

Karma Tam Sayılı Doğrusal Olmayan Programlama (MINLP) ile Bir Mikro Şebekenin Optimum Tasarımı ve Uzun Vadeli Elektrik Üretim Planının Oluşturulması

Handan AKÜLKER*^{1,2}, Hasan ŞILDIR³, Erdal AYDIN^{1,4,5}

¹Boğaziçi Üniversitesi, Kimya Mühendisliği Bölümü, Bebek, İstanbul

²Ondokuz Mayıs Üniversitesi, Kimya Mühendisliği Bölümü, Atakum, Samsun

³Gebze Teknik Üniversitesi, Kimya Mühendisliği Bölümü, Gebze, Kocaeli

⁴Koç Üniversitesi, Kimya ve Biyoloji Mühendisliği, Sarıyer, İstanbul

⁵Koç Üniversitesi TÜPRAŞ Enerji Merkezi (KUTEM), Sarıyer, İstanbul

*Sorumlu yazar e-posta: handan.akulker@omu.edu.tr ORCID ID: <https://orcid.org/0000-0002-2036-5678>

hasansildir@gtu.edu.tr

ORCID ID: <https://orcid.org/0000-0003-1016-9865>

eaydin@ku.edu.tr

ORCID ID: <https://orcid.org/0000-0002-8498-4830>

Geliş Tarihi: 02.02.2022

Kabul Tarihi: 19. 01.2023

Öz

Karma tam sayılı doğrusal olmayan programlama (MINLP), enerji şebekelerinin optimum tasarımı ve uzun ya da kısa vadeli enerji üretim planlarının oluşturulması için kullanılabilecek bir optimizasyon yöntemidir. Literatürdeki pek çok yayın, doğrusal olan karma tam sayılı doğrusal programlama metotlarını kullanırken, önemli detayları bünyesinde bulundurabilen MINLP, çözümünün daha zor olmasından dolayı pek tercih edilmemiştir. Ancak, detaylı ve güvenilir karar verme mekanizmalarının oluşturulabilmesi için, MINLP optimizasyon metotlarının kullanılması kritiktir. Mikro şebeke; geleneksel ya da yenilenebilir ya da hibrit enerji kaynakları kullanan dağıtık güç jeneratörlerinden, depolama birimlerinden ve yüklerden oluşan bir çeşit enerji şebekesidir. Bir mikro şebeke, ana şebekeyi desteklemek amacıyla kurulabileceği gibi yalnızca belli bir lokasyonun elektrik talebini karşılamak amaçlı da kurulabilir. Türkiye'nin hem enerji kaynakları yönünden ithalata bağımlı oluşu hem de şebekelerde üretilen elektriğin iletimi sırasında meydana gelen enerji açıklarından dolayı, mikro şebekelerin optimum tasarımı ve uzun vadeli elektrik üretim planlarının oluşturulması son yıllarda elzem hale gelmiştir. Bu çalışmada, yirmi yıllık proje ömrüne sahip bir mikro şebekenin optimum tasarımının yapılması ve uzun vadeli elektrik üretim planının yapılması hedeflenmiştir. Yenilenebilir ve geleneksel kaynaklı 14 adet güç jeneratörü, 1 adet elektrolizör ve 1 adet metanasyon reaktöründen oluşan sentetik doğalgaz üretim sistemi ve 1 adet enerji depolama birimi içeren aday ekipman havuzu oluşturulmuştur. MINLP ile bu havuzdan proje maliyetini minimize edecek kurulum ekipmanları seçilmiş ve seçilen ekipmanlar ile yarım saatlik periyotlarla elektrik üretim planlaması yapılmıştır. Paris Antlaşması'nı imzalayan bazı ülkelerde uygulanmaya başlanan karbondioksit emisyonu vergisi hesaplamalara dahil edilmiştir. Bu verginin eklendiği ve eklenmediği iki durum incelenmiş, optimum ekipman seçimleri ve üretim planlamaları karşılaştırılmıştır.

Anahtar kelimeler

Karma tam sayılı doğrusal olmayan programlama (MINLP); Mikro şebeke optimizasyonu; Karbondioksit emisyonu; Hibrit enerji şebekeleri; Elektrik üretim planlaması

Optimum Design of a Microgrid and Establishment of a Long-Term Electricity Generation Plan with Mixed Integer Nonlinear Programming (MINLP)

Keywords

Mixed integer nonlinear programming (MINLP); Microgrid optimization; Carbon dioxide emission;

Abstract

Mixed integer nonlinear programming (MINLP) is a frequently used optimization method for the optimum design of power grids and the creation of long or short-term power generation plans. Microgrid is a kind of energy grid consisting of storage units, distributed power generators consuming conventional or renewable or hybrid energy sources, and loads. A microgrid can be installed to support the main grid, or it can be installed only to meet the electricity demand of a particular location. The optimum design of micro-grids and the creation of long-term electricity generation plans have become

Hybrid energy grids; Electricity production scheduling	essential in recent years due to Turkey's dependence on imports in terms of energy resources and the energy deficits that occur during the transmission of the electricity produced in the networks. In this study, it is aimed to make the optimum design of a micro-grid with a project life of twenty years and to make a long-term electricity generation plan. A candidate equipment pool including 14 renewable and conventional sourced power generators, 1 electrolyzer and 1 methanation reactor, a synthetic natural gas production system and 1 energy storage unit was created. With MINLP, installation equipment that will minimize the project cost was selected from this pool and electricity generation planning was made with the selected equipment in half-hourly periods. The carbon dioxide emission tax, which has been implemented in some countries that signed the Paris Agreement and and Green Deal is included in the calculations. Two cases where this tax is added and not added are examined, optimum equipment selections and production planning are compared.
--	--

1. Giriş

Son yıllarda tüm ülkeler bir yandan iklim değişikliği ve küresel ısınmayla baş etmeye çalışırken bir yandan da her sene katlanarak artan enerji taleplerini karşılamaya çalışmaktadır. Enerji üretim kaynaklarında başı çeken fosil kaynaklı yakıtlar, yan ürün olarak sera gazı meydana getirdiğinden, yenilebilir ve çevre dostu kaynak arayışları hızlanmıştır (Abo-Elyousr and Elnozahy 2018, Shi *et al.* 2019, Talebi *et al.* 2016). Mikro şebeke; yenilenebilir ya da yenilenemez kaynaklı dağıtık güç jeneratörlerinden, depolama birimlerinden ve yüklerden oluşan bir çeşit enerji ağıdır. Bir mikro şebeke, ana şebekeyi desteklemek amacıyla ya da tek başına belli bir yerleşim alanının elektrik talebini karşılamak amacıyla kurulabilir (Aghaei and Alizadeh 2013, Tenfen and Finardi 2015).

Türkiye, doğal gaz ve petrol gibi büyük ölçüde yenilenemeyen enerji kaynaklarını ithal etmek zorunda kalmaktadır. Bununla birlikte, elektrik iletim ve dağıtım şebekelerinde göz ardı edilemez enerji kayıpları bulunmaktadır. Yürütülen çalışmalarda, uzun dönemli üretim planı yapılmasının bu gibi kayıpları azaltmada etkili olduğu görülmüştür. Planlama yapılırken, talep tarafının ve dağıtık üretim jeneratörlerinin birlikte düşünülmesi gerekmektedir (Babacan and Unvan 2020, Onat 2010). Böylece, bir elektrik üretim şebekesinin optimum tasarımı ve optimum enerji üretim planlaması, şebekenin bulunduğu yerleşimde enerji açığını ve kaybını minimize edebilir.

Bu çalışmada, Karışık (Karma) Tam Sayılı Doğrusal Olmayan Programlama (MINLP) ile hem yenilenebilir hem de geleneksel jeneratörler içeren

hibrit bir mikro şebekenin optimum tasarımı ve üretim planlaması incelenmiştir. Enerji sistemleri optimizasyonunda çözüm kolaylığından dolayı çoğunlukla Karışık (Karma) Tam Sayılı Doğrusal Programlama (MILP) kullanılır; fakat bu çalışmalar jeneratörlere ait ampirik model denklemlerindeki doğrusal olmayan kısımları doğrusalmış gibi kabul etmektedir (Farrokhifar *et al.* 2020, Feng *et al.* 2019, Ren and Gao 2010). MINLP ile şebeke optimizasyonu yapılırken modellerdeki doğrusal olmayan denklemler gerçekte olduğu haliyle ele alındığı için doğrusallaştırmadan kaynaklanan hesapsal kayıplardan kaçınılır. Bu gibi çalışmalara, problemlerin çözümü zor olduğu için literatürde sıklıkla rastlanmaz.

Yine de, MINLP ile şebeke optimizasyonu yapma çalışmalara olan ilgi, son yıllarda MINLP çözümlerinin gelişmesiyle birlikte artmaya başlamıştır. Honarmand vd. (2021) çalışmalarında, yenilenebilir enerji kaynaklarına sahip bir enerji şebekesinin işletme problemini çözmek için bir optimizasyon modeli geliştirmiştir. MINLP problemini, DICOPT çözümleri kullanarak GAMS'te çözmüşlerdir. Başka bir çalışmada, yenilenebilir kaynaklı adalı mikro şebekelerin optimum şekilde çalışması için stokastik bir MINLP modeli önerilmiştir ve MINLP problemi doğrusallaştırılmıştır. Problem AMPL'de CPLEX çözümleri kullanılarak çözülmüştür (Vergara *et al.* 2020). Diğer bir çalışmada, pratik kısıtlara sahip yerleşim binalarının enerji talebini karşılamak için optimum tasarım yapmak amaçlanmıştır. Bu çok amaçlı MINLP modeli GAMS'te Lindo çözümleri kullanılarak çözülmüştür (Zheng *et al.* 2018). Amir vd. (2019) çalışmalarında, çok taşıyıcılı bir mikro şebekenin bileşenlerinin

optimum tipini, boyutunu ve optimum enerji seviyatını bulmak için bir MINLP modeli önermiştir. Çok taşıyıcı mikro şebekelerin en cazip olanlarından biri de, elektrik ve doğal gaz üretiminin entegre edildiği sistemlerdir. Bu sistemler, doğalgaz kaynak sorununun tüm dünyada etkisini arttırmasıyla daha da önem kazanmıştır. Mansouri vd. (2020) çalışmalarında, parçacık sürüsü optimizasyonu (PSO) algoritması ve MINLP kullanarak bu tip bir entegre enerji şebekesinin tasarımını ve işletim planını gerçekleştirmiştir. Entegre enerji şebekeleri üzerine diğer bir çalışma Alipour vd. (2018) tarafından gerçekleştirilmiştir. Bu çalışmada, talep-yanıt programı ile MINLP kullanılmıştır. Başka bir çalışmada, hibrit bir mikro şebekenin günlük üretim planı stokastik MINLP modeli oluşturulmuştur. Çalışmada yük tahmin hatasının etkisi ve enerji depolamanın kullanılabilirliği gibi etmenler incelenmiştir (Alvarado-Barrios *et al.* 2020).

Türkiye, Paris Antlaşması'nı 2016 yılında imzalamış; 2021'de onaylamıştır. Türkiye, ülkenin sera gazı emisyonunun 2030 yılına kadar %21'e kadar düşeceğini beyan etmiştir (Int Kyn. 1). Paris Antlaşması hükümlerince, antlaşmayı imzalayan ülkeler enerji şebekelerinin karbondioksit salınımlarını düzenleyen yaptırımlar getirmeye başlamıştır. Emisyon vergisi, karbondioksit salınımını düzenleyecek yaptırımlardan biridir (Fu *et al.* 2021). Türkiye'de enerji üreticileri için getirilmiş emisyon vergisi henüz mevcut değildir; fakat antlaşmanın onaylanması ile emisyon vergisinin yürürlüğe kısa zamanda girmesi beklenmektedir.

Bu çalışmada; yenilenebilir ve yenilenemez kaynaklı jeneratörler, bir adet elektrik depolama birimi ve bir adet sentetik doğalgaz üretim sistemi içeren aday ekipmanlar MINLP modeline tanıtılmıştır. Problemin temel amacı bir şehre ait toplam elektrik talebini karşılamak için bir mikro şebekenin optimum tasarımını ve yirmi yıllık enerji üretim planını yapmaktır. Deterministik MINLP modeli; toplam proje maliyetini minimize ederek, tanıtılan aday ekipmanlardan optimum sayıda seçer, seçilen ekipmanların anma güçlerini ve yarım saatlik zaman aralıklarında ürettikleri güçleri (çalışma güçlerini) belirler. Optimizasyon problemi GAMS'te DICOPT çözücü kullanılarak çözülmüştür. DICOPT, eşitlik gevşeme stratejisi ile dış yaklaşım algoritmasının

uzantılarını kullanır. DICOPT içindeki MINLP algoritması, bir dizi NLP (doğrusal olmayan programlama) ve MIP (Karma tam sayılı programlama) alt problemini çözer. Algoritma, dışbükey olmayan problemleri çözmek için tekniklere sahip olsa da, küresel optimumu mutlaka elde etmek zorunda değildir (Kocis and Grossmann 1989). Optimizasyon modeli mikro şebekenin toplam karbondioksit emisyonunu hesaplar. Çalışmada, iki farklı durum kıyaslanmıştır: karbondioksit emisyonu vergisi olması ve olmaması. Karbondioksit emisyonu vergisinin getireceği maliyetin ekipman seçimlerine ve çalışma planına etkisini incelenmiştir.

2. Materyal ve Metot

Bu çalışmada, deterministik MINLP modeli ile bir mikro şebekenin optimum tasarımı ve uzun vadeli elektrik üretim planı yapılmıştır. Şehrin tüm elektrik talebinin karşılanması hedeflenmiştir. Projenin ömrü yirmi yıl olarak belirlenmiştir. Şehrin bir günlük elektrik talebi, rüzgar hızı, güneş radyasyonu ve hava sıcaklığı verileri alınmıştır (UEDAŞ 2020, Int Kyn. 2). Yirmi yıllık süreçte, her günün sabit elektrik talebine, rüzgar hızına, güneş radyasyonuna ve hava sıcaklığına sahip olduğu varsayılmıştır. Her bir gün yarım saatlik aralıklara bölünmüştür ve her zaman aralığı için yarı kararlı durum geçerli olduğu varsayılmıştır.

Optimizasyon modeline farklı yakıt kaynaklarına sahip aday ekipmanlar tanıtılmıştır. Yenilenebilir kaynaklı aday ekipmanlar; 2 adet rüzgar türbini, 2 farklı fotovoltaiik hücre paneli, 1 adet biyokütle jeneratörü ve 2 adet biyogazlaştırıcıdır. Biyokütle jeneratörü, ısı potansiyelini kullanarak elektrik üretmek için biyokütleyi yakar, biyogazlaştırıcılar ise sentez gazı üretmek için odunsu biyo-kütleyi kullanır. Daha sonra bu sentez gazını kullanarak elektrik üretir. Sentez gazı kullanımı, odunun doğrudan yakılmasından daha etkilidir; çünkü sentez gazı daha yüksek sıcaklıklarda yakılır. Böylece, yanmanın termodinamik döngüsü, daha yüksek termodinamik verimliliğe sahip olan Carnot'un döngüsüne uyar (Giddey *et al.* 2012). Yenilenebilir kaynaklı aday ekipmanların tümü,

konvansiyonel güç jeneratörleri ve kombine ısı ve güç (CHP) ünitelerinden çok daha az CO₂ üretir.

1 adet elektrolizör ve 1 adet metanasyon reaktörü, optimizasyon modeline kompakt bir biçimde aday ekipman olarak tanıtılmıştır. Bu kompakt sisteme "Güçten Gaza" (PtG) sistemi denir. Bu sistem, diğer jeneratörlerden yayılan baca gazlarından saf CO₂'i tutan ve depolayan bir karbon yakalama ve depolama (CCS) ünitesi içermektedir. Elektrolizör, sistemde talepten fazla üretilen elektriği kullanarak suyu, metanasyon reaksiyonu için H₂'e dönüştürür. Daha sonra metan üretmek için CO₂ ve H₂ kullanılır. Son adımda metan, sentetik doğal gaz (SNG) yükseltilir. PtG sistemleri sürekli veya aralıklı olarak SNG üretebilir. Aralıklı üretim H₂ ve SNG depolama ünitelerine ihtiyaç duyar ve bu durum maliyeti arttırır. Depolamanın avantajı, mikro şebekenin ihtiyaç duyduğu SNG'yi her zaman karşılayabilmesidir. Öte yandan, sürekli üretim durumunda, doğal gaz üretilir üretilmez milli doğal gaz şebekesine satılır. Bu çalışmada depolama maliyetlerinden kaçınmak için sürekli üretim tercih edilmektedir (Gorre *et al.* 2019, Nazari-Heris *et al.* 2020).

2 adet "entegre gazlaştırma kombine çevrim" (IGCC) ünitesi aday ekipman olarak modele tanıtılmıştır. Bu sistemler yüksek basınçlı gazlaştırıcılar kullanarak kömürü sentetik gaza dönüştürürler. Böylece, geleneksel santrallerden daha yüksek verimle enerji üretirler (Wang 2017, Xia *et al.* 2020). 2 adet konvansiyonel güç jeneratörü, 3 adet CHP ünitesi ve 1 adet lityum iyon elektrik bataryası da aday ekipman olarak tanıtılmıştır. Toplam aday ekipman sayısı 17'dir.

Optimizasyon modeli, tanıtılan bu ekipmanlardan optimum maliyeti veren ekipman ya da ekipmanları seçer ve seçtiği ekipman ya da ekipmanlara ait günlük ve yıllık elektrik üretim planını belirler. Çalışmada iki farklı durum incelenmiştir. İlk durumda karbondioksit emisyon vergisi sıfırdır, ikinci durumda ise emisyon vergisi ilk yıl 425 TL/ton CO₂ olmak üzere her yıl %5 oranında artmaktadır.

Optimizasyon modelinde elektrik iletim maliyetleri, jeneratörler için açma-kapama maliyetleri, rampa limitleri ve AC-DC (alternatif akım-doğru akım) dönüşümü dikkate alınmamıştır.

2.1. Amaç Fonksiyonu

Optimizasyon modelinin amaç fonksiyonu projenin toplam maliyetini minimize etmektir:

$$\min f^{kurulum} + \sum_k f_k^{işletme} + \sum_k f_k^{emisyon} \quad (1)$$

$f^{kurulum}$, mikro şebekenin kurulum maliyetidir. Bu değer; ekipman seçimine, seçilen ekipmanların anma güçlerine ve seçilen ekipman batarya ise bataryanın depolama kapasitesine bağlıdır. $\sum_k f_k^{işletme}$, mikro şebekenin 20 yıllık toplam işletme maliyetidir. "k", mikro şebekenin her bir yılını simgeler. İşletme maliyeti fonksiyonu mikro şebekenin elektrik üretimi için gerekli ham madde maliyetlerini ve ekipmanların yıllık bakım-onarım maliyetlerini kapsar.

2.2. Karar Değişkenleri ve Kısıtlar

Optimizasyon modelinde iki tür karar değişkeni vardır: ikili ve sürekli değişkenler. a_i hangi ekipmanın kurulacağına karar veren ikili değişkendir. "i" aday ekipman setini temsil eder. Seçilen ekipmanın nominal (anma) gücü (rp_i) ve pilin depolama kapasitesi (b_i), aşağıdaki eşitsizliklerde gösterildiği gibi modelde tanımlanan sürekli karar değişkenleridir:

$$rp_i^{min} a_i \leq rp_i \leq rp_i^{max} a_i; \forall i \in I \quad (2)$$

$$b_i^{min} a_i \leq b_i \leq b_i^{max} a_i; \forall i \in S \in I \quad (3)$$

Denklem 2 ve 3 'te, a_i "1" ise bu ekipmanın kurulacağı anlamına gelir. "0" ise, bu ekipman kurulmaz. Kurulum olmadığında, ekipmanın nominal gücü ve ekipman batarya ise bataryanın depolama kapasitesi sıfır olur. "S" ve "I" depolama birimlerinin ve tüm aday ekipmanların kümeleridir. rp_i^{min} , rp_i^{max} , b_i^{min} ve b_i^{max} , sırası ile her bir ekipmanın minimum ve maksimum anma güçlerini ve depolama birimi için minimum ve maksimum depolama kapasitesini göstermektedir. Tüm bu değerler Ek'te Çizelge 1'de gösterilmiştir. Modelin diğer ikili değişkeni kc_{ikt} 'dir ve seçilen "i" ekipmanının "k" yılının "t" zaman aralığında çalışıp çalışmayacağına karar verir. "1" olduğunda kurulmuş ekipman çalışır. "0" iken çalışmaz. Rüzgar türbinleri ve güneş panelleri için bu koşul geçerli değildir; çünkü bu ekipmanların ürettikleri sadece

rüzgar hızına ve güneş ışınımına bağlıdır. Rüzgar türbinleri ve güneş panelleri hariç tüm aday ekipmanların çalışma güçleri aşağıdaki şekilde belirlenir:

$$p_{ikt}^{min} r p_i \leq p_{ikt} \leq p_{ikt}^{max} r p_i \quad (4)$$

$$0 \leq p_{ikt} \leq p_{ikt}^{max} r p_i^{max} k c_{ikt} \quad (5)$$

p_{ikt} , "i" ekipmanının "k" yılının "t" zaman aralığındaki ürettiği güçtür. p_{ikt}^{min} ve p_{ikt}^{max} , her bir ekipmanının minimum ve maksimum çalışma gücü katsayılarıdır. CHP üniteleri, rüzgar türbinleri ve güneş panelleri dışındaki tüm ekipmanlar için ekipmanın ürettiği güç, anma gücünün %60'ı ile %100'ü arasında değişmektedir. CHP ünitelerinin ürettikleri güç, ürettikleri ısı ile kısıtlanmıştır; uygulanabilir operasyon bölgesi kısıtları modele dahil edilmiştir (Guo *et al.* 2019, Ko and Kim 2019). Güneş panellerinin ürettiği güç ($p_{iPV,ikt}$) denklem 6'da gösterilmektedir:

$$p_{iPV,ikt} = r p_{PV} \cdot \eta \cdot \Phi \left(1 - \kappa (T_p - T_{p,ref}) \right) \quad (6)$$

Denklemden $r p_{PV}$, solar panelin anma gücüdür. η , fotovoltaik hücre verimliliğidir. Φ , güneş radyasyonudur. T_p , ortam sıcaklığıdır. $T_{p,ref}$ ise referans sıcaklıktır. κ , sıcaklık düzeltme faktörüdür.

$$p_{iWT,ikt} = \begin{cases} 0 & ; v < v_{cut,in} \\ 0 & ; v > v_{cut,out} \\ r p_{WT} & ; v_{nom} \leq v \leq v_{cut,out} \\ r p_{WT} \left(\frac{v - v_{cut,in}}{v_{nom} - v_{cut,in}} \right) & ; v_{cut,in} \leq v < v_{nom} \end{cases} \quad (7)$$

Denklemin 7'de rüzgar türbininin ürettiği güç ($p_{iWT,ikt}$) gösterilmiştir. v_{nom} , nominal rüzgar hızıdır. $v_{cut,in}$ hızının altında ve $v_{cut,out}$ hızının üstündeki rüzgar hızlarında türbinin gücü sıfırdır. $r p_{WT}$, türbinin anma gücüdür (Morshed *et al.* 2018).

Denklemin 8 ve 9, bir depolama biriminin, nominal gücünün %0'ı ile %100'ü arasında değişen şarj ve deşarj çalışma gücü kısıtlarını göstermektedir.

$$pch_{ikt} \leq p_{ikt}^{max} r p_i^{max} k c_{it} \quad ; \quad \forall i \in S \in I \quad (8)$$

$$pdch_{ikt} \leq p_{ikt}^{max} r p_i^{max} (1 - k c_{it}) \quad ; \quad \forall i \in S \in I \quad (9)$$

pch_{ikt} ve $pdch_{ikt}$ sırası ile depolama cihazının şarj ve deşarj gücü olan sürekli değişkenlerdir. Bu denklemler aynı zamanda, depolama cihazlarının aynı anda hem şarj edilip hem de boşaltılmaması kısıtlarına karşılık gelmektedir.

Her bir zaman aralığının sonunda bir depolama biriminde depolanan enerji modeldeki sürekli değişkenlerden biridir ve soc_{ikt} ile gösterilmektedir:

$$q_{ikt}^{min} b_i \leq soc_{ikt} \leq q_{ikt}^{max} b_i \quad ; \quad \forall i \in S \in I \quad (10)$$

Güvenlik ve ekipman ömrü dikkate alındığında, depolanan enerjinin depolama kapasitesinin %20'si (q_{ikt}^{min}) ile %80'i (q_{ikt}^{max}) arasında olması gerekmektedir.

Denklemin 11, depolama biriminin kapasite sınırlarını, depolama biriminin ilk zaman aralığından ve son zaman aralığına kadarki depolanan enerjiyi göstermektedir.

$$soc_{it} = \begin{cases} soc_{i0} + (pch_{it} - pdch_{it}) & ; t = t(1) \\ soc_{it-1} + (pch_{it} - pdch_{it}) & ; t \neq t(1) \end{cases} \quad \forall i \in S \in I \quad (11)$$

Her "k" yılının "t" aralığı için her bir kaynağın "n" madde ve enerji denklemleri denklemin 12'de gösterilmektedir:

$$\sum_i g_{ikt n} + u_{ktn} = \sum_i c_{ikt n} + s_{ktn} + yx_{ktn} + d_{ktn} \quad (12)$$

$g_{ikt n}$, "i" ekipmanının "k" yılının "t" aralığında ürettiği "n" ham maddesidir, $c_{ikt n}$ ise tükettiği ham maddedir. u_{ktn} , "k" yılının "t" zaman aralığında dışardan satılan alının "n" ham maddesidir. s_{ktn} , "n" maddesine ait döner rezervdir. Elektrik dışındaki tüm kaynaklar için bu değer sıfıra eşittir. yx_{ktn} , şebekenin fazladan ürettiği "n" ham maddesidir. d_{ktn} , "n" maddesine olan taleptir. Modelde elektrik de bir ham madde olarak tanımlanmıştır.

Mikro şebekenin kurulacağı alan, kurulacak ekipman sayısını kısıtlamaktadır:

$$\sum_i a_i \leq NU_I \quad ; \quad \forall i \in I \quad (13)$$

Denklemin 13'te NU_I , kurulmasına izin verilen maksimum ekipman sayısıdır.

2.3. Maliyet analizi

Amaç fonksiyonunun ilk terimi olan kurulum maliyeti denklem 14'te gösterilmektedir:

$$f^{kurulum} = \sum_i (\psi_i^0 r p_i + \gamma_i^0 a_i) + \sum_s \omega_s^0 b_s \quad (14)$$

ψ_i^0 ve γ_i^0 kurulum maliyeti fonksiyonunun sabit terimli katsayılarıdır. ω_s^0 , seçilen depolama birimine ait kurulum maliyet fonksiyonu katsayısıdır.

$$f_k^{işletme} = f_k^{B\&O} + f_k^{HM} \quad (15)$$

Denklem 15, mikro şebekenin yirmi yıllık işletme maliyetini göstermektedir. Denklem 15'in ilk terimi bakım-onarım maliyetini gösterirken, ikinci terimi ham madde maliyetini göstermektedir.

$$f_k^{B\&O} = \sum_i (\psi_i^k r p_i + \gamma_i^k a_i) + \omega_s^k b_s \quad (16)$$

ψ_i^k ve γ_i^k , her bir ekipmana özgü yıllık bakım-onarım maliyetinin sabit terimli katsayılarıdır. ω_s^k , depolama birimine ait yıllık bakım-onarım maliyeti katsayısıdır. Yıllık bakım-onarım maliyeti fiyatlarına her yıl %15 enflasyon zammı uygulanmaktadır. Tüm ekipmanların anma gücü bazında kurulum yılına ait bakım-onarım maliyeti katsayıları ve kurulum maliyeti katsayıları Ek'te Çizelge 2, 5 ve 7'de gösterilmektedir.

$$f_k^{HM} = 365 \cdot (0.5) \cdot \left(\sum_t \sum_n u_{ktn} \varepsilon_{kn} + \sum_t \sum_{chp} HM_{i,chp,kt} + \sum_t \sum_{conv} HM_{i,conv,kt} \right) \quad (17)$$

CHP üniteleri ve konvansiyonel jeneratörler dışındaki her ekipman için denklem 12'de verilen madde ve enerji denkliği kullanılarak, şebekenin satın alması gereken ham madde miktarı olan u_{ktn} belirlenir. ε_{kn} , "k" yılında "n" hammaddesinin fiyatıdır. CHP ünitelerine ve konvansiyonel jeneratörlere ait ham madde maliyeti, üretilen güce bağlı doğrusal olmayan fonksiyonlardır. Denklem 17'de, tüm zaman aralıklarındaki ham madde maliyetleri toplanmıştır. Bu toplam, yarım saatlik zaman aralıkları kullanıldığı için "0.5" ile çarpılmıştır. Ardından "365" ile çarpılarak "k" yılındaki toplam ham madde maliyeti hesaplanmıştır.

$$HM_{chp,k,t} = a + b \cdot p_{i,chp,kt} + c \cdot p_{i,chp,kt}^2 + d \cdot h_{i,chp,kt} + e \cdot h_{i,chp,kt}^2 + f \cdot h_{i,chp,kt} \cdot p_{i,chp,kt} \quad (18)$$

a , b , c , d , e ve f CHP üniteleri için ham madde maliyeti fonksiyonunun ($HM_{chp,k,t}$) sabit terimli

katsayılarıdır ve Ek'te Çizelge 5'te gösterilmektedir (Mohammadi-Ivatloo *et al.* 2013). $h_{i,chp,kt}$, CHP ünitesinin ürettiği ısıdır. $p_{i,chp,kt}$ ise CHP ünitesinin ürettiği güçtür.

$$HM_{konv,k,t} = z \cdot (p_{i,konv,kt}^2) + u \cdot (p_{i,konv,kt}) + v + \left| y \cdot \sin \left(o \cdot (p_{konv}^{min} - p_{i,konv,kt}) \right) \right| \quad (19)$$

z , u , v , y ve o konvansiyonel jeneratörler için ham madde maliyeti fonksiyonunun ($HM_{konv,k,t}$) sabit terimli katsayılarıdır. $p_{i,konv,kt}$, konvansiyonel jeneratörün ürettiği güçtür. p_{konv}^{min} , konvansiyonel jeneratörün üretebildiği minimum güçtür (Zhang *et al.* 2013).

Denklem 18 ve 19'daki maliyet fonksiyonlarındaki tüm katsayılara ve ham madde fiyatlarına her yıl %15 enflasyon zammı uygulanmıştır. CHP üniteleri ve konvansiyonel jeneratörler dışındaki her ekipmanın elektrik enerjisi bazında ürettiği ve tükettiği tüm kaynaklar Ek'te Çizelge 3, 4 ve 5'te gösterilmektedir.

Son olarak, karbondioksit emisyon maliyeti ($f_k^{emisyon}$) de denklem 20'de verilmiştir.

$$f_k^{emisyon} = CO2_{vergi(k,t)} (y_{kt}CO2) \quad (20)$$

$CO2_{vergi(k,t)}$, "k" yılının "t" zaman aralığındaki karbondioksit emisyon vergisidir. $y_{kt}CO2$, mikro şebekede "k" yılının "t" zaman aralığında fazladan üretilen karbondioksit miktarıdır.

Konvansiyonel jeneratörler dışındaki tüm ekipmanlar için saatlik karbondioksit üretimi üretilen güç ile doğru orantılıdır. Konvansiyonel jeneratörler içinse üretilen güce bağlı 2. dereceden polinom fonksiyon şeklinde gösterilir (Zhang *et al.* 2013):

$$CO2_{i,konv,kt} = e f_{konv} (\emptyset \cdot p_{i,konv,kt}^2 + \mu \cdot p_{i,konv,kt} + \theta) \quad (21)$$

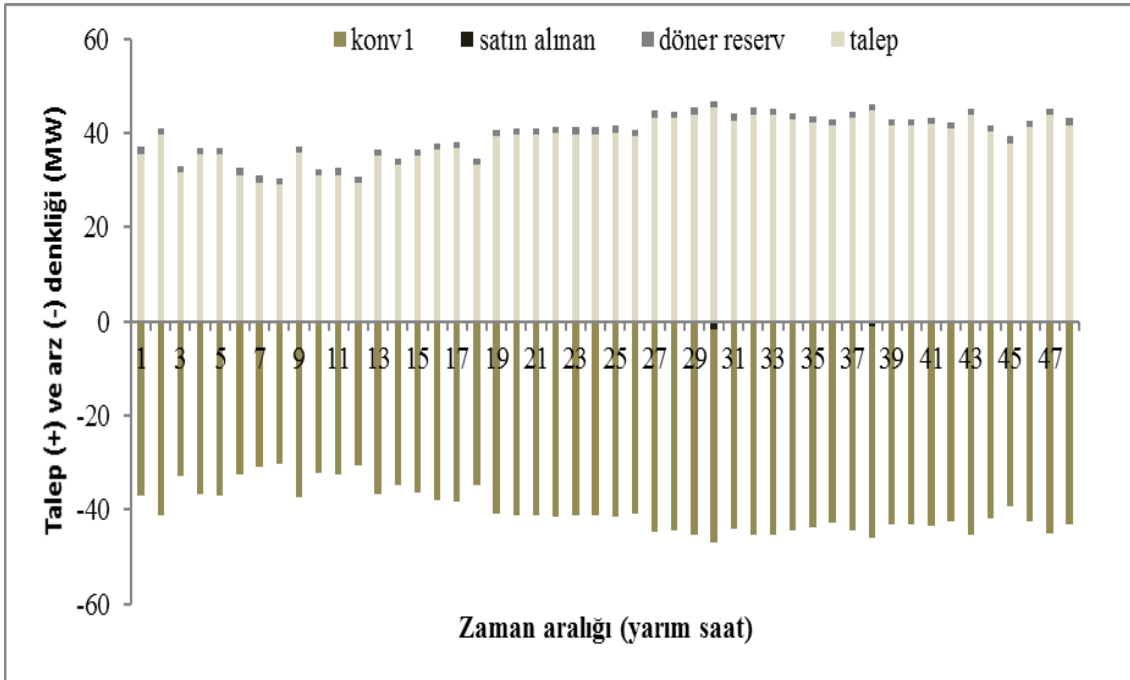
\emptyset , μ , θ ve $e f_{konv}$ konvansiyonel jeneratörler için karbondioksit emisyon fonksiyonuna ait katsayılarıdır ve Ek'te Çizelge 7'de gösterilmektedir.

3. Bulgular

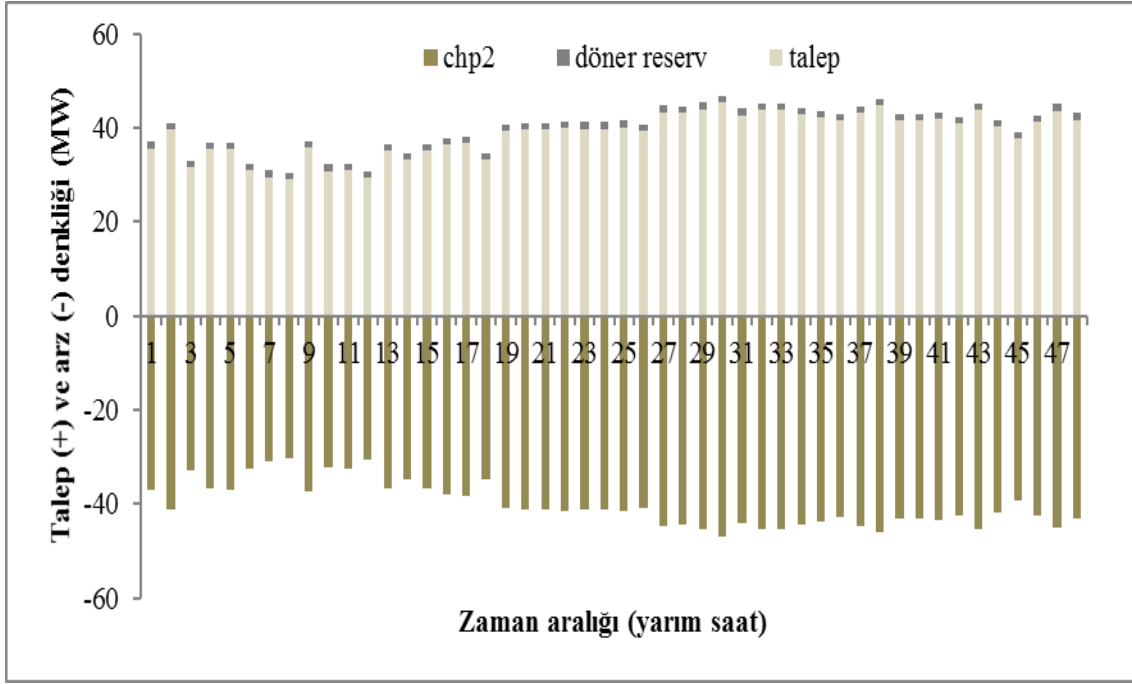
Optimizasyon problemi GAMS'te DICOPT çözücüsü kullanılarak çözülmüştür. Denklem 19'daki mutlak

değer fonksiyonu dışarıya her zaman negatif işaretli olarak çıkar. Bu nedenle fonksiyonda mutlak değere bağlı bir kırılma noktası yaratmaz. Çözücü seçeneklerinde sırasıyla mutlak ve göreceli optimum olma kriteri “optCA” ve “optCR”, “ 10^{-2} ” alınmıştır. DICOPT, doğrusal olmayan problemlerin çözümünde lokal optimum çözüm sunar. Yani elde edilen sonuçlar, küresel optimum olmayabilir (Kocis and Grossmann 1989). Verginin olmadığı durum için birinci konvansiyonel jeneratör (konv1) optimum tasarım için seçilmiştir. Anma gücü 45,08 MW olarak belirlenmiştir. Proje maliyeti yaklaşık 6,77 milyar TL olarak hesaplanmıştır. Verginin dahil edildiği durumda ise, ikinci CHP ünitesi (CHP2) optimum tasarım için seçilmiştir. Anma gücü 60 MW olarak belirlenmiştir. Proje maliyeti yaklaşık 17 milyar TL olarak hesaplanmıştır. Karbon emisyon vergisinin işlemlere katıldığında, optimum tasarımın bile, vergisiz duruma göre yaklaşık yüzde üç yüz daha fazla maliyet getirmesi, Paris Antlaşması'nın kurallarının hayata geçirilmesi ile alakalı yakın zamanda ciddi sıkıntılar yaşanabileceğinin açık bir

göstergesidir. Her iki duruma ait günlük ve yıllık enerji üretim planları oluşturulmuştur. Örneklendirmek için, sadece ilk yıla ait üretim planları gösterilmiştir. Şebekenin ömrü boyunca, günlük ve saatlik elektrik talebini karşılamak üzere optimum ekipman seçimleri yapılmıştır. Saatlik elektrik talebi, Şekil 1 ve 2'deki grafiklerde (+) yönde belirtilirken, talebi karşılamak için seçilen ekipmanlar ve ürettiği güçler (-) yönde gösterilmiştir. Şekil 1'de karbondioksit vergisi olmadığı durumdaki günlük elektrik üretim planı gösterilmiştir. 30. ve 38. zaman aralıklarında konvansiyonel jeneratörün ürettiği elektrik miktarı talebi ve döner rezervi tam olarak karşılayamadığı için milli şebekeden elektrik satın almıştır. Mikro şebekede fazladan elektrik üretmemiştir. Şekil 2'de karbondioksit vergisi olduğu durumdaki günlük elektrik üretim planı gösterilmiştir. CHP ünitesi tüm zaman aralıklarında talebi ve döner rezervi karşılamıştır. Her iki durum için de mikro şebeke fazladan elektrik üretmemiştir.



Şekil 1. Şebekenin (emisyon vergisi olmadan) birinci yılının bir günü için elektrik üretim planı



Şekil 2. Şebekenin (emisyon vergisi dahil edildiğinde) birinci yılının bir günü için elektrik üretim planı.

4. Tartışma ve Sonuç

Konvansiyonel jeneratörler, optimizasyon modeline sunulan diğer tüm ekipmanlardan çok daha fazla karbondioksit üretir. Önerilen iki konvansiyonel jeneratör de yakıt olarak kömür kullanır. Kömür, biyokütlelere nazaran çok daha yüksek enerji potansiyeline sahiptir. Yani, ham madde maliyeti açısından düşünülürse, biyokütle kullanmak fiyat açısından karlı görünebilir; fakat aynı miktarda elektrik üretmek için kömüre oranla çok daha fazla biyokütle kullanılması gerekir ve bu durum ham madde maliyetini arttırır. Bu nedenle karbondioksit emisyon vergisinin olmadığı durumda, konvansiyonel jeneratörün seçilmesi mantıklıdır. Ayrıca, konvansiyonel jeneratörler, daha eski teknolojiler olduğu için Ek'te Çizelge 2, 5 ve 7'de görüldüğü üzere kurulum ve bakım maliyetleri diğer aday ekipmanlara göre daha azdır (EIA 2020).

Karbondioksit emisyon vergisi dahil edilince, optimizasyon modeli konvansiyonel jeneratörlere göre daha az karbondioksit üreten bir CHP ünitesi seçmiştir; fakat model en az karbondioksit üreten rüzgar türbinlerini ve güneş panellerini seçmemiştir. Bunun sebebi, mikro şebekenin kurulmasının planlandığı şehrin rüzgar hızı ve güneş radyasyonu profillerinin kurulum açısından ekonomik olarak

tercih edilebilir olmamasıdır. Rüzgar türbinlerinin ve güneş panellerinin kurulum maliyetleri yüksektir; fakat işletme maliyetleri yalnızca bakım-onarım maliyetleriyle sınırlıdır ve diğer tüm ekipmanların işletme maliyetlerinden çok daha düşüktür. Optimizasyon modeli, CHP ünitelerinden en düşük kurulum maliyetine ve karbondioksit üretimine sahip olanı seçmiştir (Mohammadi-Ivatloo *et al.* 2013, EIA 2020).

Karbondioksit emisyon vergisi dahil edilmeden yapılan analizde toplam proje maliyeti 6,77 milyar TL iken, verginin dahil edildiği durumda yaklaşık 17 milyar TL olarak hesaplanmıştır. Verginin dahil edildiği durumda, daha az karbondioksit üreten bir jeneratör tercih edilmesine karşın toplam maliyetin, vergisiz analizde elde edilen maliyetin neredeyse üç katı olduğu görülmektedir. Bu durum Paris Antlaşması'nın enerji üreticileri için ciddi maddi yükümlülükler getireceğini doğrulamaktadır.

Optimizasyon modeli genel olarak, az sayıda ekipman seçip talebi karşılamaya çalışmıştır. Ekipman çeşitliliğini artırmak, işletme maliyetlerini azaltabilir. Örneğin, yirmi yıl boyunca kömür tüketmek biyokütle tüketmekten çok daha maliyetlidir. Öte yandan, ekipman çeşitliliği kurulum

ve maliyetlerini arttırabilir. Model bu nedenle tek ekipmanla talebi ve döner rezervi karşılamayı seçmiş olabilir. Emisyon vergisinin olduğu durumda, ana şebekeden elektrik satın almanın bazı zaman aralıklarında elektriği mikro şebekede ürettirmekten daha az maliyetli olduğu hesaplanmıştır.

Ek olarak, MINLP modeli kullanımının, literatürdeki benzer çalışmalara nazaran daha detaylı bir profil modeline sahip olmasından dolayı, daha güvenilir bir sonuç verdiği düşünülebilir. Batarya bazlı depolama ve fazla elektrik üretimine bazlı üretilebilecek sentetik doğalgaz da optimizasyon modeli tarafından seçilmemiştir. Birinci ve önemli sebep, şebekenin sadece talebi karşılamaya yönelmesi ve fazla elektrik üretmeyi seçmemesidir. İkinci sebep ise, günümüzdeki sentetik yakıt ve batarya üretimiyle ilgili finansal verilerin, halen standart elektrik üretim maliyetleri ve bahsedilen şebeke için öngörülen veya ölçülen talep profili ile rekabet edebilecek noktada olmamasıdır. Ancak, burada belirtilmelidir ki, doğalgaz ve elektrik fiyatları ile ilgili ciddi bir artış başlamıştır ve önümüzdeki yıllarda bu artışın hızlanabileceği, operasyonel sıkıntılara ve arz güvenliğinde sorunlara sebep olabileceği yönünde ciddi beklentiler vardır. Bu çalışmada önerilen optimizasyon metotları, güncel ekonomik veriler ışığında ve daha çeşitli senaryolar oluşturularak, uzun zaman diliminde enerji yatırımlarının nasıl yapılması gerektiği ile alakalı daha kapsamlı çalışmalar için de kullanılabilir niteliktedir.

5. Kaynaklar

- Abo-Elyousr, F. K., and Elnozahy, A. , 2018. Bi-objective economic feasibility of hybrid micro-grid systems with multiple fuel options for islanded areas in Egypt. *Renewable Energy*, **128**, 37–56.
- Aghaei, J., and Alizadeh, M. I., 2013. Demand response in smart electricity grids equipped with renewable energy sources: A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, **18**, 64-72.
- Alipour, M., Zare, K., and Abapour, M., 2018. MINLP Probabilistic Scheduling Model for Demand Response Programs Integrated Energy Hubs. *IEEE Transactions on Industrial Informatics*, **14(1)**, 79–88.

- Alvarado-Barrios, L., Rodríguez del Nozal, Á., Boza Valerino, J., García Vera, I. and Martínez-Ramos, J. L., 2020. Stochastic unit commitment in microgrids: Influence of the load forecasting error and the availability of energy storage. *Renewable Energy*, **146**, 2060–2069.
- Babacan, H., and Unvan, Y. A. (Eds.), 2020. *Academic Studies in Economic and Administrative Sciences*.
- Difiglio C, Güray BŞ, and Merdan E. , 2020. Turkey Energy Outlook.
- EIA, 2020. Capital Cost and Performance Characteristic Estimates for Utility Scale Electric Power Generating Technologies.
- Farrokhifar, M., Aghdam, F. H., Alahyari, A., Monavari, A., and Safari, A. , 2020. Optimal energy management and sizing of renewable energy and battery systems in residential sectors via a stochastic MILP model. *Electric Power Systems Research*, **187(June)**, 106483.
- Feng, Z. Kai, Niu, W. Jing, Wang, W. Chuan, Zhou, J. Zhong, and Cheng, C. Tian. , 2019. A mixed integer linear programming model for unit commitment of thermal plants with peak shaving operation aspect in regional power grid lack of flexible hydropower energy. *Energy*, **175**, 618–629.
- Fu, Y., Huang, G., Liu, L., and Zhai, M., 2021. A factorial CGE model for analyzing the impacts of stepped carbon tax on Chinese economy and carbon emission. *Science of The Total Environment*, **759**, 143512.
- Giddey, S., Badwal, S. P. S., Kulkarni, A., and Munnings, C. , 2012. A comprehensive review of direct carbon fuel cell technology. *Progress in Energy and Combustion Science*, **38(3)**, 360–399.
- Gorre, J., Ortloff, F., and van Leeuwen, C. , 2019. Production costs for synthetic methane in 2030 and 2050 of an optimized Power-to-Gas plant with intermediate hydrogen storage. *Applied Energy*, **253(June)**, 113594.
- Guo, X., Bao, Z. and Yan, W., 2019. Stochastic model predictive control based scheduling optimization of multi-energy system considering hybrid CHPs and EVs. *Applied Sciences (Switzerland)*, **9(2)**.
- Honarmand, H. A., Shamim, A. G., and Meyar-Naimi, H., 2021. A robust optimization framework for energy hub operation considering different time resolutions: A real case study. *Sustainable Energy*,

- Grids and Networks, 100526.
- Ko, W., and Kim, J., 2019. Generation expansion planning model for integrated energy system considering feasible operation region and generation efficiency of combined heat and power. *Energies*, **12(2)**.
- Kocis, G. R., and Grossmann, I. E., 1989. Computational experience with DICOPT solving MINLP problems in process systems engineering. *Computers & Chemical Engineering*, **13(3)**, 307-315.
- Mansouri, S. A., Ahmarinejad, A., Javadi, M. S., and Catalão, J. P. S., 2020. Two-stage stochastic framework for energy hubs planning considering demand response programs. *Energy*, 206.
- Mohammadi-Ivatloo, B., Moradi-Dalvand, M., and Rabiee, A., 2013. Combined heat and power economic dispatch problem solution using particle swarm optimization with time varying acceleration coefficients. *Electric Power Systems Research*, **95**, 9–18.
- Morshed, M. J., Hmida, J. Ben, and Fekih, A., 2018. A probabilistic multi-objective approach for power flow optimization in hybrid wind-PV-PEV systems. *Applied Energy*, **211(August 2017)**, 1136–1149.
- Nazari-Heris, M., Mirzaei, M. A., Mohammadi-Ivatloo, B., Marzband, M., and Asadi, S., 2020. Economic-environmental effect of power to gas technology in coupled electricity and gas systems with price-responsive shiftable loads. *Journal of Cleaner Production*, **244**, 118769.
- Onat, N., 2010. Transmission and distribution losses of Turkey's power system. *4th WSEAS International Conference on Energy Planning, Energy Saving, Environmental Education, EPESE'10*, 170–175.
- Ren, H. and Gao, W., 2010. A MILP model for integrated plan and evaluation of distributed energy systems. *Applied Energy*, **87(3)**, 1001–1014. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2009.09.023>
- Shi, X., Dini, A., Shao, Z., Jabarullah, N. H. ve Liu, Z., 2019. Impacts of photovoltaic/wind turbine/microgrid turbine and energy storage system for bidding model in power system. *Journal of Cleaner Production*, **226**, 845–857.
- Talebi, S., Ariza, A. F., and Nguyen, T. V., 2016. High-level multi-objective model for microgrid design. 10th Annual International Systems Conference, SysCon 2016 - Proceedings.
- Tenfen, D. ve Finardi, E. C., 2015. A mixed integer linear programming model for the energy management problem of microgrids. *Electric Power Systems Research*, **122**, 19–28.
- UEDAŞ, Uludağ Elektrik Dağıtım Şirketi, 2020.
- Vergara, P. P., López, J. C., Rider, M. J., Shaker, H. R., da Silva, L. C. P., and Jørgensen, B. N., 2020. A stochastic programming model for the optimal operation of unbalanced three-phase islanded microgrids. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, **115**, 105446.
- Wang, T., 2017. An overview of IGCC systems. *Integrated Gasification Combined Cycle (IGCC) Technologies* (pp. 1–80). Elsevier.
- Xia, C., Ye, B., Jiang, J., and Shu, Y., 2020. Prospect of near-zero-emission IGCC power plants to decarbonize coal-fired power generation in China: Implications from the GreenGen project. *Journal of Cleaner Production*, **271**, 122615.
- Zhang, Y., Yao, F., Lu, H. H. C., Fernando, T., and Wong, K. P., 2013. Sequential quadratic programming particle swarm optimization for wind power system operations considering emissions. *Journal of Modern Power Systems and Clean Energy*, **1(3)**, 231–240.
- Zheng, X., Wu, G., Qiu, Y., Zhan, X., Shah, N., Li, N., and Zhao, Y., 2018. A MINLP multi-objective optimization model for operational planning of a case study CCHP system in urban China. *Applied Energy*, **210**, 1126–1140.

İnternet kaynakları

- 1- <https://www.aa.com.tr/en/energy/regulation-renewable/turkey-expects-up-to-21-drop-in-emissions-until-2030/32513>, (01.01.2022).
- 2- <https://darksy.net/dev>, (08.06.2021).

Ek

Çizelge 1. Bazı ekipmanların anma gücü ve depolama kapasiteleri (EIA 2020, Difiglio C. et al. 2020).

Ekipman Adı	Minimum Anma Gücü [kW]	Maksimum Anma Gücü [kW]	Minimum Depolama Kapasitesi [kWh]	Maksimum Depolama Kapasitesi [kWh]
Rüzgar Türbini-1	100	200000	0	0
Rüzgar Türbini-2	100	200000	0	0
Fotovoltaik panel-1	100	200000	0	0
Fotovoltaik panel-2	100	200000	0	0
Biyogeneratör	2500	500000	0	0
Lityum iyon batari	1000	500000	100000	500000
Biyogazlaştırıcı-1	6600	6600	0	0
Biyogazlaştırıcı-1	11600	11600	0	0
IGCC-1	600000	600000	0	0
IGCC-2	1200000	1200000	0	0
Elektrolizör	10000	100000	0	0
Metanasyon reaktörü	51300	51300	0	0
Konvansiyonel jeneratör-1	10000	50000	0	0
Konvansiyonel jeneratör-2	10000	50000	0	0

Çizelge 2. Bazı ekipmanların kurulum ve yıllık bakım maliyet katsayıları (EIA 2020, Difiglio C. et al. 2020).

Ekipman Adı	Kurulum Maliyeti Katsayıları		Bakım Maliyeti Katsayıları	
	Anma Gücü Bazında [TL/kW]	Depolama Kapasitesi Bazında [TL/kWh-MJ]	Anma Gücü Bazında [TL/kW]	Depolama Kapasitesi Bazında [TL/kWh-MJ]
Rüzgar Türbini-1	20039,04	0	403,2	0
Rüzgar Türbini-2	20039,04	0	403,2	0
Fotovoltaik panel-1	20744,64	0	248,6	0
Fotovoltaik panel-2	20744,64	0	248,6	0
Biyogeneratör	28082,88	0	1814,4	0
Lityum iyon batari	0	12096	134,4	336
Biyogazlaştırıcı-1	34392	0	2693,4	0
Biyogazlaştırıcı-1	28646	0	2038,2	0
IGCC-1	24955	0	830,11	0
IGCC-2	22547	0	757,8	0
Elektrolizör	5355	0	289	0
Metanasyon reaktörü	5580,1	0	210,6	0

Çizelge 3. Bazı ekipmanların ürettiği birim güç başına düşen hammadde ve enerji tüketim miktarları (EIA 2020, Difiglio C. et al. 2020).

Ekipman Adı	Elektrik [kWh]	Isı [MJ]	Biyokütle [MJ]	Doğalgaz [kWh]	Petrol [MJ]	CO ₂ [gram]	Odun [MJ]	Kömür [MJ]	H ₂ [kWh]	Su [kg]
Rüzgar Türbini-1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Rüzgar Türbini-2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Fotovoltaik panel-1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Fotovoltaik panel-2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Biyogeneratör	0	0	20,07	0	0	0	0	0	0	0
Lityum iyon batari	1,05	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Biyogazlaştırıcı-1	0	0	0	0	0	0	20,5	0	0	0
Biyogazlaştırıcı-1	0	0	0	0	0	0	20,49	0	0	0
IGCC-1	0	0	0	0	0	0	0	9,18	0	0
IGCC-2	0	0	0	0	0	0	0	9,18	0	0
Elektrolizör	1,32	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Metanasyon reaktörü	0	0	0	0	0	177,14	0	0	1,28	0,748

Çizelge 4. Bazı ekipmanların ürettiği birim güç başına düşen hammadde ve enerji üretim miktarları (EIA 2020, Difiglio C. et al. 2020).

Ekipman Adı	Elektrik [kWh]	Isı [MJ]	Biyokütle [MJ]	Doğalgaz [kWh]	Petrol [MJ]	CO ₂ [gram]	Odun [MJ]	Kömür [MJ]	H ₂ [kWh]	Su [kg]
Rüzgar Türbini-1	1	0	0	0	0	25	0	0	0	0
Rüzgar Türbini-2	1	0	0	0	0	25	0	0	0	0
Fotovoltaik panel-1	1	0	0	0	0	25	0	0	0	0
Fotovoltaik panel-2	1	0	0	0	0	25	0	0	0	0
Biyogeneratör	1	0	0	0	0	79	0	0	0	0
Lityum iyon batari	0,95	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Biyogazlaştırıcı-1	1	0	0	0	0	106,5	0	0	0	0
Biyogazlaştırıcı-1	1	0	0	0	0	106,5	0	0	0	0
IGCC-1	1	0	0	0	0	318,8	0	0	0	0
IGCC-2	1	0	0	0	0	318,8	0	0	0	0
Elektrolizör	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0
Metanasyon reaktörü	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0

Çizelge 5. CHP ünitelerine ait hammadde, kurulum ve bakım-onarım maliyet fonksiyonunun katsayıları (Mohammadi-İvatloo et al. 2013, EIA 2020).

Ekipman Adı	a(₺)	b(₺/MW)	c(₺/MW ²)	d(₺/MWth)	e(₺/MWth ²)	f(₺/MW/MWth)	Kurulum (TL/kW)	Bakım-Onarım (TL/kW)
CHP1	10625	306	0,36975	5,1	0,2295	0,0935	16500	1100
CHP2	22525	293,25	0,87975	18,7255	0,2125	0,4335	4800	544
CHP3	13302,5	170	0,61	19,89	0,17	0,34	14500	743

Çizelge 6. CHP ünitelerine ait uygulanabilir operasyon bölgeleri ve karbondioksit emisyon fonksiyonunun katsayıları (Mohammadi-İvatloo et al. 2013, EIA 2020).

Ekipman Adı	Fe [p _{CHP} (Güç, MW), h _{CHP} (Isı, MWth)]	CO ₂ (gram/kW)
CHP1	[125,8; 0], [110,2; 135,6], [40; 75], [44; 0]	300
CHP2	[60; 0], [45; 55], [10; 40], [20; 0]	240
CHP3	[105; 0], [90; 45], [35; 20], [35; 0]	240

Çizelge 7. Konvansiyonel jeneratörlere ait hammadde, kurulum, bakım-onarım maliyeti ve karbondioksit emisyon fonksiyonunun katsayıları (Zhang et al. 2013, EIA 2020).

Ekipman Adı	z (TL)	u (TL/MW)	v (TL/MW ²)	y (TL)	o (MW ⁻¹)	Kurulum (TL/kW)	Bakım-Onarım (TL/kW)	ef _{konv}	∅ (ton/WM ²)	μ (ton/MW)	Θ (ton)
Konv1	17000	85	0,017	1700	0,084	7200	700	3,1604	0,00004	0,2	40
Konv2	21250	127,5	0,0215	2550	0,035	7200	700	3,1604	0,00005	0,3	50