-4848	28990	0	0	10375	0	233	0	0	0	18382	22000	5000	0	30500	60689
Minimum	0	0	0	0	0	0	1734	0	0	3115	0	0	0	-6616	0	0	0	3631	0	233	0	0	0	-3864	0	0	0	3500	3500
Total for the whole year TWh/year	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	24,10	0,00	0,00	27,36	0,00	0,00		-51,46	70,00	0,00	0,00	60,67	0,00	2,05	0,00	0,00		7,29	58,23	7,59	0,00	86,58	156,58

Own use of heat from industrial CHP: 0,00 TWh/year

ANNUAL COSTS (Million TRY)

Total Fuel ex Ngas exchange =	0
Uranium =	0
Coal =	0
FuelOil =	0
Gasoil/Diesel=	0
Petrol/JP =	0
Gas handling =	0
Biomass =	0
Food income =	0
Waste =	0
Total Ngas Exchange costs =	0
Marginal operation costs =	0
Total Electricity exchange =	31834
Import =	36854
Export =	0
Bottleneck =	0
Fixed imp/ex=	-5020
Total CO2 emission costs =	71045
Total variable costs =	102879
Fixed operation costs =	0
Annual Investment costs =	0
TOTAL ANNUAL COSTS =	102879

NATURAL GAS EXCHANGE

	DHP & Boilers MW	CHP2 CHP3 MW	PP CAES MW	Indi-vidual MW	Trans port MW	Indu. Var. MW	Demand Sum MW	Bio-gas MW	Syn-gas MW	CO2Hy gas MW	SynHy gas MW	SynHy gas MW	Stor-age MW	Sum MW	Im-port MW	Ex-port MW
January	0	18730	93043	37841	342	34836	184791	0	0	11	0	0	0	184780	184780	0
February	0	18693	92756	35103	342	34836	181730	0	0	11	0	0	0	181718	181718	0
March	0	16715	91525	25810	342	34836	169228	0	0	11	0	0	0	169216	169216	0
April	0	13841	91942	18764	342	34836	159724	0	0	11	0	0	0	159713	159713	0
May	0	6633	92960	0	342	34836	134771	0	0	11	0	0	0	134760	134760	0
June	0	6633	91174	0	342	34836	132985	0	0	11	0	0	0	132973	132973	0
July	0	6633	95044	0	342	34836	136855	0	0	11	0	0	0	136844	136844	0
August	0	6633	97399	0	342	34836	139210	0	0	11	0	0	0	139198	139198	0
September	0	6633	97121	0	342	34836	138931	0	0	11	0	0	0	138920	138920	0
October	0	14257	90066	20599	342	34836	160100	0	0	11	0	0	0	160089	160089	0
November	0	17403	94123	28825	342	34836	175529	0	0	11	0	0	0	175518	175518	0
December	0	18783	93383	38471	342	34836	185816	0	0	11	0	0	0	185804	185804	0
Average	0	12616	93379	17077	342	34836	158249	0	0	11	0	0	0	158238	158238	0
Maximum	0	18952	98967	62121	342	34836	210077	0	0	11	0	0	0	210066	210066	0
Minimum	0	6633	28226	0	342	34836	80936	0	0	11	0	0	0	80925	80925	0
Total for the whole year TWh/year	0,00	110,82	820,24	150,00	3,00	306,00	1390,06	0,00	0,00	0,10	0,00	0,00	0,00	1389,96	1389,96	0,00

RES Share: 11,5 Percent of Primary Energy 21,4 Percent of Electricity 230,5 TWh electricity from RES

21-Mart-2021 [21:53]

Çizelge 6.1. 2030 Türkiye projeksiyonu %10 hidrojen karışımı simülasyon rapor çıktısı

EK-7. 2030 Türkiye Projeksiyon Alternatif-6 %20 Hidrojen Karışımı

Input 2030TurkeyH2added.txt — The EnergyPLAN model 14.1

Electricity demand (TWh/year):		Flexible demand	20,00
Fixed demand	996,00	Fixed imp/exp.	20,00
Electric heating + HP	35,75	Transportation	6,00
Electric cooling	5,00	Total	1082,75

District heating (TWh/year)	Gr.1	Gr.2	Gr.3	Sum
District heating demand	0,00	0,00	70,00	70,00
Solar Thermal	0,00	0,00	0,00	0,00
Industrial CHP (CSHP)	0,00	0,00	0,00	0,00
Demand after solar and CSHP	0,00	0,00	70,00	70,00

Wind	22000	MW	58,09	TWh/year	0,00	Grid
Photo Voltaic	5000	MW	7,59	TWh/year	0,00	stabili-
Offshore Wind	0	MW	0	TWh/year	0,00	sation
River Hydro	35000	MW	86,58	TWh/year	0,00	share
Hydro Power	35000	MW	50,4	TWh/year		
Geothermal/Nuclear	8300	MW	58	TWh/year		

Group 2:	Capacities MW-e	MJ/s	Efficiencies elec.	Ther	COP
CHP	0	0	0,40	0,50	
Heat Pump	0	0			3,00
Boiler		0		0,90	
Group 3:					
CHP	8300	10375	0,40	0,50	
Heat Pump	0	0			3,00
Boiler		0		0,90	
Condensing	34870		0,45		

Heatstorage:	gr.2:	0 GWh	gr.3:	0 GWh
Fixed Boiler:	gr.2:	0,0 Per cent	gr.3:	0,0 Per cent

Electricity prod. from	CSHP	Waste (TWh/year)
Gr.1:	0,00	0,00
Gr.2:	0,00	0,00
Gr.3:	0,00	0,00

Regulation Strategy:	Market regulation NEW	
CEEP regulation	100000000	
Minimum Stabilisation share	0,30	
Stabilisation share of CHP	0,00	
Minimum CHP gr 3 load	2905	MW
Minimum PP	12204	MW
Heat Pump maximum share	0,50	
Maximum import/export	10000	MW

Distr. Name :	Hour_nordpool.txt	
Addition factor	0,00	TRY/MWh
Multiplication factor	2,00	
Dependency factor	0,00	TRY/MWh pr. MW
Average Market Price	227	TRY/MWh
Gas Storage	0	GWh
Syngas capacity	0	MW
Biogas max to grid	0	MW

Fuel Price level:

	Capacities MW-e	Storage GWh	Efficiencies elec.	Ther.
Hydro Pump:	1000	5	0,80	
Hydro Turbine:	1000		0,90	
Electrol. Gr.2:	0	0	0,80	0,10
Electrol. Gr.3:	0	0	0,80	0,10
Electrol. trans.:	9800	0	0,80	
Ely. MicroCHP:	99999	0	0,80	
CAES fuel ratio:	0,000			

(TWh/year)	Coal	Oil	Ngas	Biomass
Transport	0,00	525,00	3,00	0,00
Household	40,00	3,00	150,00	41,00
Industry	100,00	80,00	132,00	10,00
Various	140,00	35,00	140,00	3,00

Output WARNING!!: (3) PP/Import problem

	District Heating: Demand: Distr. heating MW	Production: Solar MW	Waste+ CSHP MW	DHP MW	CHP MW	HP MW	ELT MW	Boiler MW	EH MW	Balance MW	Electricity: Consumption: Elec. demand GW	Flex.& Transp. MW	HP MW	Electrolyser MW	EH MW	Hydro Pump MW	Production: Turbine MW	RES MW	Hydro MW	Geothermal MW	Waste+ CSHP MW	CHP MW	PP MW	Balance: Stab-Load %	Imp MW	Exp MW	CEEP MW	EEP MW	Exchange: Payment Imp Million TRY	Payment Exp Million TRY
January	17659	0	2623	0	10232	0	6677	6862	100	-8834	114	2957	6496	9734	2623	77	55	13684	5724	6879	0	8185	74640	293	29620	244	0	244	1253	25
February	16381	0	2694	0	10201	0	6677	5614	100	-8905	114	2960	6026	9734	2440	127	88	17318	6621	6376	0	8161	74698	284	24412	360	0	360	994	40
March	12045	0	2755	0	9030	0	6677	2548	95	-9061	110	2985	4431	9734	1815	178	134	18786	6586	6281	0	7224	75313	280	17801	991	0	991	828	117
April	8756	0	2687	0	7399	0	6677	1015	85	-9106	109	2975	3221	9734	1336	158	114	21100	6725	6057	0	5919	76592	275	13155	1194	0	1194	704	147
May	0	0	2403	0	3631	0	6677	0	0	-12711	107	3008	0	9734	0	211	152	18403	5018	6242	0	2905	79252	281	12251	1854	0	1854	690	236
June	0	0	2619	0	3631	0	6677	0	0	-12928	113	2967	0	9734	0	166	118	24351	6481	6458	0	2905	78814	268	11695	2330	0	2330	587	207
July	0	0	2534	0	3631	0	6677	0	0	-12842	124	3057	0	9734	0	206	149	24045	6664	6634	0	2905	79328	269	20897	1280	0	1280	907	105
August	0	0	2515	0	3631	0	6677	0	0	-12823	129	2961	0	9734	0	61	45	23555	6743	6663	0	2905	79858	270	24718	465	0	465	1113	51
September	0	0	2678	0	3631	0	6677	0	0	-12986	116	2962	0	9734	0	30	21	16652	4942	6099	0	2905	79807	285	21346	565	0	565	981	64
October	9613	0	2702	0	7653	0	6677	1752	81	-9252	101	2961	3536	9734	1454	27	14	14011	4547	6385	0	6122	75778	291	15917	1609	0	1609	798	152
November	13452	0	3340	0	9436	0	6677	3496	98	-9595	114	2971	4948	9734	2019	13	9	11130	4537	7440	0	7549	75321	300	30072	106	0	106	1240	16
December	17953	0	3382	0	10262	0	6677	7126	100	-9593	116	2968	6604	9734	2665	75	57	10707	4312	7690	0	8209	74660	301	34659	147	0	147	1467	23
Average	7969	0	2744	0	6855	0	6677	2363	55	-10725	114	2978	2931	9734	1193	111	80	17809	5738	6603	0	5484	77011	283	21387	930	0	930	Average price	
Maximum	28990	0	3501	0	10375	0	6677	18049	100	-7945	170	25804	10664	9755	4241	1000	1000	60689	12153	7794	0	8300	79965	321	68819	10000	0	10000	(TRY/MWh)	
Minimum	0	0	1734	0	3631	0	6677	0	0	-13561	58	-317	0	9711	0	0	0	3500	2431	5416	0	2905	57038	194	0	0	0	0	62	145
TWh/year	70,00	0,00	24,10	0,00	60,21	0,00	58,65	20,76	0,48	-94,21	1001	26,16	25,75	85,50	10,48	0,97	0,70	156,44	50,40	58,00	0,00	48,17	676,46		187,87	8,17	0,00	8,17	11563	1183

FUEL BALANCE (TWh/year):

	DHP	CHP2	CHP3	Boiler2	Boiler3	PP	Geo/Nu.	Hydro	Waste	CAES Elc.ly.	BioCon-version	Electro-Fuel	Wind	PV and CSP	Wind off Wave	Hydro	Solar.Th.	Transp.	Industry household	Industry Various	Total	Imp/Exp Imp/Exp	Corrected Net	CO2 emission (Mt): Total	Net
Coal	-	-	3,67	-	5,77	627,19	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	36,05	240,00	912,68	214,44	1127,11	312,14	385,47
Oil	-	-	2,44	-	5,77	19,87	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	525,00	3,00	115,00	671,08	8,65	679,73	178,78	181,08
N.Gas	-	-	109,99	-	5,77	844,60	-	-	-	-	-	-0,20	-	-	-	-	-	103,00	150,00	272,00	1485,16	171,19	1656,35	304,21	359,56
Biomass	-	-	4,33	-	5,77	11,59	-	-	5,40	-	78,13	-	-	-	-	-	-	-	41,00	13,00	159,21	5,05	164,25	0,63	0,63
Renewable	-	-	-	-	-	-	43,96	50,40	-	-	-	-	58,09	25,69	-	123,06	2,76	-	-	-	253,56	0,00	253,56	0,00	0,00
H2 etc.	-	-	-	-	0,00	0,00	-	-	-	-68,39	-	0,23	-	-	-	-	-	0,16	-	68,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Biofuel	-	-	-	-	-	-	-	-	-1,84	-	-75,00	-	-	-	-	-	-	76,84	-	-	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Nuclear/CCS	-	-	-	-	-	-	84,92	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	84,92	0,00	84,92	0,00	0,00
Total	-	-	120,43	-	23,07	1503,25	128,88	50,40	3,56	-68,39	3,13	0,03	58,09	25,69	-	123,06	2,76	705,00	230,05	708,00	3566,61	399,32	3965,93	795,75	926,75

25-Mart-2021 [20:33]

Output specifications 2030TurkeyH2added.txt — The EnergyPLAN model 14.1

District Heating Production

	Gr.1: District heating MW	Solar MW	CSHP MW	DHP MW	Gr.2: District heating MW	Solar MW	CSHP MW	CHP MW	HP MW	ELT MW	Boiler MW	EH MW	Stor-age MW	Ba-lance MW	Gr.3: District heating MW	Solar MW	CSHP MW	CHP MW	HP MW	ELT MW	Boiler MW	EH MW	Stor-age MW	Ba-lance MW	RES specification: RES1 Wind MW	RES2 Photo MW	RES3 Offsho MW	RES 4-7 ind MW	Total MW
January	0	0	0	0	0	0	2623	0	0	6211	0	0	0	-8834	17659	0	0	10232	0	466	6862	100	0	0	4923	355	0	8368	13684
February	0	0	0	0	0	0	2694	0	0	6211	0	0	0	-8905	16381	0	0	10201	0	466	5614	100	0	0	6332	558	0	10222	17318
March	0	0	0	0	0	0	2755	0	0	6211	0	0	0	-8967	12045	0	0	9030	0	466	2548	95	0	-94	7290	769	0	10440	18786
April	0	0	0	0	0	0	2687	0	0	6211	0	0	0	-8898	8756	0	0	7399	0	466	1015	85	0	-208	7216	974	0	12193	21100
May	0	0	0	0	0	0	2403	0	0	6211	0	0	0	-8614	0	0	0	3631	0	466	0	0	0	-4097	6496	1206	0	9899	18403
June	0	0	0	0	0	0	2619	0	0	6211	0	0	0	-8830	0	0	0	3631	0	466	0	0	0	-4097	9105	1338	0	12852	24351
July	0	0	0	0	0	0	2534	0	0	6211	0	0	0	-8745	0	0	0	3631	0	466	0	0	0	-4097	9379	1363	0	12447	24045
August	0	0	0	0	0	0	2515	0	0	6211	0	0	0	-8726	0	0	0	3631	0	466	0	0	0	-4097	8999	1296	0	12440	23555
September	0	0	0	0	0	0	2678	0	0	6211	0	0	0	-8889	0	0	0	3631	0	466	0	0	0	-4097	6260	1027	0	8847	16652
October	0	0	0	0	0	0	2702	0	0	6211	0	0	0	-8913	9613	0	0	7653	0	466	1752	81	0	-339	5609	672	0	7457	14011
November	0	0	0	0	0	0	3340	0	0	6211	0	0	0	-9552	13452	0	0	9436	0	466	3496	98	0	-43	3780	454	0	6813	11130
December	0	0	0	0	0	0	3382	0	0	6211	0	0	0	-9593	17953	0	0	10262	0	466	7126	100	0	0	3943	350	0	6367	10707
Average	0	0	0	0	0	0	2744	0	0	6211	0	0	0	-8955	7969	0	0	6855	0	466	2363	55	0	-1770	6613	864	0	9857	17809
Maximum	0	0	0	0	0	0	3501	0	0	6211	0	0	0	-7945	28990	0	0	10375	0	466	18049	100	0	0	22000	5000	0	30500	60689
Minimum	0	0	0	0	0	0	1734	0	0	6211	0	0	0	-9713	0	0	0	3631	0	466	0	0	0	-4097	0	0	0	3500	3500
Total for the whole year TWh/year	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	24,10	0,00	0,00	54,56	0,00	0,00		-78,66	70,00	0,00	0,00	60,21	0,00	4,09	20,76	0,48		-15,55	58,09	7,59	0,00	86,58	156,44

Own use of heat from industrial CHP: 0,00 TWh/year

ANNUAL COSTS (Million TRY)	
Total Fuel ex Ngas exchange =	0
Uranium =	0
Coal =	0
FuelOil =	0
Gasoil/Diesel=	0
Petrol/JP =	0
Gas handling =	0
Biomass =	0
Food income =	0
Waste =	0
Total Ngas Exchange costs =	0
Marginal operation costs =	0
Total Electricity exchange =	-8344
Import =	11563
Export =	-1183
Bottleneck =	-16879
Fixed imp/ex=	-1845
Total CO2 emission costs =	71618
Total variable costs =	63274
Fixed operation costs =	0
Annual Investment costs =	0
TOTAL ANNUAL COSTS =	63274

NATURAL GAS EXCHANGE

	DHP & Boilers MW	CHP2 CHP3 MW	PP CAES MW	Indi-vidual MW	Trans port MW	Indu. Var. MW	Demand Sum MW	Bio-gas MW	Syn-gas MW	CO2Hy gas MW	SynHy gas MW	SynHy gas MW	Stor-age MW	Sum MW	Im-port MW	Ex-port MW
January	1906	18690	93894	37841	342	30965	183637	0	0	23	0	0	0	183614	183614	0
February	1559	18635	93949	35103	342	30965	180553	0	0	23	0	0	0	180530	180530	0
March	708	16496	94535	25810	342	30965	168855	0	0	23	0	0	0	168832	168832	0
April	282	13515	95754	18764	342	30965	159621	0	0	23	0	0	0	159599	159599	0
May	0	6633	98288	0	342	30965	136228	0	0	23	0	0	0	136205	136205	0
June	0	6633	97871	0	342	30965	135811	0	0	23	0	0	0	135788	135788	0
July	0	6633	98360	0	342	30965	136300	0	0	23	0	0	0	136278	136278	0
August	0	6633	98865	0	342	30965	136805	0	0	23	0	0	0	136782	136782	0
September	0	6633	98816	0	342	30965	136756	0	0	23	0	0	0	136734	136734	0
October	487	13979	94973	20599	342	30965	161346	0	0	23	0	0	0	161323	161323	0
November	971	17237	94542	28825	342	30965	172883	0	0	23	0	0	0	172860	172860	0
December	1979	18745	93913	38471	342	30965	184416	0	0	23	0	0	0	184393	184393	0
Average	657	12522	96152	17077	342	30965	157714	0	0	23	0	0	0	157691	157691	0
Maximum	5014	18952	98967	62121	342	30965	211220	0	0	23	0	0	0	211197	211197	0
Minimum	0	6633	75621	0	342	30965	118081	0	0	23	0	0	0	118058	118058	0
Total for the whole year TWh/year	5,77	109,99	844,60	150,00	3,00	272,00	1385,36	0,00	0,00	0,20	0,00	0,00	0,00	1385,16	1385,16	0,00

RES Share: 11,6 Percent of Primary Energy 20,8 Percent of Electricity 230,3 TWh electricity from RES

25-Mart-2021 [20:34]

Çizelge 7.1. 2030 Türkiye projeksiyonu %20 hidrojen karışımı simülasyon rapor çıktısı

EK-8. 2050 Türkiye Projeksiyon Alternatif-1 Teknik Simülasyon

Input 2050Turkey.txt — **The EnergyPLAN model 14.1**

Electricity demand (TWh/year):		Flexible demand	25,00
Fixed demand	970,19	Fixed imp/exp.	0,00
Electric heating + HP	35,75	Transportation	6,00
Electric cooling	8,00	Total	1044,94

District heating (TWh/year)	Gr.1	Gr.2	Gr.3	Sum
District heating demand	0,00	0,00	70,00	70,00
Solar Thermal	0,00	0,00	0,00	0,00
Industrial CHP (CSHP)	0,00	0,00	0,00	0,00
Demand after solar and CSHP	0,00	0,00	70,00	70,00

Wind	25000	MW	51,25	TWh/year	0,00	Grid
Photo Voltaic	10000	MW	13,44	TWh/year	0,00	stabili-
Offshore Wind	0	MW	0	TWh/year	0,00	sation
River Hydro	38000	MW	106,73	TWh/year	0,00	share
Hydro Power	38000	MW	89,59	TWh/year		
Geothermal/Nuclear	14600	MW	104,69	TWh/year		

	Capacities MW-e	MJ/s	Efficiencies elec.	Ther	COP
Group 2:					
CHP	0	0	0,40	0,50	
Heat Pump	0	0			3,00
Boiler		0		0,90	
Group 3:					
CHP	10000	12500	0,40	0,50	
Heat Pump	0	0			3,00
Boiler		0		0,90	
Condensing	40000		0,45		

Heatstorage: gr.2: 0 GWh gr.3: 0 GWh
Fixed Boiler: gr.2: 0,0 Per cent gr.3: 0,0 Per cent

Electricity prod. from	CSHP	Waste	(TWh/year)
Gr.1:	0,00	0,00	
Gr.2:	0,00	0,00	
Gr.3:	0,00	0,00	

Regulation Strategy:	Market regulation NEW	
CEEP regulation	100000000	
Minimum Stabilisation share	0,30	
Stabilisation share of CHP	0,00	
Minimum CHP gr 3 load	2905	MW
Minimum PP	12204	MW
Heat Pump maximum share	0,50	
Maximum import/export	2500	MW

Distr. Name :	Hour_nordpool.txt	
Addition factor	0,00	TRY/MWh
Multiplication factor	2,00	
Dependency factor	0,00	TRY/MWh pr. MW
Average Market Price	227	TRY/MWh
Gas Storage	0	GWh
Syngas capacity	0	MW
Biogas max to grid	0	MW

Fuel Price level: Basic

	Capacities MW-e	Storage GWh	Efficiencies elec.	Ther.
Hydro Pump:	1000	5	0,80	
Hydro Turbine:	1000		0,90	
Electrol. Gr.2:	0	0	0,80	0,10
Electrol. Gr.3:	0	0	0,80	0,10
Electrol. trans.:	0	0	0,80	
Ely. MicroCHP:	0	0	0,80	
CAES fuel ratio:	0,000			

(TWh/year)	Coal	Oil	Ngas	Biomass
Transport	0,00	535,00	5,00	0,00
Household	80,00	4,00	150,00	102,50
Industry	200,00	80,00	160,00	25,00
Various	280,00	50,00	180,00	8,00

Output WARNING!!: (1) Critical Excess; (3) PP/Import problem

	District Heating Demand: Distr. heating MW	Production: Solar MW	Waste+ CSHP MW	DHP MW	CHP MW	HP MW	ELT MW	Boiler MW	EH MW	Balance MW	Electricity Consumption: Elec. demand GW	Flex.& Transp. MW	HP MW	Elec-trolyser MW	EH MW	Hydro Pump MW	Production: Tur-bine MW	RES MW	Hy-dro MW	Geo-thermal MW	Waste+ CSHP MW	CHP MW	PP MW	Balance: Stab-Load %	Imp MW	Exp MW	CEEP MW	EEP MW	Exchange Payment Imp Million TRY	Exp
January	17659	0	4382	0	12168	0	0	5054	100	-4045	117	3527	1506	0	685	77	55	14766	10175	12540	84	9734	71897	293	5184	1550	255	1295	488	107
February	16381	0	4473	0	12024	0	0	3931	100	-4147	115	3529	1846	0	817	127	88	18741	11771	11494	81	9620	68847	283	3178	2463	807	1656	283	107
March	12045	0	4517	0	10213	0	0	1537	100	-4321	109	3566	2159	0	938	178	134	20162	11708	11269	66	8170	66552	277	1131	2887	953	1935	107	117
April	8756	0	4386	0	8102	0	0	493	99	-4323	107	3553	2628	0	1119	158	114	23893	11955	10859	55	6482	63853	267	339	3370	1184	2186	34	131
May	0	0	3952	0	3631	0	0	0	91	-7674	101	3607	3519	0	1458	211	152	21718	8921	11391	46	2905	66932	271	805	2608	610	1997	77	142
June	0	0	4261	0	3631	0	0	0	91	-7983	107	3539	3995	0	1643	166	118	28588	11523	11701	46	2905	63429	256	981	3226	1062	2164	90	105
July	0	0	4139	0	3631	0	0	0	91	-7861	119	3682	4135	0	1697	206	149	28986	11845	12100	46	2905	70492	260	3560	1663	437	1227	332	58
August	0	0	4112	0	3631	0	0	0	91	-7834	124	3530	4227	0	1733	61	45	29154	11987	12170	46	2905	74452	263	3983	1660	74	1586	381	138
September	0	0	4344	0	3631	0	0	0	91	-8066	111	3532	3736	0	1542	30	21	20425	8786	10950	46	2905	74800	278	3236	1732	73	1660	300	172
October	9613	0	4415	0	8398	0	0	1171	98	-4469	96	3533	3220	0	1349	27	14	15062	8072	11506	57	6719	65475	287	972	3537	1479	2058	93	131
November	13452	0	5367	0	10870	0	0	2224	100	-5110	113	3546	2505	0	1073	13	9	12440	8066	13252	71	8696	73024	298	5920	1619	421	1198	542	100
December	17953	0	5463	0	12185	0	0	5334	100	-5129	118	3542	1666	0	747	75	57	11663	7666	13729	84	9748	73282	301	8945	1119	177	942	844	84
Average	7969	0	4483	0	7665	0	0	1643	96	-5918	111	3557	2931	0	1234	111	80	20466	10199	11918	60	6132	69430	278	3192	2283	626	1657	Average price	
Maximum	28990	0	5657	0	12500	0	0	16033	100	-2775	174	36932	6039	0	2436	1000	1000	86290	21605	13877	91	10000	85095	322	44293	14658	12158	2500	(TRY/MWh)	
Minimum	0	0	2996	0	3631	0	0	0	91	-8928	46	-1193	0	0	100	0	0	3800	0	10122	46	2905	12204	114	0	0	0	0	127	69
TWh/year	70,00	0,00	39,38	0,00	67,33	0,00	0,00	14,44	0,84	-51,99	978	31,25	25,75	0,00	10,84	0,97	0,70	179,78	89,59	104,69	0,53	53,86	609,87		28,04	20,05	5,50	14,56	3571	1393

FUEL BALANCE (TWh/year):

	DHP	CHP2	CHP3	Boiler2	Boiler3	PP	Geo/Nu.	Hydro	Waste	CAES Elc.ly.	BioCon-version	Electro-Fuel	Wind	PV and CSP	Wind off Wave	Hydro	Solar.Th.	Transp.	household.	Industry Various	Total	Imp/Exp Imp/Exp	Corrected Net	CO2 emission (Mt): Total	Net
Coal	-	-	3,92	-	4,01	650,23	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	80,00	480,00	1218,16	11,01	1229,18	416,61	420,38
Oil	-	-	2,61	-	4,01	14,55	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	535,00	4,00	130,00	690,17	0,32	690,49	183,86	183,95
N.Gas	-	-	117,66	-	4,01	661,31	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	155,00	150,00	340,00	1427,99	6,15	1434,14	293,07	324,94
Biomass	-	-	10,46	-	4,01	29,18	-	-	14,00	-	10,61	-	-	-	-	-	-	-	102,50	33,00	203,75	0,26	204,01	1,64	1,64
Renewable	-	-	-	-	-	-	62,80	89,59	-	-	-	-	51,25	49,64	-	168,48	-	-	-	-	332,17	0,00	332,17	0,00	0,00
H2 etc.	-	-	-	-	0,00	0,00	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Biofuel	-	-	0,00	-	-	-	-	-	-5,88	-	-107,00	-	-	-	-	-	-	112,88	-	-	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Nuclear/CCS	-	-	-	-	-	-	231,60	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	231,60	0,00	231,60	0,00	0,00
Total	-	-	134,66	-	16,04	1355,27	294,40	89,59	8,12	-	-96,39	-	51,25	49,64	-	168,48	-	802,88	336,50	983,00	4103,84	17,75	4121,59	895,18	930,91

31-Ocak-2021 [22:10]

Output specifications 2050Turkey.txt — **The EnergyPLAN model 14.1**

District Heating Production

	Gr.1 District heating MW	Solar MW	CSHP MW	DHP MW	Gr.2 District heating MW	Solar MW	CSHP MW	CHP MW	HP MW	ELT MW	Boiler MW	EH MW	Stor-age MW	Ba-lance MW	Gr.3 District heating MW	Solar MW	CSHP MW	CHP MW	HP MW	ELT MW	Boiler MW	EH MW	Stor-age MW	Ba-lance MW	RES specification RES1 Wind MW	RES2 Photo MW	RES3 Offsho MW	RES 4-7 ind MW	Total MW
January	0	0	0	0	0	0	3954	0	0	0	0	0	0	-3954	17659	0	428	12168	0	0	5054	100	0	-91	4784	706	0	9200	14766
February	0	0	0	0	0	0	4056	0	0	0	0	0	0	-4056	16381	0	417	12024	0	0	3931	100	0	-91	5547	1055	0	11726	18741
March	0	0	0	0	0	0	4144	0	0	0	0	0	0	-4144	12045	0	373	10213	0	0	1537	100	0	-177	6052	1329	0	12208	20162
April	0	0	0	0	0	0	4046	0	0	0	0	0	0	-4046	8756	0	340	8102	0	0	493	99	0	-277	5537	1495	0	15425	23893
May	0	0	0	0	0	0	3640	0	0	0	0	0	0	-3640	0	0	311	3631	0	0	0	91	0	-4034	5052	1871	0	13191	21718
June	0	0	0	0	0	0	3949	0	0	0	0	0	0	-3949	0	0	311	3631	0	0	0	91	0	-4034	7133	2172	0	17172	28588
July	0	0	0	0	0	0	3827	0	0	0	0	0	0	-3827	0	0	311	3631	0	0	0	91	0	-4034	8724	2431	0	16121	28986
August	0	0	0	0	0	0	3800	0	0	0	0	0	0	-3800	0	0	311	3631	0	0	0	91	0	-4034	9044	2468	0	16004	29154
September	0	0	0	0	0	0	4032	0	0	0	0	0	0	-4032	0	0	311	3631	0	0	0	91	0	-4034	6177	2023	0	11187	20425
October	0	0	0	0	0	0	4068	0	0	0	0	0	0	-4068	9613	0	347	8398	0	0	1171	98	0	-402	4398	1195	0	8926	15062
November	0	0	0	0	0	0	4979	0	0	0	0	0	0	-4979	13452	0	388	10870	0	0	2224	100	0	-131	3714	905	0	7653	12440
December	0	0	0	0	0	0	5038	0	0	0	0	0	0	-5038	17953	0	425	12185	0	0	5334	100	0	-91	3813	699	0	7056	11663
Average	0	0	0	0	0	0	4127	0	0	0	0	0	0	-4127	7969	0	356	7665	0	0	1643	96	0	-1791	5835	1530	0	12150	20466
Maximum	0	0	0	0	0	0	5209	0	0	0	0	0	0	-2684	28990	0	448	12500	0	0	16033	100	0	-91	25000	10000	0	51400	86290
Minimum	0	0	0	0	0	0	2684	0	0	0	0	0	0	-5209	0	0	311	3631	0	0	0	91	0	-4034	0	0	0	3800	3800
Total for the whole year TWh/year	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	36,25	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00		-36,25	70,00	0,00	3,13	67,33	0,00	0,00	14,44	0,84		-15,74	51,25	13,44	0,00	106,73	179,78

Own use of heat from industrial CHP: 0,00 TWh/year

ANNUAL COSTS (Million TRY)

Total Fuel ex Ngas exchange =	0
Uranium =	0
Coal =	0
FuelOil =	0
Gasoil/Diesel=	0
Petrol/JP =	0
Gas handling =	0
Biomass =	0
Food income =	0
Waste =	0
Total Ngas Exchange costs =	0
Marginal operation costs =	0
Total Electricity exchange =	-260
Import =	3571
Export =	-1393
Bottleneck =	-2438
Fixed imp/ex=	0
Total CO2 emission costs =	179036
Total variable costs =	178776
Fixed operation costs =	0
Annual Investment costs =	0
TOTAL ANNUAL COSTS =	178776

NATURAL GAS EXCHANGE

	DHP & Boilers MW	CHP2 CHP3 MW	PP CAES MW	Indi-vidual MW	Trans port MW	Indu. Var. MW	Demand Sum MW	Bio-gas MW	Syn-gas MW	CO2Hy gas MW	SynHy gas MW	SynHy gas MW	Stor-age MW	Sum MW	Im-port MW	Ex-port MW
January	1404	21264	77687	8775	569	38707	148406	0	0	0	0	0	0	148406	148406	0
February	1092	21013	75145	10755	569	38707	147281	0	0	0	0	0	0	147281	147281	0
March	427	17848	72972	12579	569	38707	143102	0	0	0	0	0	0	143102	143102	0
April	137	14160	70375	15309	569	38707	139257	0	0	0	0	0	0	139257	139257	0
May	0	6346	73029	20499	569	38707	139150	0	0	0	0	0	0	139150	139150	0
June	0	6346	69557	23274	569	38707	138453	0	0	0	0	0	0	138453	138453	0
July	0	6346	75856	24088	569	38707	145566	0	0	0	0	0	0	145566	145566	0
August	0	6346	79666	24622	569	38707	149910	0	0	0	0	0	0	149910	149910	0
September	0	6346	80006	21761	569	38707	147390	0	0	0	0	0	0	147390	147390	0
October	325	14676	71571	18758	569	38707	144607	0	0	0	0	0	0	144607	144607	0
November	618	18997	78632	14595	569	38707	152117	0	0	0	0	0	0	152117	152117	0
December	1482	21295	78845	9708	569	38707	150605	0	0	0	0	0	0	150605	150605	0
Average	456	13395	75286	17077	569	38707	145490	0	0	0	0	0	0	145490	145490	0
Maximum	4454	21845	88031	35178	569	38707	167108	0	0	0	0	0	0	167108	167108	0
Minimum	0	6346	9403	0	569	38707	71705	0	0	0	0	0	0	71705	71705	0
Total for the whole year TWh/year	4,01	117,66	661,31	150,00	5,00	340,00	1277,99	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1277,99	1277,99	0,00

RES Share: 13,1 Percent of Primary Energy 30,2 Percent of Electricity 306,1 TWh electricity from RES

31-Ocak-2021 [22:11]

Çizelge 8.1. 2050 Türkiye projeksiyonu teknik simülasyon rapor çıktısı

EK-9. 2050 Türkiye Projeksiyon Alternatif-1 Market Simülasyonu

Input 2050Turkey.txt — **The EnergyPLAN model 14.1**

Electricity demand (TWh/year):		Flexible demand	25,00
Fixed demand	970,19	Fixed imp/exp.	0,00
Electric heating + HP	35,75	Transportation	6,00
Electric cooling	8,00	Total	1044,94

District heating (TWh/year)	Gr.1	Gr.2	Gr.3	Sum
District heating demand	0,00	0,00	70,00	70,00
Solar Thermal	0,00	0,00	0,00	0,00
Industrial CHP (CSHP)	0,00	0,00	0,00	0,00
Demand after solar and CSHP	0,00	0,00	70,00	70,00

Wind	25000	MW	66,14	TWh/year	0,00	Grid
Photo Voltaic	10000	MW	15,18	TWh/year	0,00	stabili-
Offshore Wind	0	MW	0	TWh/year	0,00	sation
River Hydro	38000	MW	106,73	TWh/year	0,00	share
Hydro Power	38000	MW	89,6	TWh/year		
Geothermal/Nuclear	14600	MW	104,69	TWh/year		

Group 2:	Capacities MW-e	MJ/s	Efficiencies elec.	Ther	COP
CHP	0	0	0,40	0,50	
Heat Pump	0	0			3,00
Boiler		0		0,90	
Group 3:					
CHP	10000	12500	0,40	0,50	
Heat Pump	0	0			3,00
Boiler		0		0,90	
Condensing	40000		0,45		

Heatstorage: gr.2: 0 GWh gr.3: 0 GWh
Fixed Boiler: gr.2: 0,0 Per cent gr.3: 0,0 Per cent

Electricity prod. from	CSHP	Waste (TWh/year)
Gr.1:	0,00	0,00
Gr.2:	0,00	0,00
Gr.3:	0,00	0,00

Regulation Strategy:	Technical regulation no. 2	
CEEP regulation	100000000	
Minimum Stabilisation share	0,30	
Stabilisation share of CHP	0,00	
Minimum CHP gr 3 load	2905	MW
Minimum PP	12204	MW
Heat Pump maximum share	0,50	
Maximum import/export	2500	MW

Distr. Name :	Hour_nordpool.txt	
Addition factor	0,00	TRY/MWh
Multiplication factor	2,00	
Dependency factor	0,00	TRY/MWh pr. MW
Average Market Price	227	TRY/MWh
Gas Storage	0	GWh
Syngas capacity	0	MW
Biogas max to grid	0	MW

Fuel Price level: Basic

	Capacities MW-e	Storage GWh	Efficiencies elec.	Ther.
Hydro Pump:	1000	5	0,80	
Hydro Turbine:	1000		0,90	
Electrol. Gr.2:	0	0	0,80	0,10
Electrol. Gr.3:	0	0	0,80	0,10
Electrol. trans.:	0	0	0,80	
Ely. MicroCHP:	0	0	0,80	
CAES fuel ratio:	0,000			

(TWh/year)	Coal	Oil	Ngas	Biomass
Transport	0,00	535,00	5,00	0,00
Household	80,00	4,00	150,00	102,50
Industry	200,00	80,00	160,00	25,00
Various	280,00	50,00	180,00	8,00

Output WARNING!!: (3) PP/Import problem

	District Heating Demand: Distr. heating MW	Production: Solar MW	Waste+ CSHP MW	DHP MW	CHP MW	HP MW	ELT MW	Boiler MW	EH MW	Ba-lance MW	Electricity Consumption: Elec. demand GW	Flex.& Transp. MW	HP MW	Elec-trolyser MW	EH MW	Hydro Pump MW	Production: Tur-bine MW	RES MW	Hy-dro MW	Geo-thermal MW	Waste+ CSHP MW	CHP MW	PP MW	Balance: Stab-Load %	Imp MW	Exp MW	CEEP MW	EEP MW	Exchange Payment Imp Million TRY	Exp
January	17659	0	4266	0	12169	0	0	0	0	1224	117	3527	1506	0	585	0	0	15580	10175	12540	46	9735	69455	290	5178	0	0	0	1363	0
February	16381	0	4367	0	12026	0	0	0	0	-12	115	3529	1846	0	717	0	0	20450	11771	11494	46	9621	64601	276	3148	0	0	0	450	0
March	12045	0	4455	0	10221	0	0	0	0	-2631	109	3535	2159	0	839	0	0	22608	11708	11269	46	8177	61169	268	1034	13	0	13	194	2
April	8756	0	4357	0	8108	0	0	0	0	-3709	107	3529	2628	0	1021	0	0	27009	11955	10859	46	6487	57273	256	283	13	0	13	45	2
May	0	0	3952	0	3631	0	0	0	0	-7583	101	3534	3519	0	1367	0	0	24593	8921	11391	46	2905	61443	260	604	17	0	17	108	4
June	0	0	4261	0	3631	0	0	0	0	-7892	107	3537	3995	0	1552	0	0	32311	11523	11701	46	2905	56400	242	945	26	0	26	190	5
July	0	0	4139	0	3631	0	0	0	0	-7770	119	3530	4135	0	1606	0	0	31221	11848	12100	46	2905	67463	252	2403	15	0	15	282	3
August	0	0	4112	0	3631	0	0	0	0	-7743	124	3530	4227	0	1641	0	0	30460	11987	12170	46	2905	71403	257	3960	0	0	0	679	0
September	0	0	4344	0	3631	0	0	0	0	-7975	111	3532	3736	0	1451	0	0	21391	8786	10950	46	2905	72024	274	3213	0	0	0	585	0
October	9613	0	4379	0	8428	0	0	0	0	-3194	96	3538	3220	0	1251	5	4	17345	8084	11506	46	6742	59599	277	944	46	0	46	173	8
November	13452	0	5290	0	10874	0	0	0	0	-2713	113	3530	2505	0	973	0	0	13023	8066	13252	46	8699	70841	296	5805	0	0	0	1004	0
December	17953	0	5349	0	12187	0	0	0	0	417	118	3529	1666	0	647	0	0	12332	7666	13729	46	9749	71462	298	8884	0	0	0	1739	0
Average	7969	0	4438	0	7669	0	0	0	0	-4138	111	3532	2931	0	1138	0	0	22359	10200	11918	46	6135	65277	271	3038	11	0	11	Average price	
Maximum	28990	0	5521	0	12500	0	0	0	0	11198	174	28004	6039	0	2345	1000	1000	93380	21605	13877	46	10000	85095	322	37154	2500	0	2500	(TRY/MWh)	
Minimum	0	0	2996	0	3631	0	0	0	0	-8837	46	-716	0	0	0	0	0	3800	4321	10122	46	2905	12204	100	0	0	0	0	255	252
TWh/year	70,00	0,00	38,99	0,00	67,37	0,00	0,00	0,00	0,00	-36,35	978	31,02	25,75	0,00	10,00	0,00	0,00	196,40	89,60	104,69	0,40	53,89	573,39		26,69	0,10	0,00	0,10	6812	24

FUEL BALANCE (TWh/year):

	DHP	CHP2	CHP3	Boiler2	Boiler3	PP	Geo/Nu.	Hydro	Waste	CAES Elc.ly.	BioCon-version	Electro-Fuel	Wind	PV and CSP	Wind off Wave	Hydro	Solar.Th.	Industry Transp.	Industry household	Industry Various	Industry Total	Imp/Exp Corrected Imp/Exp	Imp/Exp Corrected Net	CO2 emission (Mt): Total	CO2 emission (Mt): Net
Coal	-	-	3,92	-	-	660,02	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	80,00	480,00	1223,94	36,66	1260,60	418,59	431,13
Oil	-	-	2,62	-	-	16,28	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	535,00	4,00	130,00	687,89	1,08	688,97	183,25	183,54
N.Gas	-	-	117,73	-	-	572,88	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	155,00	150,00	340,00	1335,61	20,49	1356,09	274,21	309,01
Biomass	-	-	10,46	-	-	25,03	-	-	14,00	-	10,61	-	-	-	-	-	-	-	102,50	33,00	195,61	0,86	196,47	1,64	1,64
Renewable	-	-	-	-	-	-	62,80	89,60	-	-	-	-	66,14	51,38	-	168,49	-	-	-	-	348,80	0,00	348,80	0,00	0,00
H2 etc.	-	-	-	-	-	0,00	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Biofuel	-	-	0,00	-	-	-	-	-	-6,40	-	-107,00	-	-	-	-	-	-	113,40	-	-	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Nuclear/CCS	-	-	-	-	-	-	231,60	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	231,60	0,00	231,60	0,00	0,00
Total	-	-	134,73	-	-	1274,21	294,40	89,60	7,60	-	-96,39	-	66,14	51,38	-	168,49	-	803,40	336,50	983,00	4023,45	59,09	4082,54	877,69	925,32

31-Ocak-2021 [21:55]

Output specifications 2050Turkey.txt — **The EnergyPLAN model 14.1**

District Heating Production

	Gr.1 District heating MW	Solar MW	CSHP MW	DHP MW	Gr.2 District heating MW	Solar MW	CSHP MW	CHP MW	HP MW	ELT MW	Boiler MW	EH MW	Stor-age MW	Ba-lance MW	Gr.3 District heating MW	Solar MW	CSHP MW	CHP MW	HP MW	ELT MW	Boiler MW	EH MW	Stor-age MW	Ba-lance MW	RES specification RES1 Wind MW	RES2 Photo MW	RES3 Offsho MW	4-7 ind MW	RES Total MW
January	0	0	0	0	0	0	3954	0	0	0	0	0	0	-3954	17659	0	311	12169	0	0	0	0	0	5179	5595	709	0	9200	15580
February	0	0	0	0	0	0	4056	0	0	0	0	0	0	-4056	16381	0	311	12026	0	0	0	0	0	4043	7196	1116	0	11726	20450
March	0	0	0	0	0	0	4144	0	0	0	0	0	0	-4144	12045	0	311	10221	0	0	0	0	0	1512	8288	1538	0	12208	22608
April	0	0	0	0	0	0	4046	0	0	0	0	0	0	-4046	8756	0	311	8108	0	0	0	0	0	337	8200	1949	0	15425	27009
May	0	0	0	0	0	0	3640	0	0	0	0	0	0	-3640	0	0	311	3631	0	0	0	0	0	-3943	7386	2412	0	13191	24593
June	0	0	0	0	0	0	3949	0	0	0	0	0	0	-3949	0	0	311	3631	0	0	0	0	0	-3943	10351	2677	0	17172	32311
July	0	0	0	0	0	0	3827	0	0	0	0	0	0	-3827	0	0	311	3631	0	0	0	0	0	-3943	10664	2727	0	16121	31221
August	0	0	0	0	0	0	3800	0	0	0	0	0	0	-3800	0	0	311	3631	0	0	0	0	0	-3943	10226	2592	0	16004	30460
September	0	0	0	0	0	0	4032	0	0	0	0	0	0	-4032	0	0	311	3631	0	0	0	0	0	-3943	7113	2053	0	11187	21391
October	0	0	0	0	0	0	4068	0	0	0	0	0	0	-4068	9613	0	311	8428	0	0	0	0	0	874	6529	1344	0	8926	17345
November	0	0	0	0	0	0	4979	0	0	0	0	0	0	-4979	13452	0	311	10874	0	0	0	0	0	2266	4295	908	0	7653	13023
December	0	0	0	0	0	0	5038	0	0	0	0	0	0	-5038	17953	0	311	12187	0	0	0	0	0	5455	4480	701	0	7056	12332
Average	0	0	0	0	0	0	4127	0	0	0	0	0	0	-4127	7969	0	311	7669	0	0	0	0	0	-12	7529	1729	0	12150	22359
Maximum	0	0	0	0	0	0	5209	0	0	0	0	0	0	-2684	28990	0	311	12500	0	0	0	0	0	16178	25000	10000	0	51400	93380
Minimum	0	0	0	0	0	0	2684	0	0	0	0	0	0	-5209	0	0	311	3631	0	0	0	0	0	-3943	0	0	0	3800	3800
Total for the whole year TWh/year	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	36,25	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00		-36,25	70,00	0,00	2,74	67,37	0,00	0,00	0,00	0,00		-0,10	66,14	15,18	0,00	106,73	196,40

Own use of heat from industrial CHP: 0,00 TWh/year

ANNUAL COSTS (Million TRY)	
Total Fuel ex Ngas exchange =	0
Uranium =	0
Coal =	0
FuelOil =	0
Gasoil/Diesel=	0
Petrol/JP =	0
Gas handling =	0
Biomass =	0
Food income =	0
Waste =	0
Total Ngas Exchange costs =	0
Marginal operation costs =	0
Total Electricity exchange =	6788
Import =	6812
Export =	-24
Bottleneck =	0
Fixed imp/ex=	0
Total CO2 emission costs =	175538
Total variable costs =	182326
Fixed operation costs =	0
Annual Investment costs =	0
TOTAL ANNUAL COSTS =	182326

NATURAL GAS EXCHANGE

	DHP & Boilers MW	CHP2 CHP3 MW	PP CAES MW	Indi-vidual MW	Trans port MW	Indu. Var. MW	Demand Sum MW	Bio-gas MW	Syn-gas MW	CO2Hy gas MW	SynHy gas MW	SynHy gas MW	Stor-age MW	Sum MW	Im-port MW	Ex-port MW
January	0	21266	71863	8775	569	38707	141181	0	0	0	0	0	0	141181	141181	0
February	0	21017	65808	10755	569	38707	136856	0	0	0	0	0	0	136856	136856	0
March	0	17862	61037	12579	569	38707	130754	0	0	0	0	0	0	130754	130754	0
April	0	14170	55607	15309	569	38707	124363	0	0	0	0	0	0	124363	124363	0
May	0	6346	59114	20499	569	38707	125235	0	0	0	0	0	0	125235	125235	0
June	0	6346	53349	23274	569	38707	122245	0	0	0	0	0	0	122245	122245	0
July	0	6346	66567	24088	569	38707	136277	0	0	0	0	0	0	136277	136277	0
August	0	6346	71116	24622	569	38707	141360	0	0	0	0	0	0	141360	141360	0
September	0	6346	71853	21761	569	38707	139236	0	0	0	0	0	0	139236	139236	0
October	0	14728	58680	18758	569	38707	131443	0	0	0	0	0	0	131443	131443	0
November	0	19003	73091	14595	569	38707	145964	0	0	0	0	0	0	145964	145964	0
December	0	21297	74349	9708	569	38707	144630	0	0	0	0	0	0	144630	144630	0
Average	0	13403	65219	17077	569	38707	134974	0	0	0	0	0	0	134974	134974	0
Maximum	0	21845	88031	35178	569	38707	167108	0	0	0	0	0	0	167108	167108	0
Minimum	0	6346	9403	0	569	38707	70962	0	0	0	0	0	0	70962	70962	0
Total for the whole year TWh/year	0,00	117,73	572,88	150,00	5,00	340,00	1185,61	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1185,61	1185,61	0,00

RES Share: 13,5 Percent of Primary Energy 32,4 Percent of Electricity 324,2 TWh electricity from RES

31-Ocak-2021 [21:55]

Çizelge 9.1. 2050 Türkiye projeksiyonu market simülasyon rapor çıktısı

EK-10. 2050 Türkiye Projeksiyon Alternatif-2 %20 Düşük Kapasite

Input 2050Turkey.txt — **The EnergyPLAN model 14.1**

Electricity demand (TWh/year):		Flexible demand	25,00
Fixed demand	970,19	Fixed imp/exp.	0,00
Electric heating + HP	35,75	Transportation	6,00
Electric cooling	8,00	Total	1044,94

District heating (TWh/year)	Gr.1	Gr.2	Gr.3	Sum
District heating demand	0,00	0,00	70,00	70,00
Solar Thermal	0,00	0,00	0,00	0,00
Industrial CHP (CSHP)	0,00	0,00	0,00	0,00
Demand after solar and CSHP	0,00	0,00	70,00	70,00

Wind	20000	MW	52,94	TWh/year	0,00 Grid
Photo Voltaic	8000	MW	12,15	TWh/year	0,00 stabili-
Offshore Wind	0	MW	0	TWh/year	0,00 sation
River Hydro	30400	MW	85,38	TWh/year	0,00 share
Hydro Power	30400	MW	89,6	TWh/year	
Geothermal/Nuclear	11680	MW	83,75	TWh/year	

	Capacities MW-e	MJ/s	Efficiencies elec.	Ther	COP
Group 2:					
CHP	0	0	0,40	0,50	
Heat Pump	0	0			3,00
Boiler		0		0,90	
Group 3:					
CHP	8000	10000	0,40	0,50	
Heat Pump	0	0			3,00
Boiler		0		0,90	
Condensing	32000		0,45		

Heatstorage: gr.2: 0 GWh gr.3: 0 GWh
Fixed Boiler: gr.2: 0,0 Per cent gr.3: 0,0 Per cent

Electricity prod. from	CSHP	Waste	(TWh/year)
Gr.1:	0,00	0,00	
Gr.2:	0,00	0,00	
Gr.3:	0,00	0,00	

Regulation Strategy:	Technical regulation no. 2	
CEEP regulation	100000000	
Minimum Stabilisation share	0,30	
Stabilisation share of CHP	0,00	
Minimum CHP gr 3 load	2905	MW
Minimum PP	12204	MW
Heat Pump maximum share	0,50	
Maximum import/export	2500	MW

Distr. Name :	Hour_nordpool.txt	
Addition factor	0,00	TRY/MWh
Multiplication factor	2,00	
Dependency factor	0,00	TRY/MWh pr. MW
Average Market Price	227	TRY/MWh
Gas Storage	0	GWh
Syngas capacity	0	MW
Biogas max to grid	0	MW

Fuel Price level: Basic

	Capacities MW-e	Storage GWh	Efficiencies elec.	Ther.
Hydro Pump:	1000	5	0,80	
Hydro Turbine:	1000		0,90	
Electrol. Gr.2:	0	0	0,80	0,10
Electrol. Gr.3:	0	0	0,80	0,10
Electrol. trans.:	0	0	0,80	
Ely. MicroCHP:	0	0	0,80	
CAES fuel ratio:		0,000		

(TWh/year)	Coal	Oil	Ngas	Biomass
Transport	0,00	535,00	5,00	0,00
Household	80,00	4,00	150,00	102,50
Industry	200,00	80,00	160,00	25,00
Various	280,00	50,00	180,00	8,00

Output WARNING!!: (3) PP/Import problem

	District Heating Demand: Distr. heating MW	Production: Solar MW	Waste+ CSHP MW	DHP MW	CHP MW	HP MW	ELT MW	Boiler MW	EH MW	Balance MW	Electricity Consumption: Elec. demand GW	Flex.& Transp. MW	HP MW	Electrolyser MW	EH MW	Hydro Pump MW	Production: Turbine MW	RES MW	Hydro MW	Geo-thermal MW	Waste+ CSHP MW	CHP MW	PP MW	Balance: Stab-Load %	Imp MW	Exp MW	CEEP MW	EEP MW	Exchange Payment Imp Million TRY	Exp
January	17659	0	3475	0	9895	0	0	0	0	4289	117	3527	1506	0	585	0	0	12464	10175	10032	46	7916	61518	294	20558	0	0	0	4754	0
February	16381	0	3556	0	9884	0	0	0	0	2942	115	3529	1846	0	717	0	0	16360	11771	9195	46	7907	60480	284	15372	0	0	0	2397	0
March	12045	0	3626	0	8893	0	0	0	0	-475	109	3532	2159	0	839	0	0	18086	11708	9015	46	7114	59595	278	10429	0	0	0	1851	0
April	8756	0	3548	0	7407	0	0	0	0	-2199	107	3527	2628	0	1021	0	0	21607	11955	8687	46	5926	58875	269	6802	0	0	0	1151	0
May	0	0	3224	0	3631	0	0	0	0	-6855	101	3529	3519	0	1367	0	0	19674	8921	9113	46	2905	61551	272	7672	0	0	0	1470	0
June	0	0	3471	0	3631	0	0	0	0	-7102	107	3532	3995	0	1552	0	0	25849	11523	9361	46	2905	58956	257	7161	0	0	0	1295	0
July	0	0	3373	0	3631	0	0	0	0	-7005	119	3527	4135	0	1606	0	0	24977	11848	9680	46	2905	63254	263	15259	0	0	0	1749	0
August	0	0	3352	0	3631	0	0	0	0	-6983	124	3530	4227	0	1641	0	0	24368	11987	9736	46	2905	65572	266	18317	0	0	0	3090	0
September	0	0	3537	0	3631	0	0	0	0	-7169	111	3532	3736	0	1451	0	0	17113	8786	8760	46	2905	65933	281	15772	0	0	0	2844	0
October	9613	0	3565	0	7626	0	0	0	0	-1578	96	3527	3220	0	1251	0	0	13913	8084	9205	46	6101	57885	286	8989	13	0	13	1654	3
November	13452	0	4295	0	9236	0	0	0	0	-79	113	3530	2505	0	973	0	0	10419	8066	10602	46	7389	62225	299	20986	0	0	0	3564	0
December	17953	0	4342	0	9924	0	0	0	0	3688	118	3529	1666	0	647	0	0	9865	7666	10983	46	7939	61832	301	25536	0	0	0	4839	0
Average	7969	0	3613	0	6743	0	0	0	0	-2387	111	3529	2931	0	1138	0	0	17890	10200	9535	46	5394	61478	279	14418	1	0	1	Average price	
Maximum	28990	0	4479	0	10000	0	0	0	0	14694	174	9129	6039	0	2345	0	0	74704	21605	11101	46	8000	67495	322	60683	2500	0	2500	(TRY/MWh)	
Minimum	0	0	2459	0	3631	0	0	0	0	-7840	46	298	0	0	0	0	0	3040	4321	8098	46	2905	12204	118	0	0	0	0	242	254
TWh/year	70,00	0,00	31,74	0,00	59,23	0,00	0,00	0,00	0,00	-20,97	978	31,00	25,75	0,00	10,00	0,00	0,00	157,15	89,60	83,75	0,40	47,39	540,02		126,65	0,01	0,00	0,01	30659	3

FUEL BALANCE (TWh/year):	DHP	CHP2	CHP3	Boiler2	Boiler3	PP	Geo/Nu.	Hydro	Waste	CAES Elc.ly.	BioCon-version	Electro-Fuel	Wind	PV and CSP	Wind off Wave	Hydro	Solar.Th.	Transp.	Industry household	Industry Various	Total	Imp/Exp Imp/Exp	Corrected Net	CO2 emission (Mt): Total	Net
Coal	-	-	3,45	-	-	601,61	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	80,00	480,00	1165,06	174,60	1339,66	398,45	458,16
Oil	-	-	2,30	-	-	14,26	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	535,00	4,00	130,00	685,56	5,14	690,70	182,63	184,00
N.Gas	-	-	103,51	-	-	559,62	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	155,00	150,00	340,00	1308,13	97,57	1405,70	268,60	319,14
Biomass	-	-	9,20	-	-	24,56	-	-	12,00	-	10,61	-	-	-	-	-	-	-	102,50	33,00	191,87	4,11	195,98	1,40	1,40
Renewable	-	-	-	-	-	-	50,24	89,60	-	-	-	-	52,94	41,10	-	152,71	-	-	-	-	296,99	0,00	296,99	0,00	0,00
H2 etc.	-	-	-	-	-	0,00	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Biofuel	-	-	0,00	-	-	-	-	-	-4,96	-	-107,00	-	-	-	-	-	-	111,96	-	-	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Nuclear/CCS	-	-	-	-	-	-	185,28	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	185,28	0,00	185,28	0,00	0,00
Total	-	-	118,46	-	-	1200,05	235,52	89,60	7,04	-	-96,39	-	52,94	41,10	-	152,71	-	801,96	336,50	983,00	3832,90	281,41	4114,31	851,09	962,71

31-Ocak-2021 [22:55]

Output specifications 2050Turkey.txt — **The EnergyPLAN model 14.1**

District Heating Production

	Gr.1 District heating MW	Solar MW	CSHP MW	DHP MW	Gr.2 District heating MW	Solar MW	CSHP MW	CHP MW	HP MW	ELT MW	Boiler MW	EH MW	Stor-age MW	Ba-lance MW	Gr.3 District heating MW	Solar MW	CSHP MW	CHP MW	HP MW	ELT MW	Boiler MW	EH MW	Stor-age MW	Ba-lance MW	RES specification RES1 Wind MW	RES2 Photo MW	RES3 Offsho MW	4-7 ind MW	RES Total MW
January	0	0	0	0	0	0	3163	0	0	0	0	0	0	-3163	17659	0	311	9895	0	0	0	0	0	7453	4476	567	0	7360	12464
February	0	0	0	0	0	0	3245	0	0	0	0	0	0	-3245	16381	0	311	9884	0	0	0	0	0	6186	5757	893	0	9381	16360
March	0	0	0	0	0	0	3315	0	0	0	0	0	0	-3315	12045	0	311	8893	0	0	0	0	0	2840	6630	1231	0	9767	18086
April	0	0	0	0	0	0	3237	0	0	0	0	0	0	-3237	8756	0	311	7407	0	0	0	0	0	1038	6560	1559	0	12340	21607
May	0	0	0	0	0	0	2912	0	0	0	0	0	0	-2912	0	0	311	3631	0	0	0	0	0	-3943	5909	1930	0	10553	19674
June	0	0	0	0	0	0	3159	0	0	0	0	0	0	-3159	0	0	311	3631	0	0	0	0	0	-3943	8281	2141	0	13737	25849
July	0	0	0	0	0	0	3062	0	0	0	0	0	0	-3062	0	0	311	3631	0	0	0	0	0	-3943	8531	2181	0	12896	24977
August	0	0	0	0	0	0	3040	0	0	0	0	0	0	-3040	0	0	311	3631	0	0	0	0	0	-3943	8181	2074	0	12803	24368
September	0	0	0	0	0	0	3226	0	0	0	0	0	0	-3226	0	0	311	3631	0	0	0	0	0	-3943	5691	1642	0	8950	17113
October	0	0	0	0	0	0	3254	0	0	0	0	0	0	-3254	9613	0	311	7626	0	0	0	0	0	1676	5260	1075	0	7141	13913
November	0	0	0	0	0	0	3983	0	0	0	0	0	0	-3983	13452	0	311	9236	0	0	0	0	0	3904	3436	726	0	6122	10419
December	0	0	0	0	0	0	4030	0	0	0	0	0	0	-4030	17953	0	311	9924	0	0	0	0	0	7718	3584	561	0	5645	9865
Average	0	0	0	0	0	0	3301	0	0	0	0	0	0	-3301	7969	0	311	6743	0	0	0	0	0	914	6026	1383	0	9720	17890
Maximum	0	0	0	0	0	0	4167	0	0	0	0	0	0	-2147	28990	0	311	10000	0	0	0	0	0	18678	20000	8000	0	41120	74704
Minimum	0	0	0	0	0	0	2147	0	0	0	0	0	0	-4167	0	0	311	3631	0	0	0	0	0	-3943	0	0	0	3040	3040
Total for the whole year TWh/year	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	29,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00		-29,00	70,00	0,00	2,74	59,23	0,00	0,00	0,00	0,00		8,03	52,94	12,15	0,00	85,38	157,15

Own use of heat from industrial CHP: 0,00 TWh/year

ANNUAL COSTS (Million TRY)	
Total Fuel ex Ngas exchange =	0
Uranium =	0
Coal =	0
FuelOil =	0
Gasoil/Diesel=	0
Petrol/JP =	0
Gas handling =	0
Biomass =	0
Food income =	0
Waste =	0
Total Ngas Exchange costs =	0
Marginal operation costs =	0
Total Electricity exchange =	30657
Import =	30659
Export =	-3
Bottleneck =	0
Fixed imp/ex=	0
Total CO2 emission costs =	170218
Total variable costs =	200875
Fixed operation costs =	0
Annual Investment costs =	0
TOTAL ANNUAL COSTS =	200875

NATURAL GAS EXCHANGE

	DHP & Boilers MW	CHP2 CHP3 MW	PP CAES MW	Indi-vidual MW	Trans port MW	Indu. Var. MW	Demand Sum MW	Bio-gas MW	Syn-gas MW	CO2Hy gas MW	SynHy gas MW	SynHy gas MW	Stor-age MW	Sum MW	Im-port MW	Ex-port MW
January	0	17292	64921	8775	569	38707	130264	0	0	0	0	0	0	130264	130264	0
February	0	17272	63630	10755	569	38707	130933	0	0	0	0	0	0	130933	130933	0
March	0	15541	62171	12579	569	38707	129567	0	0	0	0	0	0	129567	129567	0
April	0	12945	60723	15309	569	38707	128254	0	0	0	0	0	0	128254	128254	0
May	0	6346	62640	20499	569	38707	128761	0	0	0	0	0	0	128761	128761	0
June	0	6346	59444	23274	569	38707	128340	0	0	0	0	0	0	128340	128340	0
July	0	6346	64749	24088	569	38707	134459	0	0	0	0	0	0	134459	134459	0
August	0	6346	67596	24622	569	38707	137840	0	0	0	0	0	0	137840	137840	0
September	0	6346	68043	21761	569	38707	135426	0	0	0	0	0	0	135426	135426	0
October	0	13326	59680	18758	569	38707	131041	0	0	0	0	0	0	131041	131041	0
November	0	16140	65549	14595	569	38707	135560	0	0	0	0	0	0	135560	135560	0
December	0	17343	65320	9708	569	38707	131646	0	0	0	0	0	0	131646	131646	0
Average	0	11784	63709	17077	569	38707	131845	0	0	0	0	0	0	131845	131845	0
Maximum	0	17476	69977	35178	569	38707	150116	0	0	0	0	0	0	150116	150116	0
Minimum	0	6346	9403	0	569	38707	74922	0	0	0	0	0	0	74922	74922	0
Total for the whole year TWh/year	0,00	103,51	559,62	150,00	5,00	340,00	1158,13	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1158,13	1158,13	0,00

RES Share: 12,8 Percent of Primary Energy 27,5 Percent of Electricity 277,8 TWh electricity from RES

31-Ocak-2021 [22:55]

Çizelge 10.1. 2050 Türkiye projeksiyonu %20 düşük kapasite simülasyon rapor çıktısı

EK-11. 2050 Türkiye Projeksiyon Alternatif-3 %20 Yüksek Kapasite

Input 2050Turkey.txt — The EnergyPLAN model 14.1

Electricity demand (TWh/year):		Flexible demand	25,00
Fixed demand	970,19	Fixed imp/exp.	0,00
Electric heating + HP	35,75	Transportation	6,00
Electric cooling	8,00	Total	1044,94

District heating (TWh/year)	Gr.1	Gr.2	Gr.3	Sum
District heating demand	0,00	0,00	70,00	70,00
Solar Thermal	0,00	0,00	0,00	0,00
Industrial CHP (CSHP)	0,00	0,00	0,00	0,00
Demand after solar and CSHP	0,00	0,00	70,00	70,00

Wind	30000	MW	78,68	TWh/year	0,00 Grid
Photo Voltaic	12000	MW	18,18	TWh/year	0,00 stabili-
Offshore Wind	0	MW	0	TWh/year	0,00 sation
River Hydro	45600	MW	128,08	TWh/year	0,00 share
Hydro Power	45600	MW	107,52	TWh/year	
Geothermal/Nuclear	17520	MW	125,63	TWh/year	

	Capacities MW-e	M/s	Efficiencies elec.	Ther	COP
Group 2:					
CHP	0	0	0,40	0,50	
Heat Pump	0	0			3,00
Boiler		0		0,90	
Group 3:					
CHP	12000	15000	0,40	0,50	
Heat Pump	0	0			3,00
Boiler		0		0,90	
Condensing	48000		0,45		

Heatstorage: gr.2: 0 GWh gr.3: 0 GWh
Fixed Boiler: gr.2: 0,0 Per cent gr.3: 0,0 Per cent

Electricity prod. from	CSHP	Waste	(TWh/year)
Gr.1:	0,00	0,00	
Gr.2:	0,00	0,00	
Gr.3:	0,00	0,00	

Regulation Strategy:	Technical regulation no. 2	
CEEP regulation	100000000	
Minimum Stabilisation share	0,30	
Stabilisation share of CHP	0,00	
Minimum CHP gr 3 load	2905	MW
Minimum PP	12204	MW
Heat Pump maximum share	0,50	
Maximum import/export	2500	MW

Distr. Name :	Hour_nordpool.txt	
Addition factor	0,00	TRY/MWh
Multiplication factor	2,00	
Dependency factor	0,00	TRY/MWh pr. MW
Average Market Price	227	TRY/MWh
Gas Storage	0	GWh
Syngas capacity	0	MW
Biogas max to grid	0	MW

Fuel Price level: Basic

Capacities Storage Efficiencies	MW-e	GWh	elec.	Ther.
Hydro Pump:	1000	5	0,80	
Hydro Turbine:	1000		0,90	
Electrol. Gr.2:	0	0	0,80	0,10
Electrol. Gr.3:	0	0	0,80	0,10
Electrol. trans.:	0	0	0,80	
Ely. MicroCHP:	0	0	0,80	
CAES fuel ratio:		0,000		

(TWh/year)	Coal	Oil	Ngas	Biomass
Transport	0,00	535,00	5,00	0,00
Household	80,00	4,00	150,00	102,50
Industry	200,00	80,00	160,00	25,00
Various	280,00	50,00	180,00	8,00

Output WARNING!!: (1) Critical Excess; (3) PP/Import problem

	District Heating Demand: Distr. heating MW	Production: Solar MW	Waste+ CSHP MW	DHP MW	CHP MW	HP MW	ELT MW	Boiler MW	EH MW	Balance MW	Electricity Consumption: Elec. demand GW	Flex.& Transp. MW	HP MW	Electrolyser MW	EH MW	Hydro Pump MW	Production: Turbine MW	RES GW	Hydro MW	Geothermal MW	Waste+ CSHP MW	CHP MW	PP GW	Balance: Stab-Load %	Imp MW	Exp MW	CEEP MW	EEP MW	Exchange Payment Imp Million TRY	Exp
January	17659	0	5003	0	14127	0	0	0	0	-1471	117	3527	1506	0	585	0	0	19	12210	15048	46	11302	65	282	34	1	0	1	5	0
February	16381	0	5123	0	13709	0	0	0	0	-2451	115	3529	1846	0	717	0	0	25	14125	13793	46	10967	58	266	38	4	0	4	6	1
March	12045	0	5227	0	11148	0	0	0	0	-4330	109	3545	2159	0	839	8	6	27	14050	13522	46	8918	52	256	0	41	0	41	0	9
April	8756	0	5111	0	8473	0	0	0	0	-4827	107	3553	2628	0	1021	12	8	32	14346	13031	46	6778	48	241	0	101	0	101	0	24
May	0	0	4631	0	3631	0	0	0	0	-8263	101	3552	3519	0	1367	9	7	29	10705	13670	46	2905	53	246	0	69	0	69	0	15
June	0	0	4997	0	3631	0	0	0	0	-8628	107	3575	3995	0	1552	22	16	38	13827	14041	46	2905	47	225	6	207	11	196	1	36
July	0	0	4853	0	3631	0	0	0	0	-8484	119	3548	4135	0	1606	9	7	37	14217	14521	46	2905	59	238	21	80	0	80	2	14
August	0	0	4820	0	3631	0	0	0	0	-8452	124	3531	4227	0	1641	0	0	37	14385	14604	46	2905	64	244	62	8	0	8	11	1
September	0	0	5095	0	3631	0	0	0	0	-8726	111	3532	3736	0	1451	0	0	26	10543	13140	46	2905	67	263	100	0	0	0	19	0
October	9613	0	5137	0	8975	0	0	0	0	-4499	96	3538	3220	0	1251	14	10	21	9701	13807	46	7180	53	267	0	73	0	73	0	12
November	13452	0	6214	0	12028	0	0	0	0	-4791	113	3530	2505	0	973	0	0	16	9679	15903	46	9623	69	290	207	0	0	0	37	0
December	17953	0	6284	0	14103	0	0	0	0	-2434	118	3529	1666	0	647	0	0	15	9200	16475	46	11283	72	293	417	0	0	0	89	0
Average	7969	0	5207	0	8380	0	0	0	0	-5618	111	3541	2931	0	1138	6	4	27	12240	14302	46	6704	59	259	74	49	1	48	Average price	
Maximum	28990	0	6486	0	15000	0	0	0	0	7774	174	36106	6039	0	2345	1000	1000	107	25926	16652	46	12000	103	322	11364	7044	4544	2500	(TRY/MWh)	
Minimum	0	0	3501	0	3631	0	0	0	0	-9762	46	-1137	0	0	0	0	0	5	5185	12146	46	2905	12	100	0	0	0	0	260	263
TWh/year	70,00	0,00	45,74	0,00	73,61	0,00	0,00	0,00	0,00	-49,35	978	31,10	25,75	0,00	10,00	0,05	0,04	235	107,52	125,63	0,40	58,89	517		0,65	0,43	0,01	0,42	169	112

FUEL BALANCE (TWh/year):

	DHP	CHP2	CHP3	Boiler2	Boiler3	PP	Geo/Nu.	Hydro	Waste	CAES Elc.ly.	BioCon-version	Electro-Fuel	Wind	PV and CSP	Wind off Wave	Hydro	Solar.Th.	Industry Transp.	household	Various	Total	Imp/Exp Corrected Imp/Exp	Net	CO2 emission (Mt): Total	Net
Coal	-	-	4,29	-	-	629,88	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	80,00	480,00	1194,17	0,31	1194,47	408,41	408,51
Oil	-	-	2,86	-	-	16,52	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	535,00	4,00	130,00	688,38	0,01	688,39	183,38	183,39
N.Gas	-	-	128,64	-	-	482,62	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	155,00	150,00	340,00	1256,26	0,17	1256,43	258,01	288,67
Biomass	-	-	11,43	-	-	20,91	-	-	16,00	-	10,61	-	-	-	-	-	-	-	102,50	33,00	194,45	0,01	194,46	1,87	1,87
Renewable	-	-	-	-	-	-	75,36	107,52	-	-	-	-	78,68	61,59	-	202,19	-	-	-	-	417,82	0,00	417,82	0,00	0,00
H2 etc.	-	-	-	-	-	0,00	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Biofuel	-	-	0,00	-	-	-	-	-	-8,16	-	-107,00	-	-	-	-	-	-	115,16	-	-	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Nuclear/CCS	-	-	-	-	-	-	277,92	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	277,92	0,00	277,92	0,00	0,00
Total	-	-	147,22	-	-	1149,92	353,29	107,52	7,84	-	-96,39	-	78,68	61,59	-	202,19	-	805,16	336,50	983,00	4029,00	0,49	4029,49	851,68	882,44

31-Ocak-2021 [23:12]

Output specifications 2050Turkey.txt — The EnergyPLAN model 14.1

District Heating Production

	Gr.1 District heating MW	Solar MW	CSHP MW	DHP MW	Gr.2 District heating MW	Solar MW	CSHP MW	CHP MW	HP MW	ELT MW	Boiler MW	EH MW	Stor-age MW	Ba-lance MW	Gr.3 District heating MW	Solar MW	CSHP MW	CHP MW	HP MW	ELT MW	Boiler MW	EH MW	Stor-age MW	Ba-lance MW	RES specification RES1 Wind GW	RES2 Photo GW	RES3 Offsho GW	RES 4-7 ind GW	Total GW
January	0	0	0	0	0	0	4691	0	0	0	0	0	0	-4691	17659	0	311	14127	0	0	0	0	0	3220	7	1	0	11	19
February	0	0	0	0	0	0	4811	0	0	0	0	0	0	-4811	16381	0	311	13709	0	0	0	0	0	2361	9	1	0	14	25
March	0	0	0	0	0	0	4915	0	0	0	0	0	0	-4915	12045	0	311	11148	0	0	0	0	0	585	10	2	0	15	27
April	0	0	0	0	0	0	4799	0	0	0	0	0	0	-4799	8756	0	311	8473	0	0	0	0	0	-28	10	2	0	19	32
May	0	0	0	0	0	0	4320	0	0	0	0	0	0	-4320	0	0	311	3631	0	0	0	0	0	-3943	9	3	0	16	29
June	0	0	0	0	0	0	4685	0	0	0	0	0	0	-4685	0	0	311	3631	0	0	0	0	0	-3943	12	3	0	21	38
July	0	0	0	0	0	0	4541	0	0	0	0	0	0	-4541	0	0	311	3631	0	0	0	0	0	-3943	13	3	0	19	37
August	0	0	0	0	0	0	4509	0	0	0	0	0	0	-4509	0	0	311	3631	0	0	0	0	0	-3943	12	3	0	19	37
September	0	0	0	0	0	0	4784	0	0	0	0	0	0	-4784	0	0	311	3631	0	0	0	0	0	-3943	9	2	0	13	26
October	0	0	0	0	0	0	4825	0	0	0	0	0	0	-4825	9613	0	311	8975	0	0	0	0	0	326	8	2	0	11	21
November	0	0	0	0	0	0	5903	0	0	0	0	0	0	-5903	13452	0	311	12028	0	0	0	0	0	1112	5	1	0	9	16
December	0	0	0	0	0	0	5972	0	0	0	0	0	0	-5972	17953	0	311	14103	0	0	0	0	0	3538	5	1	0	8	15
November	0	0	0	0	0	0	5903	0	0	0	0	0	0	-5903	13452	0	311	12028	0	0	0	0	0	1112	5	1	0	9	16
December	0	0	0	0	0	0	5972	0	0	0	0	0	0	-5972	17953	0	311	14103	0	0	0	0	0	3538	5	1	0	8	15
Average	0	0	0	0	0	0	4895	0	0	0	0	0	0	-4895	7969	0	311	8380	0	0	0	0	0	-723	9	2	0	15	27
Maximum	0	0	0	0	0	0	6175	0	0	0	0	0	0	-3190	28990	0	311	15000	0	0	0	0	0	13678	30	12	0	62	107
Minimum	0	0	0	0	0	0	3190	0	0	0	0	0	0	-6175	0	0	311	3631	0	0	0	0	0	-3943	0	0	0	5	5
Total for the whole year TWh/year	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	43,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00		-43,00	70,00	0,00	2,74	73,61	0,00	0,00	0,00	0,00		-6,35	79	18	0	128	235

Own use of heat from industrial CHP: 0,00 TWh/year

ANNUAL COSTS (Million TRY)	
Total Fuel ex Ngas exchange =	0
Uranium =	0
Coal =	0
FuelOil =	0
Gasoil/Diesel=	0
Petrol/JP =	0
Gas handling =	0
Biomass =	0
Food income =	0
Waste =	0
Total Ngas Exchange costs =	0
Marginal operation costs =	0
Total Electricity exchange =	58
Import =	169
Export =	-112
Bottleneck =	2
Fixed imp/ex=	0
Total CO2 emission costs =	170335
Total variable costs =	170393
Fixed operation costs =	0
Annual Investment costs =	0
TOTAL ANNUAL COSTS =	170393

NATURAL GAS EXCHANGE

	DHP & Boilers MW	CHP2 CHP3 MW	PP CAES MW	Indi-vidual MW	Trans port MW	Indu. Var. MW	Demand Sum MW	Bio-gas MW	Syn-gas MW	CO2Hy gas MW	SynHy gas MW	SynHy gas MW	Stor-age MW	Sum MW	Im-port MW	Ex-port MW
January	0	24688	64043	8775	569	38707	136782	0	0	0	0	0	0	136782	136782	0
February	0	23958	54692	10755	569	38707	128680	0	0	0	0	0	0	128680	128680	0
March	0	19482	47901	12579	569	38707	119238	0	0	0	0	0	0	119238	119238	0
April	0	14807	41933	15309	569	38707	111325	0	0	0	0	0	0	111325	111325	0
May	0	6346	47116	20499	569	38707	113237	0	0	0	0	0	0	113237	113237	0
June	0	6346	40628	23274	569	38707	109524	0	0	0	0	0	0	109524	109524	0
July	0	6346	53960	24088	569	38707	123670	0	0	0	0	0	0	123670	123670	0
August	0	6346	59453	24622	569	38707	129697	0	0	0	0	0	0	129697	129697	0
September	0	6346	62260	21761	569	38707	129643	0	0	0	0	0	0	129643	129643	0
October	0	15685	48160	18758	569	38707	121879	0	0	0	0	0	0	121879	121879	0
November	0	21021	67219	14595	569	38707	142110	0	0	0	0	0	0	142110	142110	0
December	0	24647	71682	9708	569	38707	145312	0	0	0	0	0	0	145312	145312	0
Average	0	14645	54943	17077	569	38707	125940	0	0	0	0	0	0	125940	125940	0
Maximum	0	26214	106085	35178	569	38707	177925	0	0	0	0	0	0	177925	177925	0
Minimum	0	6346	9403	0	569	38707	65933	0	0	0	0	0	0	65933	65933	0
Total for the whole year TWh/year	0,00	128,64	482,62	150,00	5,00	340,00	1106,26	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1106,26	1106,26	0,00

RES Share: 15,2 Percent of Primary Energy 38,3 Percent of Electricity 387,1 TWh electricity from RES

31-Ocak-2021 [23:12]

Çizelge 11.1. 2050 Türkiye projeksiyonu %20 yüksek kapasite simülasyon rapor çıktısı

EK-12. 2050 Türkiye Projeksiyon Alternatif-4 %5 Hidrojen Karışımı

Input 2050TurkeyH2added%5.txt — The EnergyPLAN model 14.1

Electricity demand (TWh/year):		Flexible demand	25,00
Fixed demand	970,19	Fixed imp/exp.	0,00
Electric heating + HP	35,75	Transportation	6,00
Electric cooling	8,00	Total	1044,94

District heating (TWh/year)	Gr.1	Gr.2	Gr.3	Sum
District heating demand	0,00	0,00	70,00	70,00
Solar Thermal	0,00	0,00	0,00	0,00
Industrial CHP (CSHP)	0,00	0,00	0,00	0,00
Demand after solar and CSHP	0,00	0,00	70,00	70,00

Wind	30000	MW	79,13	TWh/year	0,00	Grid
Photo Voltaic	12000	MW	18,21	TWh/year	0,00	stabili-
Offshore Wind	0	MW	0	TWh/year	0,00	sation
River Hydro	45600	MW	128,08	TWh/year	0,00	share
Hydro Power	45600	MW	107,52	TWh/year		
Geothermal/Nuclear	17520	MW	125,63	TWh/year		

	Capacities MW-e	MJ/s	Efficiencies elec.	Ther	COP
Group 2:					
CHP	0	0	0,40	0,50	
Heat Pump	0	0			3,00
Boiler		0		0,90	
Group 3:					
CHP	12000	15000	0,40	0,50	
Heat Pump	0	0			3,00
Boiler		0		0,90	
Condensing	48000		0,45		

Heatstorage:	gr.2:	0 GWh	gr.3:	0 GWh
Fixed Boiler:	gr.2:	0,0 Per cent	gr.3:	0,0 Per cent

Electricity prod. from	CSHP	Waste	(TWh/year)
Gr.1:	0,00	0,00	
Gr.2:	0,00	0,00	
Gr.3:	0,00	0,00	

Regulation Strategy:	Technical regulation no. 2	
CEEP regulation	100000000	
Minimum Stabilisation share	0,30	
Stabilisation share of CHP	0,00	
Minimum CHP gr 3 load	2905	MW
Minimum PP	12204	MW
Heat Pump maximum share	0,50	
Maximum import/export	2500	MW

Distr. Name :	Hour_nordpool.txt
Addition factor	0,00 TRY/MWh
Multiplication factor	2,00
Dependency factor	0,00 TRY/MWh pr. MW
Average Market Price	227 TRY/MWh
Gas Storage	0 GWh
Syngas capacity	0 MW
Biogas max to grid	0 MW

Fuel Price level: Basic

	Capacities MW-e	Storage GWh	Efficiencies elec.	Ther.
Hydro Pump:	1000	5	0,80	
Hydro Turbine:	1000		0,90	
Electrol. Gr.2:	0	0	0,80	0,10
Electrol. Gr.3:	0	0	0,80	0,10
Electrol. trans.:	10000	1000	0,80	
Ely. MicroCHP:	0	0	0,80	
CAES fuel ratio:	0,000			

(TWh/year)	Coal	Oil	Ngas	Biomass
Transport	0,00	535,00	5,00	0,00
Household	80,00	4,00	150,00	102,50
Industry	200,00	80,00	100,00	25,00
Various	280,00	50,00	121,00	8,00

Output WARNING!!: (3) PP/Import problem

District Heating

	Demand: Distr. heating MW	Production: Solar MW	Waste+ CSHP MW	DHP MW	CHP MW	HP MW	ELT MW	Boiler MW	EH MW	Balance MW
January	17659	0	5003	0	14091	0	116	0	0	-1551
February	16381	0	5123	0	13657	0	116	0	0	-2515
March	12045	0	5227	0	11071	0	116	0	0	-4369
April	8756	0	5111	0	8383	0	116	0	0	-4853
May	0	0	4631	0	3631	0	116	0	0	-8379
June	0	0	4997	0	3631	0	116	0	0	-8744
July	0	0	4853	0	3631	0	116	0	0	-8600
August	0	0	4820	0	3631	0	116	0	0	-8568
September	0	0	5095	0	3631	0	116	0	0	-8842
October	9613	0	5137	0	8919	0	116	0	0	-4559
November	13452	0	6214	0	11957	0	116	0	0	-4836
December	17953	0	6284	0	14067	0	116	0	0	-2514
Average	7969	0	5207	0	8345	0	116	0	0	-5699
Maximum	28990	0	6486	0	15000	0	116	0	0	7658
Minimum	0	0	3501	0	3631	0	116	0	0	-9878
TWh/year	70,00	0,00	45,74	0,00	73,31	0,00	1,02	0,00	0,00	-50,06

Electricity

	Consumption: Elec. demand GW	Flex.& Transp. MW	HP MW	Elec-trolyser MW	EH MW	Hydro Pump MW	Production: Tur-bine MW	RES GW	Hy-dro MW	Geo-thermal MW	Waste+ CSHP MW	CHP MW	PP GW	Balance: Stab-Load %	Imp MW	Exp MW	CEEP MW	EEP MW	Exchange: Payment Imp Million TRY	Exp
January	117	3527	1506	2648	585	0	0	19	12210	15048	46	11273	68	283	95	0	0	0	22	0
February	115	3529	1846	2647	717	0	0	25	14125	13793	46	10926	60	267	101	2	0	2	14	0
March	109	3544	2159	2646	839	4	3	27	14050	13522	46	8857	55	257	0	33	0	33	0	7
April	107	3547	2628	2647	1021	7	5	32	14346	13031	46	6706	50	243	0	76	0	76	0	19
May	101	3542	3519	2647	1367	7	5	29	10705	13670	46	2905	56	248	0	59	0	59	0	13
June	107	3559	3995	2646	1552	10	7	39	13827	14041	46	2905	49	227	11	170	0	170	2	30
July	119	3541	4135	2648	1606	4	3	37	14217	14521	46	2905	62	239	34	64	0	64	2	12
August	124	3530	4227	2647	1641	0	0	37	14385	14604	46	2905	67	246	100	3	0	3	17	0
September	111	3532	3736	2646	1451	0	0	26	10543	13140	46	2905	70	265	146	0	0	0	27	0
October	96	3538	3220	2648	1251	12	9	21	9701	13807	46	7135	56	269	0	67	0	67	0	11
November	113	3530	2505	2646	973	0	0	16	9679	15903	46	9566	71	291	352	0	0	0	63	0
December	118	3529	1666	2647	647	0	0	15	9200	16475	46	11254	74	294	712	0	0	0	149	0
Average	111	3538	2931	2647	1138	4	3	27	12240	14302	46	6676	61	261	129	40	0	40	Average price	
Maximum	174	34907	6039	7353	2345	1000	1000	107	25926	16652	46	12000	103	322	13900	2500	0	2500	(TRY/MWh)	
Minimum	46	-1102	0	0	0	0	0	5	5185	12146	46	2905	12	100	0	0	0	0	262	266
TWh/year	978	31,07	25,75	23,25	10,00	0,03	0,02	235	107,52	125,63	0,40	58,65	540		1,14	0,35	0,00	0,35	297	92

FUEL BALANCE (TWh/year):

	DHP	CHP2	CHP3	Boiler2	Boiler3	PP	Geo/Nu.	Hydro	Waste	CAES Elc.ly.	BioCon-version	Electro-Fuel	Wind	PV and CSP	Wind off Wave	Hydro	Solar.Th.	Transp.	Industry household	Various	Total	Imp/Exp Imp/Exp	Corrected Net	CO2 emission (Mt): Total	Net
Coal	-	-	4,27	-	-	652,26	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	80,00	480,00	1216,53	1,09	1217,62	416,05	416,43
Oil	-	-	2,85	-	-	16,97	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	535,00	4,00	130,00	688,82	0,03	688,85	183,50	183,51
N.Gas	-	-	128,11	-	-	508,41	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	155,00	150,00	221,00	1162,51	0,61	1163,12	238,88	269,62
Biomass	-	-	11,39	-	-	22,05	-	-	16,00	-	10,61	-	-	-	-	-	-	-	-	102,50	33,00	195,55	0,03	195,57	1,87	1,87
Renewable	-	-	-	-	-	-	75,36	107,52	-	-	-	-	79,13	61,64	-	202,19	-	-	-	-	-	418,32	0,00	418,32	0,00	0,00
H2 etc.	-	-	-	-	-	0,00	-	-	-	-18,60	-	-	-	-	-	-	-	-	1,60	-	17,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Biofuel	-	-	-	-	-	-	-	-	-8,16	-	-107,00	-	-	-	-	-	-	-	115,16	-	-	0,00	0,00	0,00	0,00
Nuclear/CCS	-	-	-	-	-	-	277,92	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	277,92	0,00	277,92	0,00	0,00
Total	-	-	146,61	-	-	1199,69	353,29	107,52	7,84	-18,60	-96,39	-	79,13	61,64	-	202,19	-	-	806,76	336,50	881,00	3959,65	1,75	3961,40	840,31	871,43

03-Haziran-2021 [23:18]

Output specifications 2050TurkeyH2added%5.txt — The EnergyPLAN model 14.1

District Heating Production

	Gr.1 District heating MW	Solar MW	CSHP MW	DHP MW	Gr.2 District heating MW	Solar MW	CSHP MW	CHP MW	HP MW	ELT MW	Boiler MW	EH MW	Stor-age MW	Ba-lance MW	Gr.3 District heating MW	Solar MW	CSHP MW	CHP MW	HP MW	ELT MW	Boiler MW	EH MW	Stor-age MW	Ba-lance MW	RES specification RES1 Wind GW	RES2 Photo GW	RES3 Offsho GW	RES 4-7 ind GW	Total GW
January	0	0	0	0	0	0	4691	0	0	0	0	0	0	-4691	17659	0	311	14091	0	116	0	0	0	3140	7	1	0	11	19
February	0	0	0	0	0	0	4811	0	0	0	0	0	0	-4811	16381	0	311	13657	0	116	0	0	0	2296	9	1	0	14	25
March	0	0	0	0	0	0	4915	0	0	0	0	0	0	-4915	12045	0	311	11071	0	116	0	0	0	546	10	2	0	15	27
April	0	0	0	0	0	0	4799	0	0	0	0	0	0	-4799	8756	0	311	8383	0	116	0	0	0	-54	10	2	0	19	32
May	0	0	0	0	0	0	4320	0	0	0	0	0	0	-4320	0	0	311	3631	0	116	0	0	0	-4059	9	3	0	16	29
June	0	0	0	0	0	0	4685	0	0	0	0	0	0	-4685	0	0	311	3631	0	116	0	0	0	-4059	12	3	0	21	39
July	0	0	0	0	0	0	4541	0	0	0	0	0	0	-4541	0	0	311	3631	0	116	0	0	0	-4059	13	3	0	19	37
August	0	0	0	0	0	0	4509	0	0	0	0	0	0	-4509	0	0	311	3631	0	116	0	0	0	-4059	12	3	0	19	37
September	0	0	0	0	0	0	4784	0	0	0	0	0	0	-4784	0	0	311	3631	0	116	0	0	0	-4059	9	2	0	13	26
October	0	0	0	0	0	0	4825	0	0	0	0	0	0	-4825	9613	0	311	8919	0	116	0	0	0	267	8	2	0	11	21
November	0	0	0	0	0	0	5903	0	0	0	0	0	0	-5903	13452	0	311	11957	0	116	0	0	0	1067	5	1	0	9	16
December	0	0	0	0	0	0	5972	0	0	0	0	0	0	-5972	17953	0	311	14067	0	116	0	0	0	3458	5	1	0	8	15
Average	0	0	0	0	0	0	4895	0	0	0	0	0	0	-4895	7969	0	311	8345	0	116	0	0	0	-804	9	2	0	15	27
Maximum	0	0	0	0	0	0	6175	0	0	0	0	0	0	-3190	28990	0	311	15000	0	116	0	0	0	13562	30	12	0	62	107
Minimum	0	0	0	0	0	0	3190	0	0	0	0	0	0	-6175	0	0	311	3631	0	116	0	0	0	-4059	0	0	0	5	5
Total for the whole year TWh/year	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	43,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00		-43,00	70,00	0,00	2,74	73,31	0,00	1,02	0,00	0,00		-7,06	79	18	0	128	235

Own use of heat from industrial CHP: 0,00 TWh/year

ANNUAL COSTS (Million TRY)	
Total Fuel ex Ngas exchange =	0
Uranium =	0
Coal =	0
FuelOil =	0
Gasoil/Diesel=	0
Petrol/JP =	0
Gas handling =	0
Biomass =	0
Food income =	0
Waste =	0
Total Ngas Exchange costs =	0
Marginal operation costs =	0
Total Electricity exchange =	205
Import =	297
Export =	-92
Bottleneck =	0
Fixed imp/ex=	0
Total CO2 emission costs =	168061
Total variable costs =	168266
Fixed operation costs =	0
Annual Investment costs =	0
TOTAL ANNUAL COSTS =	168266

NATURAL GAS EXCHANGE

	DHP & Boilers MW	CHP2 CHP3 MW	PP CAES MW	Indi-vidual MW	Trans port MW	Indu. Var. MW	Demand Sum MW	Bio-gas MW	Syn-gas MW	CO2Hy gas MW	SynHy gas MW	SynHy gas MW	Stor-age MW	Sum MW	Im-port MW	Ex-port MW
January	0	24625	67203	8775	569	25159	126332	0	0	0	0	0	0	126332	126332	0
February	0	23867	57744	10755	569	25159	118094	0	0	0	0	0	0	118094	118094	0
March	0	19347	50918	12579	569	25159	108573	0	0	0	0	0	0	108573	108573	0
April	0	14649	44759	15309	569	25159	100447	0	0	0	0	0	0	100447	100447	0
May	0	6346	49953	20499	569	25159	102527	0	0	0	0	0	0	102527	102527	0
June	0	6346	43124	23274	569	25159	98473	0	0	0	0	0	0	98473	98473	0
July	0	6346	56802	24088	569	25159	112964	0	0	0	0	0	0	112964	112964	0
August	0	6346	62480	24622	569	25159	119176	0	0	0	0	0	0	119176	119176	0
September	0	6346	65347	21761	569	25159	119183	0	0	0	0	0	0	119183	119183	0
October	0	15586	51061	18758	569	25159	111134	0	0	0	0	0	0	111134	111134	0
November	0	20896	70317	14595	569	25159	131537	0	0	0	0	0	0	131537	131537	0
December	0	24584	74569	9708	569	25159	134589	0	0	0	0	0	0	134589	134589	0
Average	0	14584	57879	17077	569	25159	115268	0	0	0	0	0	0	115268	115268	0
Maximum	0	26214	106085	35178	569	25159	166318	0	0	0	0	0	0	166318	166318	0
Minimum	0	6346	9403	0	569	25159	53108	0	0	0	0	0	0	53108	53108	0
Total for the whole year TWh/year	0,00	128,11	508,41	150,00	5,00	221,00	1012,51	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1012,51	1012,51	0,00

RES Share: 15,5 Percent of Primary Energy 37,5 Percent of Electricity 387,7 TWh electricity from RES

03-Haziran-2021 [23:18]

Çizelge 12.1. 2050 Türkiye projeksiyonu %5 hidrojen karışımı simülasyon rapor çıktısı

EK-13. 2050 Türkiye Projeksiyon Alternatif-5 %10 Hidrojen Karışımı

Input 2050TurkeyH2added%10.txt — The EnergyPLAN model 14.1

Electricity demand (TWh/year):		Flexible demand	25,00
Fixed demand	970,19	Fixed imp/exp.	0,00
Electric heating + HP	35,75	Transportation	6,00
Electric cooling	8,00	Total	1044,94

District heating (TWh/year)	Gr.1	Gr.2	Gr.3	Sum
District heating demand	0,00	0,00	70,00	70,00
Solar Thermal	0,00	0,00	0,00	0,00
Industrial CHP (CSHP)	0,00	0,00	0,00	0,00
Demand after solar and CSHP	0,00	0,00	70,00	70,00

Wind	30000	MW	79,02	TWh/year	0,00	Grid
Photo Voltaic	12000	MW	18,2	TWh/year	0,00	stabili-
Offshore Wind	0	MW	0	TWh/year	0,00	sation
River Hydro	45600	MW	128,08	TWh/year	0,00	share
Hydro Power	45600	MW	107,52	TWh/year		
Geothermal/Nuclear	17520	MW	125,63	TWh/year		

Group:	Capacities MW-e	MJ/s	Efficiencies elec.	Ther	COP
CHP	0	0	0,40	0,50	
Heat Pump	0	0			3,00
Boiler		0		0,90	
Group 3:					
CHP	12000	15000	0,40	0,50	
Heat Pump	0	0			3,00
Boiler		0		0,90	
Condensing	48000		0,45		

Heatstorage: gr.2: 0 GWh gr.3: 0 GWh
Fixed Boiler: gr.2: 0,0 Per cent gr.3: 0,0 Per cent

Electricity prod. from	CSHP	Waste	(TWh/year)
Gr.1:	0,00	0,00	
Gr.2:	0,00	0,00	
Gr.3:	0,00	0,00	

Regulation Strategy:	Technical regulation no. 2	
CEEP regulation	100000000	
Minimum Stabilisation share	0,30	
Stabilisation share of CHP	0,00	
Minimum CHP gr 3 load	2905	MW
Minimum PP	12204	MW
Heat Pump maximum share	0,50	
Maximum import/export	2500	MW

Distr. Name :	Hour_nordpool.txt	
Addition factor	0,00	TRY/MWh
Multiplication factor	2,00	
Dependency factor	0,00	TRY/MWh pr. MW
Average Market Price	227	TRY/MWh
Gas Storage	0	GWh
Syngas capacity	0	MW
Biogas max to grid	0	MW

Fuel Price level: Basic

	Capacities MW-e	Storage GWh	Efficiencies elec.	Ther.
Hydro Pump:	1000	5	0,80	
Hydro Turbine:	1000		0,90	
Electrol. Gr.2:	0	0	0,80	0,10
Electrol. Gr.3:	0	0	0,80	0,10
Electrol. trans.:	10000	1000	0,80	
Ely. MicroCHP:	0	0	0,80	
CAES fuel ratio:	0,000			

(TWh/year)	Coal	Oil	Ngas	Biomass
Transport	0,00	535,00	5,00	0,00
Household	80,00	4,00	150,00	102,50
Industry	200,00	80,00	160,00	25,00
Various	280,00	50,00	146,00	8,00

Output WARNING!!: (3) PP/Import problem

District Heating

	Demand: Distr. heating MW	Production: Solar MW	Waste+ CSHP MW	DHP MW	CHP MW	HP MW	ELT MW	Boiler MW	EH MW	Balance MW
January	17659	0	5003	0	14054	0	232	0	0	-1630
February	16381	0	5123	0	13605	0	232	0	0	-2579
March	12045	0	5227	0	10992	0	232	0	0	-4406
April	8756	0	5111	0	8293	0	232	0	0	-4880
May	0	0	4631	0	3631	0	232	0	0	-8495
June	0	0	4997	0	3631	0	232	0	0	-8860
July	0	0	4853	0	3631	0	232	0	0	-8716
August	0	0	4820	0	3631	0	232	0	0	-8684
September	0	0	5095	0	3631	0	232	0	0	-8959
October	9613	0	5137	0	8852	0	232	0	0	-4608
November	13452	0	6214	0	11885	0	232	0	0	-4880
December	17953	0	6284	0	14030	0	232	0	0	-2593
Average	7969	0	5207	0	8309	0	232	0	0	-5779
Maximum	28990	0	6486	0	15000	0	232	0	0	7542
Minimum	0	0	3501	0	3631	0	232	0	0	-9994
TWh/year	70,00	0,00	45,74	0,00	72,99	0,00	2,04	0,00	0,00	-50,77

Electricity

	Consumption: Elec. demand GW	Flex.& Transp. MW	HP MW	Elec-trolyser MW	EH MW	Hydro Pump MW	Production: Tur-bine MW	RES GW	Hy-dro MW	Geo-thermal MW	Waste+ CSHP MW	CHP MW	PP GW	Balance: Stab-Load %	Imp MW	Exp MW	CEEP MW	EEP MW	Exchange Payment Imp	Exp
January	117	3527	1506	5067	585	0	0	19	12210	15048	46	11243	70	284	220	0	0	0	50	0
February	115	3529	1846	5066	717	0	0	25	14125	13793	46	10884	63	269	196	0	0	0	27	0
March	109	3544	2159	5065	839	5	4	27	14050	13522	46	8793	58	259	0	27	0	27	0	6
April	107	3548	2628	5067	1021	6	4	32	14346	13031	46	6635	53	245	0	55	0	55	0	13
May	101	3544	3519	5066	1367	5	4	29	10705	13670	46	2905	58	250	0	50	0	50	0	11
June	107	3563	3995	5065	1552	14	10	39	13827	14041	46	2905	52	229	24	129	0	129	4	23
July	119	3544	4135	5067	1606	5	4	37	14217	14521	46	2905	64	241	49	49	0	49	3	9
August	124	3530	4227	5066	1641	0	0	37	14385	14604	46	2905	69	247	166	3	0	3	29	0
September	111	3532	3736	5065	1451	0	0	26	10543	13140	46	2905	72	266	210	0	0	0	39	0
October	96	3538	3220	5067	1251	12	9	21	9701	13807	46	7081	58	270	6	60	0	60	1	10
November	113	3530	2505	5066	973	0	0	16	9679	15903	46	9508	73	292	551	0	0	0	98	0
December	118	3529	1666	5066	647	0	0	15	9200	16475	46	11224	76	295	1133	0	0	0	234	0
Average	111	3538	2931	5066	1138	4	3	27	12240	14302	46	6647	64	262	213	31	0	31	Average price	
Maximum	174	36498	6039	5282	2345	1000	1000	107	25926	16652	46	12000	103	322	16319	2500	0	2500	(TRY/MWh)	
Minimum	46	-1001	0	4837	0	0	0	5	5185	12146	46	2905	12	100	0	0	0	0	259	265
TWh/year	978	31,08	25,75	44,50	10,00	0,04	0,03	235	107,52	125,63	0,40	58,39	561		1,87	0,27	0,00	0,27	486	72

FUEL BALANCE (TWh/year):

	DHP	CHP2	CHP3	Boiler2	Boiler3	PP	Geo/Nu.	Hydro	Waste	CAES Elc.ly.	BioCon-version	Electro-Fuel	Wind	PV and CSP	Wind off Wave	Hydro	Solar.Th.	Transp.	Industry household	Various	Total	Imp/Exp Corrected Imp/Exp	Net	CO2 emission (Mt): Total	Net
Coal	-	-	4,25	-	-	672,96	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	80,00	480,00	1237,21	2,21	1239,42	423,13	423,88
Oil	-	-	2,83	-	-	17,39	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	535,00	4,00	130,00	689,22	0,06	689,29	183,61	183,63
N.Gas	-	-	127,55	-	-	532,48	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	155,00	150,00	306,00	1271,03	1,23	1272,26	261,03	291,90
Biomass	-	-	11,34	-	-	23,12	-	-	16,00	-	10,61	-	-	-	-	-	-	-	102,50	33,00	196,57	0,05	196,62	1,87	1,87
Renewable	-	-	-	-	-	-	75,36	107,52	-	-	-	-	79,02	61,63	-	202,19	-	-	-	-	418,20	0,00	418,20	0,00	0,00
H2 etc.	-	-	-	-	-	0,00	-	-	-	-35,60	-	-	-	-	-	-	-	1,60	-	34,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Biofuel	-	-	0,00	-	-	-	-	-	-8,16	-	-107,00	-	-	-	-	-	-	115,16	-	-	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Nuclear/CCS	-	-	-	-	-	-	277,92	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	277,92	0,00	277,92	0,00	0,00
Total	-	-	145,98	-	-	1245,94	353,29	107,52	7,84	-35,60	-96,39	-	79,02	61,63	-	202,19	-	806,76	336,50	983,00	4090,15	3,56	4093,71	869,64	901,28

03-Haziran-2021 [23:11]

Output specifications 2050TurkeyH2added%10.txt — The EnergyPLAN model 14.1

District Heating Production

	Gr.1: District heating MW	Solar MW	CSHP MW	DHP MW	Gr.2: District heating MW	Solar MW	CSHP MW	CHP MW	HP MW	ELT MW	Boiler MW	EH MW	Stor-age MW	Ba-lance MW	Gr.3: District heating MW	Solar MW	CSHP MW	CHP MW	HP MW	ELT MW	Boiler MW	EH MW	Stor-age MW	Ba-lance MW	RES specification: RES1 Wind GW	RES2 Photo GW	RES3 Offsho GW	RES 4-7 ind GW	Total GW
January	0	0	0	0	0	0	4691	0	0	0	0	0	0	-4691	17659	0	311	14054	0	232	0	0	0	3061	7	1	0	11	19
February	0	0	0	0	0	0	4811	0	0	0	0	0	0	-4811	16381	0	311	13605	0	232	0	0	0	2233	9	1	0	14	25
March	0	0	0	0	0	0	4915	0	0	0	0	0	0	-4915	12045	0	311	10992	0	232	0	0	0	509	10	2	0	15	27
April	0	0	0	0	0	0	4799	0	0	0	0	0	0	-4799	8756	0	311	8293	0	232	0	0	0	-81	10	2	0	19	32
May	0	0	0	0	0	0	4320	0	0	0	0	0	0	-4320	0	0	311	3631	0	232	0	0	0	-4175	9	3	0	16	29
June	0	0	0	0	0	0	4685	0	0	0	0	0	0	-4685	0	0	311	3631	0	232	0	0	0	-4175	12	3	0	21	39
July	0	0	0	0	0	0	4541	0	0	0	0	0	0	-4541	0	0	311	3631	0	232	0	0	0	-4175	13	3	0	19	37
August	0	0	0	0	0	0	4509	0	0	0	0	0	0	-4509	0	0	311	3631	0	232	0	0	0	-4175	12	3	0	19	37
September	0	0	0	0	0	0	4784	0	0	0	0	0	0	-4784	0	0	311	3631	0	232	0	0	0	-4175	9	2	0	13	26
October	0	0	0	0	0	0	4825	0	0	0	0	0	0	-4825	9613	0	311	8852	0	232	0	0	0	218	8	2	0	11	21
November	0	0	0	0	0	0	5903	0	0	0	0	0	0	-5903	13452	0	311	11885	0	232	0	0	0	1023	5	1	0	9	16
December	0	0	0	0	0	0	5972	0	0	0	0	0	0	-5972	17953	0	311	14030	0	232	0	0	0	3380	5	1	0	8	15
Average	0	0	0	0	0	0	4895	0	0	0	0	0	0	-4895	7969	0	311	8309	0	232	0	0	0	-884	9	2	0	15	27
Maximum	0	0	0	0	0	0	6175	0	0	0	0	0	0	-3190	28990	0	311	15000	0	232	0	0	0	13446	30	12	0	62	107
Minimum	0	0	0	0	0	0	3190	0	0	0	0	0	0	-6175	0	0	311	3631	0	232	0	0	0	-4175	0	0	0	5	5
Total for the whole year TWh/year	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	43,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00		-43,00	70,00	0,00	2,74	72,99	0,00	2,04	0,00	0,00		-7,77	79	18	0	128	235

Own use of heat from industrial CHP: 0,00 TWh/year

ANNUAL COSTS (Million TRY)	
Total Fuel ex Ngas exchange =	0
Uranium =	0
Coal =	0
FuelOil =	0
Gasoil/Diesel=	0
Petrol/JP =	0
Gas handling =	0
Biomass =	0
Food income =	0
Waste =	0
Total Ngas Exchange costs =	0
Marginal operation costs =	0
Total Electricity exchange =	413
Import =	486
Export =	-72
Bottleneck =	0
Fixed imp/ex=	0
Total CO2 emission costs =	173927
Total variable costs =	174341
Fixed operation costs =	0
Annual Investment costs =	0
TOTAL ANNUAL COSTS =	174341

NATURAL GAS EXCHANGE

	DHP & Boilers MW	CHP2 CHP3 MW	PP CAES MW	Indi-vidual MW	Trans port MW	Indu. Var. MW	Demand Sum MW	Bio-gas MW	Syn-gas MW	CO2Hy gas MW	SynHy gas MW	SynHy gas MW	Stor-age MW	Sum MW	Im-port MW	Ex-port MW
January	0	24561	70018	8775	569	34836	138759	0	0	0	0	0	0	138759	138759	0
February	0	23776	60532	10755	569	34836	130468	0	0	0	0	0	0	130468	130468	0
March	0	19209	53802	12579	569	34836	120995	0	0	0	0	0	0	120995	120995	0
April	0	14493	47508	15309	569	34836	112716	0	0	0	0	0	0	112716	112716	0
May	0	6346	52673	20499	569	34836	114923	0	0	0	0	0	0	114923	114923	0
June	0	6346	45675	23274	569	34836	110700	0	0	0	0	0	0	110700	110700	0
July	0	6346	59511	24088	569	34836	125350	0	0	0	0	0	0	125350	125350	0
August	0	6346	65254	24622	569	34836	131627	0	0	0	0	0	0	131627	131627	0
September	0	6346	68171	21761	569	34836	131683	0	0	0	0	0	0	131683	131683	0
October	0	15469	53900	18758	569	34836	123533	0	0	0	0	0	0	123533	123533	0
November	0	20770	73080	14595	569	34836	143850	0	0	0	0	0	0	143850	143850	0
December	0	24518	77038	9708	569	34836	146669	0	0	0	0	0	0	146669	146669	0
Average	0	14521	60619	17077	569	34836	127622	0	0	0	0	0	0	127622	127622	0
Maximum	0	26214	106085	35178	569	34836	176214	0	0	0	0	0	0	176214	176214	0
Minimum	0	6346	9403	0	569	34836	62784	0	0	0	0	0	0	62784	62784	0
Total for the whole year TWh/year	0,00	127,55	532,48	150,00	5,00	306,00	1121,03	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1121,03	1121,03	0,00

RES Share: 15,0 Percent of Primary Energy 36,7 Percent of Electricity 387,7 TWh electricity from RES

03-Haziran-2021 [23:11]

Çizelge 13.1. 2050 Türkiye projeksiyonu %10 hidrojen karışımı simülasyon rapor çıktısı

EK-14. 2050 Türkiye Projeksiyon Alternatif-6 %20 Hidrojen Karışımı

Input 2050TurkeyH2added.txt — **The EnergyPLAN model 14.1**

Electricity demand (TWh/year):		Flexible demand	25,00
Fixed demand	970,19	Fixed imp/exp.	0,00
Electric heating + HP	35,75	Transportation	6,00
Electric cooling	8,00	Total	1044,94

District heating (TWh/year)	Gr.1	Gr.2	Gr.3	Sum
District heating demand	0,00	0,00	70,00	70,00
Solar Thermal	0,00	0,00	0,00	0,00
Industrial CHP (CSHP)	0,00	0,00	0,00	0,00
Demand after solar and CSHP	0,00	0,00	70,00	70,00

Wind	30000	MW	79,24	TWh/year	0,00	Grid
Photo Voltaic	12000	MW	18,22	TWh/year	0,00	stabili-
Offshore Wind	0	MW	0	TWh/year	0,00	sation
River Hydro	45600	MW	128,08	TWh/year	0,00	share
Hydro Power	45600	MW	107,52	TWh/year		
Geothermal/Nuclear	17520	MW	125,63	TWh/year		

	Capacities MW-e	Capacities MJ/s	Efficiencies elec.	Efficiencies Ther	Efficiencies COP
Group 2:					
CHP	0	0	0,40	0,50	
Heat Pump	0	0			3,00
Boiler		0		0,90	
Group 3:					
CHP	12000	15000	0,40	0,50	
Heat Pump	0	0			3,00
Boiler		0		0,90	
Condensing	48000		0,45		

Heatstorage:	gr.2:	0 GWh	gr.3:	0 GWh
Fixed Boiler:	gr.2:	0,0 Per cent	gr.3:	0,0 Per cent

Electricity prod. from	CSHP	Waste (TWh/year)
Gr.1:	0,00	0,00
Gr.2:	0,00	0,00
Gr.3:	0,00	0,00

Regulation Strategy:	Technical regulation no. 2	
CEEP regulation	100000000	
Minimum Stabilisation share	0,30	
Stabilisation share of CHP	0,00	
Minimum CHP gr 3 load	2905	MW
Minimum PP	12204	MW
Heat Pump maximum share	0,50	
Maximum import/export	2500	MW

Distr. Name :	Hour_nordpool.txt	
Addition factor	0,00	TRY/MWh
Multiplication factor	2,00	
Dependency factor	0,00	TRY/MWh pr. MW
Average Market Price	227	TRY/MWh
Gas Storage	0	GWh
Syngas capacity	0	MW
Biogas max to grid	0	MW

Fuel Price level: Basic

	Capacities MW-e	Storage GWh	Efficiencies elec.	Efficiencies Ther.
Hydro Pump:	1000	5	0,80	
Hydro Turbine:	1000		0,90	
Electrol. Gr.2:	0	0	0,80	0,10
Electrol. Gr.3:	0	0	0,80	0,10
Electrol. trans.:	10000	1000	0,80	
Ely. MicroCHP:	0	0	0,80	
CAES fuel ratio:	0,000			

(TWh/year)	Coal	Oil	Ngas	Biomass
Transport	0,00	535,00	5,00	0,00
Household	80,00	4,00	150,00	102,50
Industry	200,00	80,00	140,00	25,00
Various	280,00	50,00	132,00	8,00

Output WARNING!!: (3) PP/Import problem

	District Heating Demand: Distr. heating MW	Production: Solar MW	Waste+ CSHP MW	DHP MW	CHP MW	HP MW	ELT MW	Boiler MW	EH MW	Ba-lance MW	Electricity Consumption: Elec. demand GW	Flex.& Transp. MW	HP MW	Elec-trolyser MW	EH MW	Hydro Pump MW	Production: Tur-bine MW	RES GW	Hy-dro MW	Geo-thermal MW	Waste+ CSHP MW	CHP MW	PP GW	Balance: Stab-Load %	Imp MW	Exp MW	CEEP MW	EEP MW	Exchange Payment Imp Million TRY	Exp
January	17659	0	5003	0	13973	0	464	0	0	-1781	117	3527	1506	9905	585	0	0	19	12210	15048	46	11178	75	286	758	0	0	0	199	0
February	16381	0	5123	0	13497	0	464	0	0	-2704	115	3529	1846	9904	717	0	0	25	14125	13793	46	10798	67	271	564	0	0	0	79	0
March	12045	0	5227	0	10832	0	464	0	0	-4479	109	3543	2159	9903	839	1	1	27	14050	13522	46	8666	63	262	6	20	0	20	2	3
April	8756	0	5111	0	8117	0	464	0	0	-4936	107	3543	2628	9905	1021	0	0	32	14346	13031	46	6493	58	248	0	39	0	39	0	10
May	0	0	4631	0	3631	0	464	0	0	-8727	101	3539	3519	9905	1367	5	4	29	10705	13670	46	2905	63	253	0	37	0	37	0	8
June	0	0	4997	0	3631	0	464	0	0	-9092	107	3551	3995	9904	1552	6	4	39	13827	14041	46	2905	56	233	77	90	0	90	13	17
July	0	0	4853	0	3631	0	464	0	0	-8948	119	3537	4135	9905	1606	4	3	37	14217	14521	46	2905	69	244	135	40	0	40	12	8
August	0	0	4820	0	3631	0	464	0	0	-8916	124	3530	4227	9904	1641	0	0	37	14385	14604	46	2905	74	250	434	0	0	0	75	0
September	0	0	5095	0	3631	0	464	0	0	-9191	111	3532	3736	9904	1451	0	0	26	10543	13140	46	2905	76	269	432	0	0	0	80	0
October	9613	0	5137	0	8710	0	464	0	0	-4698	96	3538	3220	9905	1251	7	5	21	9701	13807	46	6968	63	273	61	46	0	46	11	8
November	13452	0	6214	0	11738	0	464	0	0	-4965	113	3530	2505	9904	973	0	0	16	9679	15903	46	9391	78	293	1211	0	0	0	214	0
December	17953	0	6284	0	13952	0	464	0	0	-2747	118	3529	1666	9904	647	0	0	15	9200	16475	46	11161	80	296	2360	0	0	0	475	0
Average	7969	0	5207	0	8235	0	464	0	0	-5938	111	3536	2931	9904	1138	2	1	27	12240	14302	46	6588	68	265	504	23	0	23	Average price	
Maximum	28990	0	6486	0	15000	0	464	0	0	7310	174	32364	6039	10000	2345	1000	1000	112	25926	16652	46	12000	103	322	21269	2500	0	2500	(TRY/MWh)	
Minimum	0	0	3501	0	3631	0	464	0	0	-10226	46	-716	0	9677	0	0	0	5	5185	12146	46	2905	12	100	0	0	0	0	262	270
TWh/year	70,00	0,00	45,74	0,00	72,34	0,00	4,08	0,00	0,00	-52,16	978	31,06	25,75	87,00	10,00	0,02	0,01	236	107,52	125,63	0,40	57,87	601		4,42	0,20	0,00	0,20	1160	54

FUEL BALANCE (TWh/year):

	DHP	CHP2	CHP3	Boiler2	Boiler3	PP	Geo/Nu.	Hydro	Waste	CAES Elc.ly.	BioCon-version	Electro-Fuel	Wind	PV and CSP	Wind off Wave	Hydro	Solar.Th.	Transp.	Industry household	Various	Total	Imp/Exp Imp/Exp	Corrected Net	CO2 emission (Mt): Total	Net
Coal	-	-	4,21	-	-	712,24	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	80,00	480,00	1276,45	5,83	1282,28	436,55	438,54
Oil	-	-	2,81	-	-	18,16	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	535,00	4,00	130,00	689,97	0,17	690,14	183,81	183,85
N.Gas	-	-	126,42	-	-	579,51	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	155,00	150,00	272,00	1282,93	3,26	1286,19	263,46	294,74
Biomass	-	-	11,24	-	-	25,21	-	-	16,00	-	10,61	-	-	-	-	-	-	-	102,50	33,00	198,56	0,14	198,70	1,87	1,87
Renewable	-	-	-	-	-	-	75,36	107,52	-	-	-	-	79,24	61,65	-	202,19	-	-	-	-	418,44	0,00	418,44	0,00	0,00
H2 etc.	-	-	-	-	-	0,00	-	-	-	-69,60	-	-	-	-	-	-	-	1,60	-	68,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Biofuel	-	-	-	-	-	-	-	-	-8,16	-	-107,00	-	-	-	-	-	-	115,16	-	-	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Nuclear/CCS	-	-	-	-	-	-	277,92	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	277,92	0,00	277,92	0,00	0,00
Total	-	-	144,68	-	-	1335,12	353,29	107,52	7,84	-69,60	-96,39	-	79,24	61,65	-	202,19	-	806,76	336,50	983,00	4144,27	9,39	4153,66	885,69	919,01

03-Haziran-2021 [22:58]

Output specifications 2050TurkeyH2added.txt — **The EnergyPLAN model 14.1**

District Heating Production

	Gr.1 District heating MW	Solar MW	CSHP MW	DHP MW	Gr.2 District heating MW	Solar MW	CSHP MW	CHP MW	HP MW	ELT MW	Boiler MW	EH MW	Stor-age MW	Ba-lance MW	Gr.3 District heating MW	Solar MW	CSHP MW	CHP MW	HP MW	ELT MW	Boiler MW	EH MW	Stor-age MW	Ba-lance MW	RES specification RES1 Wind GW	RES2 Photo GW	RES3 Offsho GW	RES 4-7 ind GW	Total GW
January	0	0	0	0	0	0	4691	0	0	0	0	0	0	-4691	17659	0	311	13973	0	464	0	0	0	2910	7	1	0	11	19
February	0	0	0	0	0	0	4811	0	0	0	0	0	0	-4811	16381	0	311	13497	0	464	0	0	0	2108	9	1	0	14	25
March	0	0	0	0	0	0	4915	0	0	0	0	0	0	-4915	12045	0	311	10832	0	464	0	0	0	437	10	2	0	15	27
April	0	0	0	0	0	0	4799	0	0	0	0	0	0	-4799	8756	0	311	8117	0	464	0	0	0	-136	10	2	0	19	32
May	0	0	0	0	0	0	4320	0	0	0	0	0	0	-4320	0	0	311	3631	0	464	0	0	0	-4407	9	3	0	16	29
June	0	0	0	0	0	0	4685	0	0	0	0	0	0	-4685	0	0	311	3631	0	464	0	0	0	-4407	12	3	0	21	39
July	0	0	0	0	0	0	4541	0	0	0	0	0	0	-4541	0	0	311	3631	0	464	0	0	0	-4407	13	3	0	19	37
August	0	0	0	0	0	0	4509	0	0	0	0	0	0	-4509	0	0	311	3631	0	464	0	0	0	-4407	12	3	0	19	37
September	0	0	0	0	0	0	4784	0	0	0	0	0	0	-4784	0	0	311	3631	0	464	0	0	0	-4407	9	2	0	13	26
October	0	0	0	0	0	0	4825	0	0	0	0	0	0	-4825	9613	0	311	8710	0	464	0	0	0	127	8	2	0	11	21
November	0	0	0	0	0	0	5903	0	0	0	0	0	0	-5903	13452	0	311	11738	0	464	0	0	0	937	5	1	0	9	16
December	0	0	0	0	0	0	5972	0	0	0	0	0	0	-5972	17953	0	311	13952	0	464	0	0	0	3226	5	1	0	8	15
Average	0	0	0	0	0	0	4895	0	0	0	0	0	0	-4895	7969	0	311	8235	0	464	0	0	0	-1042	9	2	0	15	27
Maximum	0	0	0	0	0	0	6175	0	0	0	0	0	0	-3190	28990	0	311	15000	0	464	0	0	0	13214	30	12	0	62	112
Minimum	0	0	0	0	0	0	3190	0	0	0	0	0	0	-6175	0	0	311	3631	0	464	0	0	0	-4407	0	0	0	5	5
Total for the whole year TWh/year	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	43,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00		-43,00	70,00	0,00	2,74	72,34	0,00	4,08	0,00	0,00		-9,16	79	18	0	128	236

Own use of heat from industrial CHP: 0,00 TWh/year

ANNUAL COSTS (Million TRY)	
Total Fuel ex Ngas exchange =	0
Uranium =	0
Coal =	0
FuelOil =	0
Gasoil/Diesel=	0
Petrol/JP =	0
Gas handling =	0
Biomass =	0
Food income =	0
Waste =	0
Total Ngas Exchange costs =	0
Marginal operation costs =	0
Total Electricity exchange =	1106
Import =	1160
Export =	-54
Bottleneck =	0
Fixed imp/ex=	0
Total CO2 emission costs =	177137
Total variable costs =	178243
Fixed operation costs =	0
Annual Investment costs =	0
TOTAL ANNUAL COSTS =	178243

NATURAL GAS EXCHANGE

	DHP & Boilers MW	CHP2 CHP3 MW	PP CAES MW	Indi-vidual MW	Trans port MW	Indu. Var. MW	Demand Sum MW	Bio-gas MW	Syn-gas MW	CO2Hy gas MW	SynHy gas MW	SynHy gas MW	Stor-age MW	Sum MW	Im-port MW	Ex-port MW
January	0	24419	75329	8775	569	30965	140058	0	0	0	0	0	0	140058	140058	0
February	0	23588	65981	10755	569	30965	131858	0	0	0	0	0	0	131858	131858	0
March	0	18930	59576	12579	569	30965	122619	0	0	0	0	0	0	122619	122619	0
April	0	14184	53031	15309	569	30965	114060	0	0	0	0	0	0	114060	114060	0
May	0	6346	58121	20499	569	30965	116501	0	0	0	0	0	0	116501	116501	0
June	0	6346	50736	23274	569	30965	111891	0	0	0	0	0	0	111891	111891	0
July	0	6346	64920	24088	569	30965	126889	0	0	0	0	0	0	126889	126889	0
August	0	6346	70707	24622	569	30965	133210	0	0	0	0	0	0	133210	133210	0
September	0	6346	73754	21761	569	30965	133396	0	0	0	0	0	0	133396	133396	0
October	0	15222	59442	18758	569	30965	124957	0	0	0	0	0	0	124957	124957	0
November	0	20514	78300	14595	569	30965	144943	0	0	0	0	0	0	144943	144943	0
December	0	24382	81526	9708	569	30965	147150	0	0	0	0	0	0	147150	147150	0
Average	0	14392	65974	17077	569	30965	128977	0	0	0	0	0	0	128977	128977	0
Maximum	0	26214	106085	35178	569	30965	174702	0	0	0	0	0	0	174702	174702	0
Minimum	0	6346	9403	0	569	30965	59339	0	0	0	0	0	0	59339	59339	0
Total for the whole year TWh/year	0,00	126,42	579,51	150,00	5,00	272,00	1132,93	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1132,93	1132,93	0,00

RES Share: 14,9 Percent of Primary Energy 35,7 Percent of Electricity 388,1 TWh electricity from RES

03-Haziran-2021 [22:58]

Çizelge 14.1. 2050 Türkiye projeksiyonu %20 hidrojen karışımı simülasyon rapor çıktısı

EK-15. 2018 Türkiye Enerji Denge Tablosu

2018 YILI ULUSAL ENERJİ DENGE TABLOSU
(BİN TEP)

ENERJİ ARZ DAĞILIMI	Taş Kömürü	Linyit	Asfaltit	Kok	Türetilmiş Gazlar[1]	Yüksek Fırın Gazı	Kok Fırın Gazı	Çelikhane Gazı	Kömür Katranı	Ham Petrol[2]	Petrol Ürünleri	Petrol Koku	Fuel Oil	Motorin	Benzin	LPG	Rafineri Gazı
Yerli Üretim (+)	655	15.122	770							2.994							
İthalat (+)	23.955			523					3	22.021	27.529	3.620	2.309	15.263		3.736	
İhracat (-)	51	0		21					76		5.095	348	1.133	121	2.611	124	
İhrakiye (-)											4.978		875	93			
Stok Değişimi (+/-)	120	-36	-74	11					-41	85	-641	-179	-42	102	-61	16	2
ENERJİ ÜRÜNLERİ ARZI	24.679	15.086	697	513	0	0	0	0	-114	25.099	16.814	3.093	259	15.151	-2.672	3.627	2
--İstatistiksel Fark (+/-)--	212	62	-35	70	0	0	0	0	4	0	356	410	-175	0	0	-27	0
ÇEVRİM VE ENERJİ SEKTÖRÜ	-18.073	-11.896	-544	2.786	430	51	343	35	141	-25.099	24.867	670	-209	8.580	5.012	1.032	-2
Elektrik ve Isı Üretimi[4]	-13.270	-11.645	-544		-776	-428	-274	-74			-144		-132	-12			
Ana Faaliyet Üreticileri[5]	-12.153	-11.579	-544								-77		-65	-12			
Otoprodüktörler	-1.118	-66			-776	-428	-274	-74			-67		-67	0			
Isı Üretimi[6]	-219	-250			-146	-68	-30	-47			-85		-85				
Kok Fırınları	-4.374			2.786	866		866		141								
Yüksek Fırınlar					1.430	1.242		189									
Petrol Rafinerileri										-24.815	29.569	670	2.229	9.688	5.012	1.032	1.154
İç Tüketim ve Kayıp	-209	-2			-945	-694	-219	-33		-285	-4.473		-2.221	-1.096	0		-1.156
TOPLAM NİHAİ ENERJİ TÜKETİMİ	6.606	3.190	153	3.299	430	51	343	35	27	0	41.681	3.763	50	23.731	2.340	4.659	0
SEKTÖRLER TOPLAMI	6.395	3.129	188	3.229	430	51	344	35	24	0	41.325	3.353	225	23.731	2.340	4.685	0
SANAYİ TÜKETİMİ	3.955	1.677	183	3.229	430	51	344	35	24	0	3.767	3.353	27	255	4	128	0
Madencilik Faaliyetleri(07,08,09)	0	1		0							113		7	106	0	0	
Gıda,İçecek,Tütün Ürünleri İmalatı(10,11,12)	180	336		42							20	2	4	8	0	6	
Gıda Ürünleri İmalatı(10)	178	336		19							16	2	1	7	0	6	
İçecek Ürünleri İmalatı(11)											0		0	0		0	
Tütün Ürünleri İmalatı(12)											0			0		0	
Şeker Üretimi(10.81)	2	0		23							3		3	0	0	0	
Tekstil, Deri Ürünleri İmalatı(13,14,15)	103	502									4	0	0	3	0	0	
Tekstil Ürünleri İmalatı(13)	83	450									2	0	0	2	0	0	
Giyim Eşyalarının İmalatı(14)	19	51									1		0	1	0		
Deri ve İlgili Ürünlerinin İmalatı(15)	1										1			1	0		
Ağaç ve Ürünleri İmalatı(16)	9	8									8		0	8	0	0	
Kağıt ve Ürünlerinin İmalatı(17,18)	46	81									5	2	0	2	0	0	
Kimya,PetroKimya Ürünlerinin İmalatı(20,21,22)	311	168		1							9		0	6	0	2	
Kimyasal Ürünlerin İmalatı(20)	310	110		0							3		0	2	0	1	
Gübre(20)											1			1			
Eczacılık Ürünlerinin İmalatı(21)		1									0		0	0	0	0	
Kauçuk,Plastik Ürünlerin İmalatı(22)	0	58		1							5		0	4	0	1	
Metalik Olmayan Mineral Ürünleri İmalatı(23)	2.006	557			4		4				3.431	3.349	14	67	0	1	
Cam Ürünleri İmalatı(23)											1			0	0	0	
Seramik Ürünleri İmalatı(23)	24	118									41	36		5	0	0	
Çimento Ürünleri İmalatı(23)	1.982	439			4		4				3.389	3.313	14	62		0	
Ana Metal Sanayi(24,25)	1.272	19		3.186	426	51	340	35	24		14		0	12	0	2	
Demir-Çelik Ürünleri İmalatı(24)	1.264			3.145	426	51	340	35	24		7		0	7	0	0	
Demir Dışı Metal Ürünlerin İmalatı(24)	8			42							4		0	4	0	0	
Fabrikasyon Metal Ürünleri İmalatı(25)	0	19									3		0	1	0	2	
Makine,Elektrik,Elektronik Ürünleri İmalatı(26,27,28)	0	1		0							4		0	3	0	1	
Ulaşım Araçları İmalatı(29,30)		2									5		0	4	1	0	
Motorlu Kara Taşıtları İmalatı(29)											3		0	2	1	0	
Diğer Ulaşım Araçları İmalatı(30)		2									3		0	2	0	0	
Mobilya İmalatı(31)	0										1		0	1	0	1	
İnşaat(41,42,43)	26	1									39		0	36	2	1	
Diğer Sanayi	0	0	183	0							114	0	0	0	0	114	
ULAŞTIRMA	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	27.825	0	36	20.494	2.337	3.710	0
Demiryolları											128			128			
Denizyolları											398		36	361			
Havayolları											1.247						
Boru Hatları																	
Karayolları											26.052			20.005	2.337	3.710	
DİĞER SEKTÖRLER	2.440	1.452	5	0	0	0	0	0	0	0	3.999	0	161	2.981	0	848	0
Konut	1.813	1.186	5								220					212	
Ticaret ve Hizmetler	626	266									797		161			636	
Tarım ve Hayvancılık											2.981			2.981			
ENERJİ DIŞI TÜKETİM	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	5.735	0	0	0	0	0	0
Petro Kimya Feedstock											1.785						

ENERJİ ARZ DAĞILIMI	Havacılık Yakıtı	Gaz Yağı	Nafta	Ara Ürünler	Madeni ve Baz Yağlar	Beyaz İspirto	Bitümen	Diğer	Doğalgaz[3]	Biyoenerji ve Atıklar[7]	Yakacak Odun	Atıklar[8]	Biyoyakıt	Hidrolik	Rüzgar	Elektrik	Diğer Isı	Jeotermal[9]	Güneş	TOPLAM
Yerli Üretim (+)									359	3.014	971	1.883	159	5.155	1.716			8.343	1.547	39.675
İthalat (+)	513		1.617	114	258	28	4	68	41.547							213				115.792
İhracat (-)	116		39	332	171	3	9	88	555							268				6.067
İhrakiye (-)	4.010																			4.978
Stok Değişimi (+/-)	-236	-16	2	-23	-23	4	37	-225	-181											-756
ENERJİ ÜRÜNLERİ ARZI	-3.850	-16	1.580	-241	64	29	33	-245	41.171	3.014	971	1.883	159	5.155	1.716	-55	0	8.343	1.547	143.666
--İstatistiksel Fark (+/-)--	0	0	148	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	668
ÇEVRİM VE ENERJİ SEKTÖRÜ	5.097	24	352	503	219	5	2.862	722	-16.934	-465	0	-465	0	-5.155	-1.716	21.823	2.378	-6.389	-671	-34.517
Elektrik ve Isı Üretimi[4]									-15.031	-437		-437		-5.155	-1.716	26.213	994	-6.389	-671	-28.569
Ana Faaliyet Üreticileri[5]									-12.989	-411		-411		-5.062	-1.708	24.500	485	-6.389	-544	-26.470
Otoprodüktörler									-2.042	-26		-26		-92	-8	1.713	509		-127	-2.099
Isı Üretimi[6]									-1.113	-28		-28					1.813			-28
Kok Fırınları																				-581
Yüksek Fırınlar																				1.430
Petrol Rafinerileri	5.097	24	352	503	219	5	2.862	722	-753							-150	-429			3.422
İç Tüketim ve Kayıp									-37							-4.240				-10.192
TOPLAM NİHAİ ENERJİ TÜKETİMİ	1.247	8	1.933	261	283	34	2.894	477	24.237	2.548	971	1.418	159	0	0	21.768	2.378	1.954	877	109.149
SEKTÖRLER TOPLAMI	1.247	8	1.785	261	283	34	2.894	477	24.237	2.548	971	1.418	159	0	0	21.768	2.378	1.954	877	108.481
SANAYİ TÜKETİMİ	0	0	0	0	0	0	0	0	9.434	834	0	834	0	0	0	10.095	2.343	0	307	36.277
Madencilik Faaliyetleri(07,08,09)									128							123	1			367
Gıda,İçecek,Tütün Ürünleri İmalatı(10,11,12)									1.106	169		169				659	455			2.968
Gıda Ürünleri İmalatı(10)									1.005	169		169				539	455			2.718
İçecek Ürünleri İmalatı(11)									25							49				74
Tütün Ürünleri İmalatı(12)									26							16				43
Şeker Üretimi(10.81)									50							55				134
Tekstil, Deri Ürünleri İmalatı(13,14,15)									1.005							1.499	87			3.199
Tekstil Ürünleri İmalatı(13)									908							1.266	87			2.797
Giyim Eşyalarının İmalatı(14)									89							187				348
Deri ve İlgili Ürünlerinin İmalatı(15)									7							46				55
Ağaç ve Ürünleri İmalatı(16)									63	181		181				205	66			540
Kağıt ve Ürünlerinin İmalatı(17,18)									177	9		9				309	176			803
Kimya,PetroKimya Ürünlerinin İmalatı(20,21,22)									2.155	28		28				1.096	228			3.996
Kimyasal Ürünlerin İmalatı(20)									1.296	2		2				458	210			2.389
Gübre(20)									694							35				729
Eczacılık Ürünlerinin İmalatı(21)									52							47				100
Kauçuk,Plastik Ürünlerin İmalatı(22)									113	26		26				556	18			778
Metalik Olmayan Mineral Ürünleri İmalatı(23)									1.703	374		374				1.141	59			9.274
Cam Ürünleri İmalatı(23)									642							191				834
Seramik Ürünleri İmalatı(23)									885	11		11				201				1.280
Çimento Ürünleri İmalatı(23)									176	362		362				749	59			7.160
Ana Metal Sanayi(24,25)									1.536	64		64				2.786	262			9.591
Demir-Çelik Ürünleri İmalatı(24)									1.171	44		44				2.247	216			8.544
Demir Dışı Metal Ürünlerin İmalatı(24)									248	1		1				331	47			680
Fabrikasyon Metal Ürünleri İmalatı(25)									117	19		19				209				367
Makine,Elektrik,Elektronik Ürünleri İmalatı(26,27,28)									98	3		3				254	6			367
Ulaşım Araçları İmalatı(29,30)									182	5		5				232	7			434
Motorlu Kara Taşıtları İmalatı(29)									175	2		2				192	7			379
Diğer Ulaşım Araçları İmalatı(30)									7	4		4				40				55
Mobilya İmalatı(31)									28							75				104
İnşaat(41,42,43)									538							328	0			932
Diğer Sanayi									717							1.387	995		307	3.702
ULAŞTIRMA	1.247	0	0	0	0	0	0	0	355	159	0	0	159	0	0	114	0	0	0	28.452
Demiryolları																87				215
Denizyolları																				398
Havayolları	1.247																			1.247
Boru Hatları									279							27				306
Karayolları									76	159			159							26.287
DİĞER SEKTÖRLER	0	8	0	0	0	0	0	0	13.887	1.555	971	584	0	0	0	11.559	35	1.954	570	37.455
Konut		8							10.416	1.555	971	584				4.778		853	570	21.396
Ticaret ve Hizmetler									3.296							6.182	35	475		11.678
Tarım ve Hayvancılık									174							599		627		4.381
ENERJİ DIŞI TÜKETİM	0	0	1.785	261	283	34	2.894	477	561	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	6.296
Petro Kimya Feedstock			1.785																	1.785

NOT: Tabloda yakıtlar için enerji dönüşümleri Net Kalorifik Değer ortalaması esas alınarak hesaplanmıştır.

1 Yüksek Fırın Gazı, Kok Fırın Gazı ve Çelikhane Gazı toplamıdır.

2 Petrol Koku, Fuel Oil (Denizcilik Yakıtı Dahil), Motorin (Deniz Motorini Dahil), Benzin, LPG, Rafineri Gazı, Havacılık Yakıtı, Gaz Yağı, Nafta, Ara Ürünler, Madeni Yağlar ve Baz Yağlar, Beyaz İspirto, Bitümen ve Diğerlerinin toplamıdır.

3 15ºC ve 1 atmosfer basınçta 9155 kcal/m³ göre düzenlenmiş değeri gösterir.

4 Isı üretimi, ana faaliyet üreticileri ve otoprodüktörlerin sattıkları ısıya ilişkin verileri de kapsamaktadır.

5 Ana Faaliyet Üreticileri: Kamu+SÜŞ (Serbest Üretim Şirketleri)

6 Isı üretimi, otoprodüktörlerin satılmayan ısısına ilişkin verileri kapsamaktadır.

7 Yakacak Odun, Atıklar ve Biyoyakıt verilerini kapsamaktadır.

8 Katı Biyokütle, Evsel Atıklar (Belediye Atıkları), Endüstriyel Atıklar ile ÖTL, Pirolitik Yağ ve Arıtma Çamuru verilerini kapsamaktadır.

9 Jeotermal Elektrik ve Jeotermal Isı verilerini kapsamaktadır.

*Petrol Ürünlerindeki İç Tüketim/Kayıp verisi petrol rafinerilerinin iç tüketimidir.

Yayınlanma Tarihi: 15.11.2019

Çizelge 15.1. 2018 Türkiye enerji denge tablosu

GAZİ GELECEKTİR...