

Depolama Entegreli Dağıtım Sistemlerinin Ekonomik Optimizasyonu

Fatma AVLİ FIRIŞ*¹ ORCID 0000-0003-4879-1932

İsrafil KARADÖL² ORCID 0000-0002-9239-0565

Ökkeş Fatih KEÇECİOĞLU¹ ORCID 0000-0001-7004-4947

¹Kahramanmaraş Sütçü İmam Üniversitesi, Mühendislik-Mimarlık Fakültesi, Elektrik-Elektronik Mühendisliği Bölümü, Kahramanmaraş

²Kilis 7 Aralık Üniversitesi, Mühendislik-Mimarlık Fakültesi, Elektrik-Elektronik Mühendisliği Bölümü, Kilis

Geliş tarihi: 11.07.2023

Kabul tarihi: 28.03.2024

Atıf şekli/ How to cite: AVLİ FIRIŞ, F., KARADÖL, İ., KEÇECİOĞLU, Ö.F., (2024). Depolama Entegreli Dağıtım Sistemlerinin Ekonomik Optimizasyonu. Çukurova Üniversitesi, Mühendislik Fakültesi Dergisi, 39(1), 133-143.

Öz

Bu çalışmanın amacı, aktif bir elektrik dağıtım sistemine bir enerji depolama sisteminin dâhil edilmesiyle gün öncesi ve gün içi elektrik piyasalarında gerçekleştirilecek enerji alışverişinde ekonomik optimizasyonu sağlamaktır. Bu amaçla geliştirilen iki aşamalı stokastik programlama problem, Genel Cebirsel Modelleme Sistemi (GAMS) aracılığıyla Karma Tamsayılı Doğrusal Programlama (MILP) ile formüle edilmiş ve CPLEX çözücüsü ile çözülmüştür. Modellemedeki belirsiz parametreler, Monte Carlo Simülasyonu ile ele alınarak bu yönde senaryo seçimi gerçekleştirilmiştir. Önerilen modelin doğruluğunu ve etkinliğini teyit etmek için, ele alınan dağıtım sisteminin seçili bir pilot fideri üzerinde ve gerçek verilerle simülasyon çalışmaları gerçekleştirilmiştir. Simülasyon çalışmalarında ele alınan işletme maliyetleri, şebekede enerji depolama kullanılıp kullanılmadığı durumlarda ayrı olarak hesaplanarak karşılaştırılmıştır. Edinilen sonuçlara göre, şebekeye enerji depolama sistemi entegre edildiği durumlarda, depolama sisteminin hiç bulunmadığı durumlara göre günlük ortalama işletme 600 doları aşkın bir düşüş gözlenmiştir. Böylelikle, önerilen modelin elektrik dağıtım sisteminin ekonomik işletimini desteklemeyi etkin bir şekilde gerçekleştirebileceği de doğrulanmıştır.

Anahtar Kelimeler: Enerji depolama, Elektrik piyasası, Dağıtım sistemi, Ekonomik optimizasyon, İşletme maliyeti

Economic Optimization of Storage Integrated Distribution Systems

Abstract

The aim of this study is to provide economic optimization in the energy exchange to be realized in the day-ahead and intra-day electricity markets by incorporating an energy storage system into an active electric

*Sorumlu yazar (Corresponding Author): Fatma AVLİ FIRIŞ, fatma.avli.firis.01@gmail.com

distribution system. The two-stage stochastic programming problem developed for this purpose was formulated with Mixed Integer Linear Programming (MILP) through the General Algebraic Modeling System (GAMS) and solved with the CPLEX solver. Uncertain parameters in modeling were handled with Monte Carlo Simulation and scenario selection was made in this direction. In order to confirm the accuracy and effectiveness of the proposed model, simulation studies were carried out on a selected pilot feeder of the considered distribution system and with real data. The operating costs, which are considered in the simulation studies, are calculated separately and compared in cases where energy storage is used in the grid. According to the results obtained, when energy storage is integrated into the grid, the average daily operation is reduced by more than 600 dollars compared to the case where no storage is available. Thus, it is confirmed that the proposed model can effectively support the economic operation of the electric distribution system.

Keywords: Energy storage, Electricity market, Distribution system, Economic optimization, Operating cost

1. GİRİŞ

Günümüz ekonomik ve doğal koşulları, yenilenebilir enerji kaynaklarının elektrik güç sistemlerine giderek artan entegrasyonunu kaçınılmaz hale getirmektedir.

Özellikle elektrik enerjisinin son kullanıcıya kadar ulaştırılmasının kritik önem arz ettiği kısım olan elektrik dağıtım sistemlerinde enerji tedariki sürekliliğinin ve dağıtım esnekliğinin daha iyi sağlanması için tüm kaynakların bir arada ve en uygun bir şekilde kullanılması gereklidir [1–4]. Ancak bu entegrasyonlar, yenilenebilir enerji kaynaklarının süreksizliği sorunları, adalaşma, plansız-zorunlu kesintiler gibi planlama ve işletimden kaynaklı bir takım zorlukları da beraberinde getirmektedir [5,6]. Teknik kalite standartlarının sağlanabilmesinin yanı sıra bir elektrik dağıtım sisteminin en kritik konularından biri, işletme maliyetidir. bulunmaktadır [5,6]. Geline bu noktada, enerji depolama sistemlerinin stratejik bir şekilde kullanılması, şebeke operatörlerine yanıt verebilen ve adapte olabilen bir kaynak sağlayarak yenilenebilir enerji üretimi ve yük talebindeki değişkenliği etkili bir şekilde yönetme kapasitesi sunmaktadır. Böylelikle, enerji depolama sistemleri, fazla enerjii depolama ve gerektiğinde sorunsuz bir şekilde serbest bırakma esnekliği nedeniyle yenilenebilir enerji kaynaklarını yönetme alanında önemli bir ilgi görmüştür [7]. Bu bağlamda, dağıtım sistemlerine entegre edilecek enerji depolama sistemlerinin doğru planlamalarla efektif kullanımları, teknik

kısıtların gerekliliklerini yerine getirebileceği gibi ekonomik açıdan da oldukça olumlu sonuçlar ortaya çıkarabilmektedir. Bu doğrultuda, yenilenebilir enerji kaynakları ile enerji depolama sistemlerinin birlikte tahsis edilmesine yönelik çeşitli araştırmalar yapılmış, çeşitli metodolojiler ve optimizasyon algoritmaları önerilmiştir.

Gerçekleştirilen literatür araştırmalarında; optimal sistem işletimi ve enerji depolama planlaması ile şebeke esnekliğinin artırılması ve maliyet minimizasyonunun sağlanması konularında bazı çalışmaların öne çıktığı görülmüştür. Yang ve arkadaşları ana şebekeden izole halde bir mikro şebeke için yedek rezerv hizmeti sağlayan enerji depolama sistemi kullanarak izole mikro şebekenin işletme maliyetinin minimize edilmesi amaçlı Şans Kısıtlı Programlama (CCP) tabanlı programlama kullanmış ve yeni bir optimal planlama modeli sunmuştur. Sunulan model, GAMS programında MILP formülasyonuna dönüştürülmüş ve CPLEX çözücü ile çözülmüştür [8]. Farzin ve arkadaşları mikro şebekelerde bulunan enerji depolama sistemlerinin gün öncesi planlaması için skolastik bir çerçeve sunmuşlardır. Mikro şebekenin işletim maliyeti, normal koşullarda ve planlanmamış adalaşma durumunda yük kesintisi indeksi önerilen şemanın ana kriteri olarak seçilmiştir. Mikro şebekenin yükü ve yenilenebilir enerji üretiminin zamanı ve süresiyle alakalı belirsizlikler MILP problemi ile formüle edilmiş ve Baskın Olmayan Sıralama Genetik Algoritma (NSGA-II) ile çözümlenmiştir [9]. MILP modeliyle yürütülen çalışmalara ek olarak; Raghavan ve arkadaşları

Genetik Algoritma (GA) ve Parçacık Sürüsü Optimizasyonu (PSO) kullanarak mikro şebekede enerji depolama sistemi için gün öncesi planlama stratejisi sunmuşlardır. Planlama stratejisi, dinamik fiyatlandırmaya tabi bir mikro şebekede tüketiciler tarafından ödenen maliyeti en aza indirmeyi amaçlamaktadır. Çalışma ile farklı boyutlarda üç mikro şebeke için şebeke fiyat tahminleri, enerji üretimi ve yük içeren simülasyonda Net Güç Tabanlı Algoritma kullanılarak ortalama maliyet düşüşü sağlayan enerji depolama sistemi planlaması elde edilmiştir [10].

Optimal planlama işletimin mikro şebeke ölçeğinde yürütüldüğü çalışmalara ilaveten, aktif elektrik dağıtım sistemlerinin işletilmesi kapsamında ana şebekeyle bağlantılı olarak ele alınan araştırmalar incelendiğinde ilgili araştırmaların ağırlıklı olarak ekonomik işletmeye odaklandığı görülmektedir. Optimal planlama modelinin amaç fonksiyonu genellikle şebekeden satın alınan veya şebekeye satılan elektrik miktarı ile belirlenmektedir. Wang ve arkadaşları aktif dağıtım şebekesinde depolama teknolojileri ile güneş ve rüzgar enerjisi üretimini kullanan entegre bir enerji sistemi planlama modeli önermiş, iki aşamalı hiyerarşik enerji yönetimi çerçevesi ile en uygun planlama stratejisini önermiştir [11]. Ho ve arkadaşları biyokütle ve güneş enerjisi kaynaklarını içeren hibrit bir enerji üretim sistemine entegre edilmiş enerji depolamanın planlamasını günlük ve haftalık işletim modlarında incelemişlerdir. Ayrıca her iki modun avantaj ve dezavantajlarını karşılaştırarak maliyet analizlerini gerçekleştirmişlerdir [12]. Zhang ve arkadaşları, dağıtım sistemi işletiminin toplam giderlerini en aza indirmek için, talep karşılama ve pil enerji depolama sistemlerini dikkate alan bir optimizasyon modeli önermiştir. Bu amaçla yenilenebilir enerji kaynaklarının yüksek nüfuzuna sahip dağıtım sisteminin gün öncesi planlama analizi için Matlab simulink yoluyla modifiye edilmiş bara sistemine dayalı bir simülasyon platformu geliştirmişlerdir [13].

Bu referansların incelenmesi sonucunda, enerji depolama ile yenilenebilir enerji kaynakları içeren sistemlerin ekonomik optimizasyonunun sağlanması doğrultusunda optimal enerji yönetimi üzerine geniş kapsamlı bir araştırmanın yapıldığı

açıkça görülmektedir. Ancak, bu ilerlemelere rağmen, yenilenebilir kaynakların çıkış gücü, şebeke yükü ve dalgalı elektrik fiyatları gibi belirsizliklerin gerçekçi bir şekilde ele alınarak optimal planlamanın gerçekleştirilmesine yönelik bir araştırma boşluğu devam etmektedir. Çünkü, özellikle aktif elektrik dağıtım şebekelerinde beklenmedik ve önemli değişiklikler olabilmektedir. Örneğin halihazırda dağıtım sistemine bağlı yüksek düzeyde yük tüketen sanayi tesislerinin resmi veya dini bayram günlerinde duruşa geçerek devreden çıkması, şebeke yükünü çok düşük seviyelere getirebilmektedir. Aynı mantıkla enerji arz-talep değişkenliği sonucunda piyasa fiyat dalgalanması yaşanabilmektedir. Bir diğer durumda ise ani hava olayları (bulutlanma, rüzgârın yavaşlaması ya da birden durması gibi) veya beklenmedik arıza akımları nedeniyle, yüksek güçlü bir yenilenebilir enerji santrali durma noktasına gelebilmekte ve planlanan arz-talep dengesinde bozulmalar meydana gelebilmektedir.

Yürütülen bu çalışma ile, aktif elektrik dağıtım sistemlerinde olası şebeke koşulları göz önünde bulundurularak ve gerçek dünya verileri ele alınarak araştırma boşluğunun doldurulması hedeflenmiştir. Bu doğrultuda yenilenebilir enerji kaynaklarının entegre halde bulunduğu aktif ve gerçek bir elektrik dağıtım sistemine enerji depolama sisteminin eklenmesiyle sistemin teknik kısıtları karşılanırken ekonomik optimizasyonun sağlanması amaçlanmıştır. Bu kapsamda dağıtım sistemi işletmecisinin gün öncesi ve gün içi elektrik piyasalarında gerçekleştirilen işlemleri temsil eden iki aşamalı stokastik bir programlama çerçevesi geliştirilmiştir. Modellemenin etkinliğini ve doğruluğunu teyit etmek için yürütülen simülasyon çalışmalarında gerçek bir elektrik dağıtım şebekesinin seçili bir fideri ve gerçek verileri kullanılmıştır. Gerçekleştirilen bu analizler ve sonuçların ele alınma şekilleri, makalenin özgün yönünü ortaya koymaktadır.

Bu makalenin başlıca katkıları şu şekilde özetlenebilmektedir:

- Önerilen model, mevcut durumda dağıtım sisteminde bulunan yenilenebilir enerji kaynaklarına ilaveten enerji depolama sistemi

entegrasyonu ile ekonomik optimizasyonun sağlanması konusunu ele almaktadır.

- Sunulan çerçeve ile, dağıtım sistemine bağlı yüklerin enerji ihtiyacı, elektrik piyasalarından puant zamanlarda yüksek fiyatlardan satın alınması yerine, yenilenebilir kaynaklardan elde edilip uygun zamanda saklanan enerjinin kullanılmasıyla yüksek enerji maliyetinden kaçınılması sağlanmaktadır.
- Problem, iki aşamalı stokastik bir problem olarak modellenmiş ve problem belirsizlikleri Monte Carlo simülasyonu ile ele alınmıştır.
- Hesaplanan işletme maliyetleri şebekede enerji depolamanın kullanılıp kullanılmadığı durumlar altında analiz edilmiştir.

Bu ilk bölümde bir giriş, literatür taraması ve çalışmanın katkısı sunulurken, 2. Bölüm'de önerilen metodoloji, matematiksel model, amaç fonksiyonu ve problemin kısıtlamaları hakkında bilgiler verilmektedir. 3. Bölüm'de, simülasyon çalışmaları verilirken, 4. Bölüm'de çalışmadan edinilen sonuçlar sunulmaktadır.

2. YÖNTEM

Çalışmada önerilen iki aşamalı matematiksel model, dağıtım şebekesindeki nodal güç dengesi, yukarı akış ağı ve güç işlemleri ile ilgili teknik kısıtlamaları yerine getirirken işletme maliyetini minimize etmektedir. Modellemenin ilk aşamasında kullanılan ve A1 ile ifade edilen karar değişkenleri, üretim kaynaklarının aktif güç çıkışlarını, yüklerin aktif güç tüketimlerini ve yukarı yönlü şebeke güç akışlarını içermekte ve talep tarafı rezervlerinin konuşlandırılması gibi önceden planlanmış değişkenlerin gerçekleştirilmesini kapsamaktadır. Bu karar değişkenleri gün öncesi piyasalarında verilen kararlarla yorumlanmakta ve herhangi bir özel senaryoya bağlı olmamaktadır. İkinci aşamada kullanılan ve A2 ile gösterilen karar değişkenleri ise şebekenin gerçek zamanlı işletiminde ikili güç akışına ilişkin süreçleri kapsamakta ve senaryolara bağlı durumların oluşmasından etkilenmektedir. Modellemede toplam işletme maliyetinin gösterimi, iki aşamalı karar değişkenlerinin toplamından oluşan amaç fonksiyonu ile ifade edilmekte ve matematiksel gösterimi aşağıda verilmektedir.

$$\text{Min } AF = \sum_{t=1}^{24} (C_{A1,t} + EC_{A2,t\omega}) \quad (1)$$

$$C_{A1,t} = (\lambda_t^{GÖ,Al} * P_t^{GÖ,Al}) - (\lambda_t^{GÖ,Sat} * P_t^{GÖ,Sat}) + (\lambda_t^{TT,Y} * R_t^{TT,Y}) + (\lambda_t^{TT,A} * R_t^{TT,A}) \quad (2)$$

$$EC_{A2,t\omega} = \sum_{\omega=1}^N \pi_{\omega} [(\lambda_{t\omega}^{G1,Al,+} * \Delta P_{t\omega}^{G1,Al,+}) - (\lambda_{t\omega}^{G1,Al,-} * \Delta P_{t\omega}^{G1,Al,-}) + (\lambda_{t\omega}^{G1,Sat,-} * \Delta P_{t\omega}^{G1,Sat,-}) - (\lambda_{t\omega}^{G1,Sat,+} * \Delta P_{t\omega}^{G1,Sat,+}) + \lambda_{t\omega}^{TD} * (R_{t\omega}^{TD,Y} - R_{t\omega}^{TD,A}) + (\lambda_{t\omega}^{YAT} * P_{t\omega}^{YAT})] \quad (3)$$

Bu eşitliklerde yer alan; t zamanı, ω A2'de gerçekleşen indeksi, π senaryonun olasılığını, λ megavat başına fiyatı, P aktif gücü ve R talep tarafı rezervini ifade eder. Buna ek olarak, Al ve Sat sırasıyla piyasadan satın alım ve piyasada satış anlamına gelirken, GÖ ve Gİ gün öncesi ve gün içi piyasasını, TT talep tepkisini, Y ve A yukarı ve aşağı değişimleri, + ve - pozitif ve negatif sapmaları ifade eder. Son olarak, TD dağıtılan enerji olup YAT yük atma anlamına gelir. $C_{A1,t}$ ana şebekeden enerji alımı, ana şebekeye enerji satışı ve bir gün önce talep tarafı rezervleriyle kararlaştırılan bir fiyat üzerinden belirlenen enerji maliyetleri eksi müşteriye satılan enerji dahil olmak üzere ilk aşama maliyetlerini temsil eder. Benzer şekilde, $EC_{A2,t\omega}$ ana şebeke ile güç alışverişini ayarlamının beklenen maliyetleri, talep tarafı rezerv tahsis maliyeti ve yük kesinti maliyetleri dahil olmak üzere ikinci aşama maliyetlerini temsil eder. Beklenen maliyet kapsamında, gerçek zamanlı olarak bir gün öncesinde planlanan enerji miktarından sapma ne kadar büyükse, bu maliyet de o kadar yüksek olacaktır. Bir gün önce belirlenen kullanılabilir kapasiteden sapma ne kadar yüksek olursa, talep yönlü rezerv tahsis maliyeti de o kadar yüksek olacaktır. Öte yandan şebekede enerji üretim ve enerji tüketim eşitliğinin sağlanamaması durumunda yük kesintisi zorunlu olacaktır. Ancak bu durum tercih edilmek istenmeyen bir durumdur ve kesinti maliyeti oldukça yüksek olacaktır.

2.1. Gün Öncesi Kısıtları

Aşağıdaki eşitlikler, birinci aşama kararları için kısıtlamaları temsil etmektedir.

$$P_t^{GÖ,DS} + P_t^{GÖ,Al} - P_t^{GÖ,Sat} = 0 \quad (4)$$

$$P_t^{GÖ,DS} = P_t^{GÖ,GES} - P_t^{GÖ,Yük} + P_t^{GÖ,Bat,-} - P_t^{GÖ,Bat,+} \quad (5)$$

$$P_t^{GÖ,GES,min} \leq P_t^{GÖ,GES} \leq P_t^{GÖ,GES,max} \quad (6)$$

$$P_t^{GÖ,Yük,min} \leq P_t^{GÖ,Yük} \leq P_t^{GÖ,Yük,max} \quad (7)$$

$$SOC_t^{GÖ,Bat} = SOC_{t-1}^{GÖ,Bat} + \left(\frac{\eta_t^{GÖ,Bat} * \Delta T}{E_t^{GÖ,Bat,max}} \right) * \quad (8)$$

$$\left(P_{t-1}^{GÖ,Bat,+} - \left(\frac{P_{t-1}^{GÖ,Bat,-} * \Delta T}{\eta_t^{GÖ,Bat} * E_t^{GÖ,Bat,max}} \right) \right) \quad (8)$$

$$SOC_t^{GÖ,Bat,min} \leq SOC_t^{GÖ,Bat} \leq SOC_t^{GÖ,Bat,max} \quad (9)$$

$$0 \leq P_t^{GÖ,Bat,+} \leq \sigma * P_t^{GÖ,Bat,+,max} \quad (10)$$

$$0 \leq P_t^{GÖ,Bat,-} \leq \eta_t^{GÖ,Bat} * (1 - \sigma) * P_t^{GÖ,Bat,-,max} \quad (11)$$

Eşitlik (4), her zaman dilimindeki güç dengesini ifade eder. Eşitlik (5)'te, $P_t^{GÖ,DS}$ yukarı ve aşağı doğru enerji akışını belirtir. Bu enerji akışında, üretilen güneş enerjisi çıkış gücü ve depolama deşarj gücünün toplamı ile şebeke yükü ve depolama şarj gücünün toplamı eşit olmalıdır. Güneş enerjisi çıkış gücünün alt ve üst sınırları Eşitlik (6) ile ifade edilirken, şebeke yükünün talep tahmininin alt ve üst limitleri Eşitlik (7) ile ifade edilir. Üretimler ve tüketimler, bu kısıtlamalarla önceden tanımlanmış aralıklar içinde olmalıdır.

Batarya depolama cihazının her zaman dilimindeki şarj durumu (SOC), Eşitlik (8)'e göre hesaplanmaktadır. Eşitlik (9) batarya SOC'sinin alt ve üst sınırlarını verirken, Eşitlik (10) ve (11)

batarya depolama cihazının şarj ve deşarj gücünün alt ve üst sınırlarını verir. Yine burada yer alan σ bataryanın şarj ve deşarj işlemlerinin aynı anda aktif olmadığını göstermektedir. Burada n dönüştürme verimliliği katsayısı, P aktif güç, E depolama biriminin enerji kapasitesidir.

$$0 \leq P_t^{GÖ,Al} \leq \alpha * P_t^{GÖ,Al,max} \quad (12)$$

$$0 \leq P_t^{GÖ,Sat} \leq (1 - \alpha) * P_t^{GÖ,Sat,max} \quad (13)$$

Eşitlik (12) ve (13), ana şebekeden alınan veya ana şebekeye satılan enerjinin belirli bir üst ve alt limit içinde olduğunu belirtmektedir. Burada α ikili bir deşikendir (0 veya 1'e eşittir) ve eş zamanlı alım satım işleminin aktif olmadığını göstermektedir.

$$0 \leq R_t^{TT,Y} \leq R_t^{TT,Y,max} \quad (14)$$

$$0 \leq R_t^{TT,A} \leq R_t^{TT,A,max} \quad (15)$$

Son olarak Eşitlik (14) ve (15), yukarı ve aşağı yönlü kullanılabilir rezerv talebinin özellikle belirli bir üst sınırdan olduğunu göstermektedir.

2.2. Gün İçi Kısıtları

Aşağıdaki eşitlikler, ikinci aşama kararları için kısıtlamaları olan; şebekenin gerçek zamanlı çalışmasına ilişkin kısıtlamaları temsil etmektedir.

$$P_{t\omega}^{Gl,DS} + P_{t\omega}^{Gl,Al} - P_{t\omega}^{Gl,Sat} = 0 \quad (16)$$

$$P_{t\omega}^{Gl,DS} = P_{t\omega}^{Gl,GES} - P_{t\omega}^{Gl,Yük} + P_{t\omega}^{Gl,Bat,-} - P_{t\omega}^{Gl,Bat,+} + P_{t\omega}^{YAT} \quad (17)$$

$$P_{t\omega}^{Gl,GES,min} \leq P_{t\omega}^{Gl,GES} \leq P_{t\omega}^{Gl,GES,max} \quad (18)$$

$$P_{t\omega}^{Gl,Yük,min} \leq P_{t\omega}^{Gl,Yük} \leq P_{t\omega}^{Gl,Yük,max} \quad (19)$$

$$SOC_{t\omega}^{Gl,Bat} = SOC_{(t-1)\omega}^{Gl,Bat} + \left(\frac{\eta_{t\omega}^{Gl,Bat} * \Delta T}{E_{t\omega}^{Gl,Bat,max}} \right) * \quad (20)$$

$$\left(P_{(t-1)\omega}^{Gl,Bat,+} - \left(\frac{P_{(t-1)\omega}^{Gl,Bat,-} * \Delta T}{\eta_{t\omega}^{Gl,Bat} * E_{t\omega}^{Gl,Bat,max}} \right) \right)$$

$$SOC_{t\omega}^{Gl,Bat,min} \leq SOC_{t\omega}^{Gl,Bat} \leq SOC_{t\omega}^{Gl,Bat,max} \quad (21)$$

$$0 \leq P_{t\omega}^{Gl,Bat,+} \leq \zeta * P_{t\omega}^{Gl,Bat,+,max} \quad (22)$$

$$0 \leq P_{t\omega}^{Gl,Bat,-} \leq \eta_{t\omega}^{Gl,Bat} * (1 - \zeta) * P_{t\omega}^{Gl,Bat,-,max} \quad (23)$$

Eşitlik (16), güç dengesini gerçek zamanlı olarak açıklamaktadır. Burada $P_{t\omega}^{Gl,DS}$ şebeke tarafından tüketilen veya üretilen aktif gücün yukarı ve aşağı doğru enerji akışını ve gerçek zamanlı değerini ifade etmektedir. Eşitlik (17)-(19), Eşitlik (5)-(7)'ye benzer şekilde olup yenilenebilir üretimlerin ve yükün gerçek zamanlı çalışmasını ifade etmektedir.

Benzer şekilde Eşitlik (20)-(23), Eşitlik (8)-(11)'e benzer şekilde batarya depolamanın gerçek zamanlı çalışmasını ifade etmektedir. İki farklı eşitlik seti arasındaki temel fark, buradaki değişkenlerin senaryolara bağlı olmasıdır.

Bu aşamada yer alan, gerçek zamanlı güç akışına ilişkin eşitlikler daha detaylı analiz edilecek olursa; Eşitlik (16)'da yer alan son iki terimin ana şebekenin yukarı akış şebekesi ile güç ticaretini yansıttığı ve aşağıdaki şekilde hesaplandığı ifade edilebilir:

$$P_{t\omega}^{Gl,Al} = \Delta P_{t\omega}^{Gl,Al} + P_t^{G0,Al} \quad (24)$$

$$P_{t\omega}^{Gl,Sat} = \Delta P_{t\omega}^{Gl,Sat} - P_t^{G0,Sat} \quad (25)$$

Eşitlik (26) ve (27)'deki amaç, Eşitlik (12) ve (13)'tekine benzemektedir ve ana şebekeden alınan veya ana şebekeye satılan enerjinin gerçek zamanda belirli bir üst ve alt limit içinde olduğunu belirtmektedir. Burada da ψ , ikili bir değişkendir (0 veya 1'e eşittir) ve eş zamanlı alım satım işleminin aktif olmadığını göstermektedir.

$$0 \leq P_{t\omega}^{Gl,Al} \leq (1 - \psi) * P_{t\omega}^{G0,Al,max} \quad (26)$$

$$0 \leq P_{t\omega}^{Gl,Sat} \leq \psi * P_{t\omega}^{G0,Sat,max} \quad (27)$$

Eşitlik (28) ve (29), şebeke ile ana şebeke arasında gerçekleşen güç işleminin, pozitif ve negatif sapma değişkenleri ile ayarlanabilen programlanan değerden sapabileceğini belirtmektedir. Bu hesaplama sürecinde yer alan kısıtlamalar aşağıdaki gibidir:

$$\Delta P_{t\omega}^{Gl,Al} = \Delta P_{t\omega}^{Gl,Al,+} - \Delta P_{t\omega}^{Gl,Al,-} \quad (28)$$

$$\Delta P_{t\omega}^{Gl,Sat} = \Delta P_{t\omega}^{Gl,Sat,+} - \Delta P_{t\omega}^{Gl,Sat,-} \quad (29)$$

Eşitlik (30)-(33), (28) ve (29)'daki değişkenler için sapmaların sınırlarını belirler. ϑ ve ρ ikili değişkenleri, sırasıyla piyasadan elektrik satın alma ve piyasaya satma senaryolarına ilişkin sapmaların yönünü tanımlar.

$$0 \leq \Delta P_{t\omega}^{Gl,Al,+} \leq (1 - \vartheta) * P_{t\omega}^{Gl,Al} \quad (30)$$

$$0 \leq \Delta P_{t\omega}^{Gl,Al,-} \leq \vartheta * P_{t\omega}^{Gl,Al} \quad (31)$$

$$0 \leq \Delta P_{t\omega}^{Gl,Sat,+} \leq (1 - \rho) * P_{t\omega}^{Gl,Sat} \quad (32)$$

$$0 \leq \Delta P_{t\omega}^{Gl,Sat,-} \leq \rho * P_{t\omega}^{Gl,Sat} \quad (33)$$

Son olarak Eşitlik (34) ve (35), yine ilk aşamadaki Eşitlik (14) ve (15)'teki mantıkla, bu kez gerçek zamanda talep tarafı rezervlerinin konuşlandırılması için üst ve alt sınırları belirlemektedir.

$$0 \leq R_{t\omega}^{DE,Y} \leq R_t^{TT,Y} \quad (34)$$

$$0 \leq R_{t\omega}^{DE,A} \leq R_t^{TT,A} \quad (35)$$

2.2.1. Belirsizliklere İlişkin Senaryo Seçimi

Stokastik programlama tabanlı problemlerde belirsizliklerin daha izlenebilir olması ve olası tüm olayları kapsaması için çok sayıda senaryo üretilmeli ve daha sonra senaryo sayıları azaltılmalıdır [14,15]. Başka bir deyişle, Monte Carlo tabanlı senaryo oluşturma yaklaşımının çıktılarını gibi çok sayıda senaryonun ele alındığı durumlarda senaryo indirgeme yaklaşımı esastır [16].

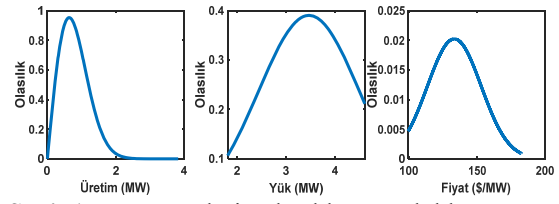
Monte Carlo simülasyon yöntemi, belirsizlik faktörünün olduğu durumlarda ve simülasyon çalışmalarında bir veya daha fazla olasılık dağılımından rasgele sayıların seçilmesi tekniğidir. Monte Carlo simülasyonu, model için belirlenen aralık sayısına bağlı olarak binlerce hatta on binlerce veriyi kapsayabilir. Yüzlerce deney yapmadan veya binlerce örnek oluşturmadan performansı tahmin etmeye izin verir. Yöntemin bir probleme uygulanması, problemin rastgele sayılar kullanılarak simüle edilmesi ve bu simülasyonların sonuçlarına bakılarak hesaplanacak parametrenin yaklaşık olarak hesaplanması fikrine dayanmaktadır. Böylece, farklı olasılık fonksiyonları, bir dizi rasgele sayı kullanarak model içinde farklı sonuçları hesaplar.

Bu aşamada ele alınacak olan, belirsizlikler dahilinde, senaryoların oluşturulmasında, piyasa fiyatı, yük, rüzgar hızı ve güneş enerjisi üretimi gibi belirsizlik faktörleri göz önünde bulundurulmuştur. Bu faktörlerin tarihsel verilerine dayanarak, Monte Carlo simülasyon yöntemi ile çok sayıda senaryolar oluşturulmuştur. Bu kapsamda ilk olarak olasılık uzaklık fonksiyonunun hesaplamaları kullanılmış ve her bir belirsiz parametreye olasılık uzaklığı atanmıştır. Burada yük ve fiyat parametreleri için normal dağılım, üretim parametreleri için weibull dağılımı kullanılmaktadır.

Hesaplanan olasılık mesafeleri Monte Carlo simülasyonu [17,18] motoruna verilmiş ve çoklu senaryolar üretilmiştir. Monte Carlo simülasyon motorundan üretilen senaryolar daha sonra aynı grup içinde en yakın olasılıklara sahip olasılık uzaklık algoritmasına göre indirgenmiştir. Monte Carlo simülasyonu tarafından üretilen çok sayıda senaryo daha sonra aynı grup içinde en yakın olasılıkları sunmak için olasılık uzaklığı algoritmasına göre indirgenmiştir [16,19]. Sonuçta en yakın olasılıkların aynı grupta toplandığı olasılık paketi oluşturulmuştur. Şekil 1'de, güneş enerjisi üretiminin, şebeke yükünün ve piyasa fiyatının olasılık yoğunlukları yer almaktadır.

Ortaya çıkan senaryolar, uygun kısıtlamaları dikkate alan stokastik doğrusal programlama modelinde kullanılmıştır. Böylece stokastik bilgi

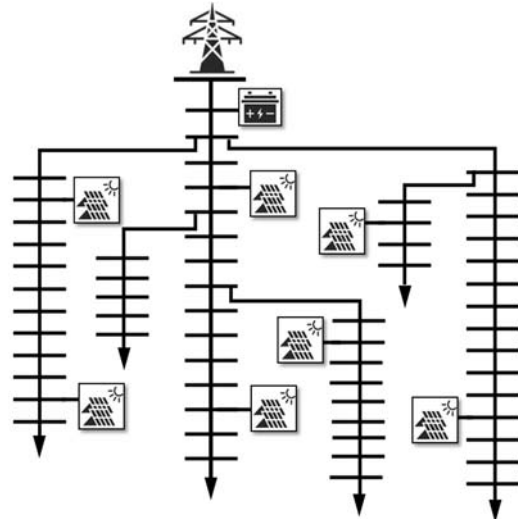
mümkün olduğunca sağlam kalırken optimizasyon problemi de izlenebilir hale getirilmiştir. Olasılık dağılım fonksiyonu ve Monte Carlo simülasyonu yöntemleriyle belirsizlik parametreleri ele alınan model, daha sonra Genel Cebirsel Modelleme Sisteminde (GAMS) karma tamsayılı doğrusal programlama modeli (MILP) olarak kodlanmış ve CPLEX çözücü kullanılarak çözülmüştür.



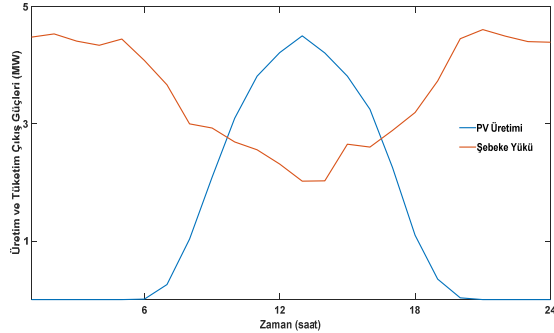
Şekil 1. Parametrelerin olasılık yoğunlukları

3. ARAŞTIRMA BULGULARI

Problemin çözümüne yönelik simülasyon çalışmaları, Türkiye'de yer alan bir elektrik dağıtım şebekesinin seçili bir pilot fideri üzerinde ve gerçek verilere dayanarak gerçekleştirilmiştir. Seçilen fider 61 baraya sahiptir ve sistemin gerilim seviyesi 31,5 kV'tur. Kurulu güç güneş enerjisi santralleri için 5,94 MWp, diğer yükler için 10,6 MW iken, batarya enerji depolama sistemi için şarj ve deşarj güçleri 2 MW kabul edilmiştir. Seçili fiderin tek hat şeması Şekil 2'de sunulmaktadır.



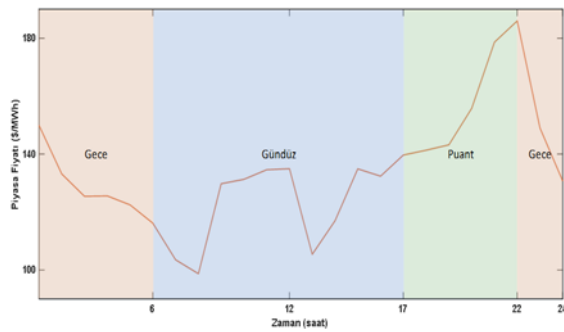
Şekil 2. Pilot fider tek hat şeması



Şekil 3. Güneş enerjisi üretimleri ve şebeke yükleri

Analizlerde ele alınan, elektrik piyasalarında enerji depolama kullanarak işletim sağlayacak elektrik dağıtım sistemi operatörü, şebekesine entegre halde bulunan güneş enerjisi santralleri ve şebeke yükleriyle birlikte işletimi, minimum işletme maliyetiyle optimize etmektedir.

Gerçekçi bir yük profili, güneş enerjisi üretim profili ve enerji fiyatını dikkate almak için 2022 yılının temmuz ayının verilerinin ortalaması alınarak istatistiksel analizi yapılmıştır. Piyasa fiyatlarına dair gerçek veriler ise EPIAŞ (Enerji Piyasası Düzenleme Kurumu) Şeffaflık Platformu'ndan alınmıştır. Şekil 3'te edinilen güneş enerjisi üretimi ile şebeke yükü, Şekil 4'te ise gün öncesinde belirlenen enerji piyasa fiyatı verileri, gündüz, puant ve gece tarife dönemleri halinde sunulmaktadır. Sistemin tablo halindeki puant yük değerleri ise Çizelge 1'de sunulmaktadır.



Şekil 4. Enerji piyasa fiyatları

Çizelge 1. Sistem puant-yük verileri

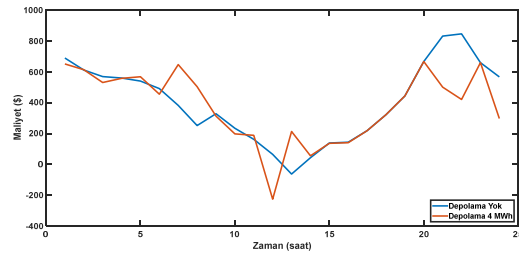
Zaman	Puant Yük (MW)	Zaman	Puant Yük (MW)
t1	4.477	t13	2.020
t2	4.531	t14	2.024
t3	4.409	t15	2.650
t4	4.336	t16	2.601
t5	4.442	t17	2.884
t6	4.079	t18	3.192
t7	3.664	t19	3.728
t8	2.996	t20	4.450
t9	2.926	t21	4.604
t10	2.688	t22	4.493
t11	2.554	t23	4.400
t12	2.313	t24	4.387

Enerji depolamaya ilişkin veriler ise Çizelge 2'de sunulmuştur. Veriler varsayımsal olarak oluşturulmuş ve depolama olarak pilin kullanıldığı varsayılmıştır. Depolama tesisinin şarj/deşarj verimliliği %90 olarak kabul edilmiştir. Burada yer alan E_{max} bataryanın MWh cinsinden enerji kapasitesini, P_{max} MW cinsinden bataryanın sırasıyla şarj vedeşarj gücünü, SoC_{max} ise bataryanın şarj durumunu ifade etmektedir.

Çizelge 2. Depolama teknik verileri

Birim	E_{max} (MWh)	P_{max} (MW)	SoC_{max} (%)
Batarya	4	2	90

Gerçekleştirilen simülasyon çalışmaları, sisteme enerji depolama entegre edildiği ve edilmediği koşullar arasındaki işletme maliyeti farkını görebilmek adına bu iki farklı durumlar dahilinde gerçekleştirilmiştir. Şekil 5'te sistemde depolama bulunduğu ve bulunmadığı durumlarda elde edilen işletme maliyetleri gösterilmektedir.



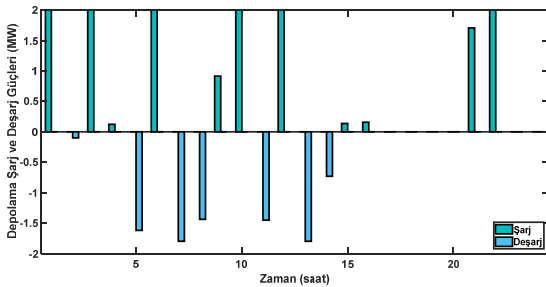
Şekil 5. Depolamalı ve depolamasız durumlarda hesaplanan işletme maliyetleri

Çizelge 3. İşletme maliyetleri ve farkları

Depolama yokluğunda maliyet (\$)	Depolama varlığında maliyet (\$)	Maliyet farkı (\$)
9707.5038	9028.6983	678.8054

Edinilen sonuçlara göre enerji depolama sisteminin eğilimi, uygun fiyatlı enerji kaynağı olarak öncelikli yerel enerji kaynağını kullanıp karını maksimize etmesi şeklinde tanımlanmaktadır. Bu bağlamda, güneş enerjisi üretimi çıkışı şebeke yükünden daha fazla olduğunda açığa çıkmış fazla enerji, depolama sistemi tarafından şarj olmakta; şebeke yükü güneş enerjisi üretim çıkışından daha fazla olduğunda ise depolama sistemi tarafından enerji deşarjı yapılarak enerji ihtiyacı karşılanmaya çalışılmaktadır. Böylece yukarı yönlü elektrik piyasalarından, piyasa fiyatlarının yüksek olduğu seviyeden alım yapılmayıp ekonomik yönden avantajlı bir durum sağlanabilmektedir.

Çizelge 3, dağıtım sisteminin depolama entegre edilip edilmediği durumlardaki işletme maliyetlerini ve aralarındaki farkları göstermektedir. Pik tüketim saatleri de dâhil olmak üzere yazın güneş enerjisi kaynaklı üretim üstünlüğü toplam işletme maliyetini düşürmektedir. Böyle bir ekosistemde sisteme enerji depolama sisteminin de dâhil edilmesiyle işletme maliyeti daha da düşmüştür. Batarya enerji depolama sisteminin optimizasyon ufku boyunca devreye girdiği ve şarj-deşarj olduğu zaman dilimlerini ve çıkış güçlerini içeren grafik, Şekil 6'ta sunulmuştur.

**Şekil 6.** Batarya depolama sisteminin güç değişimi

Burada batarya enerji depolama sisteminin yatırım ya da işletim maliyeti ile ilgili olarak, bataryanın dağıtım sistemi operatörünün mülkiyetinde olduğu

ve dağıtım sistemi operatörünün bunun işletimini kendi faydası için optimize ettiği varsayılmaktadır. Bu nedenle, depolama sistemi için herhangi bir fazladan maliyet düşünülmemiştir. Çalışmanın ana odağı kısa vadeli işletme maliyeti olduğu için, batarya enerji depolama sistemi yaşanması gibi uzun vadeli maliyetler amaç fonksiyonuna dâhil edilmemiştir.

4. SONUÇLAR

Bu çalışmada, elektrik piyasalarında enerji alışverişi işlemi yapan bir dağıtım sistemi operatörünün, gerçekleştireceği işlemlerle işletme maliyetini minimize eden, stokastik programlamaya dayalı optimal işletim yaklaşımı geliştirilmiştir. Yaklaşım, üretimlerin ve yüklerin gün öncesinde konuşlandırılmasını ve gerçek zamanlı işletimde şebekenin çift yönlü güç akışına ilişkin süreçlerde planlanmasını kapsamaktadır. Gerçekleştirilen simülasyon çalışmaları, dağıtım sisteminin seçili bir pilot fideri üzerinde depolamanın olup olmadığı durumlar altında yürütülmüştür. Tamamen gerçek verilere dayalı yenilenebilir enerji çıkış gücü, şebeke yükü ve elektrik fiyatı belirsizliklerinin sistematik bir çerçevede ele alınarak hesaplanan işletme maliyetleri, bu çalışmanın en önemli motivasyonlarından biridir.

Edinilen bulgular, yenilenebilir üretim kaynaklarının entegre halde bulunduğu çift yönlü enerji akışına sahip elektrik dağıtım sistemlerinde enerji depolama kullanımının optimal planlamasının, işletme maliyetlerini en aza indirmek için etkili bir araç olduğunu göstermiştir. Entegrasyonu hızla artan yenilenebilir enerji kullanımının daha ekonomik ve güvenilir bir moda haline gelmesini sağlayacak olan geleceğin enerji sistemlerinde enerji depolama sistemleri çok önemlidir. Bu minvalde gerçekleştirilen çalışmanın sonuçları, dağıtım sistemi operatörlerine, minimum işletme maliyeti elde etmek için enerji depolama sisteminin nasıl programlanması gerektiği konusunda bir kılavuz olarak kullanılabilir. Ayrıca sunulan çerçevenin, ileride yürütülecek reel sistemlerin ekonomik optimizasyonlarının sağlanması çalışmalarına ışık tutacağı öngörülmektedir.

5. KAYNAKLAR

1. Koochi-Fayegh, S., Rosen, M.A., 2020. A Review of Energy Storage Types, Applications and Recent Developments. *Energy Storage*, 27, 101047.
2. Chamandoust, H., Derakhshan, G., Hakimi, S.M., Bahramara S., 2020. Tri-objective Scheduling of Residential Smart Electrical Distribution Grids with Optimal Joint of Responsive Loads with Renewable Energy Sources. *Energy Storage*, 27, 101112.
3. Jing, W., Lai, C.H., Ling, D.K.X., Wong, W.S.H., Wong, M.L.D., 2019. Battery Lifetime Enhancement Via Smart Hybrid Energy Storage Plug-in Module in Standalone Photovoltaic Power System. *Energy Storage*, 21, 586-98.
4. Shao, Z., Wakil, K., Usak, M., Amin Heidari, M., Wang B., Simoes, R., 2018. Kriging Empirical Mode Decomposition Via Support Vector Machine Learning Technique for Autonomous Operation Diagnosing of CHP in Microgrid. *Appl Therm Eng*, 145, 58-70.
5. Moutis, P., Hadi Amini, M., Khan, I.A., He, G., Mohammadi, J., Kar, S., 2019. A Survey of Recent Developments and Requirements for Modern Power System Control. *Pathways to a Smarter Power System*. Elsevier Ltd., 289-316
6. Malekpour, A.R., Niknam, T., 2011. A Probabilistic Multi-Objective Daily Volt/Var Control at Distribution Networks Including Renewable Energy Sources. *Energy*, 36(5), 3477-3488.
7. Tan, K.M., Babu, T.S., Ramachandaramurthy, V.K., Kasinathan, P., Solanki, S.G., Raveendran, S.K., 2021. Empowering Smart Grid: A Comprehensive Review of Energy Storage Technology and Application with Renewable Energy Integration. *Energy Storage* 39, 102591.
8. Li, Y., Yang, Z., Li, G., Zhao, D., Tian, W., 2019. Optimal Scheduling of an Isolated Microgrid with Battery Storage Considering Load and Renewable Generation Uncertainties. *IEEE Trans Ind Electron*. 66(2), 1565-1675.
9. Farzin, H., Fotuhi-Firuzabad, M., Moeni-Aghtaie, M., 2017. A Stochastic Multi-Objective Framework for Optimal Scheduling of Energy Storage Systems in Microgrids. *IEEE Trans Smart Grid*, 8(1), 117-27.
10. Raghavan A., Maan P., Shenoy A. 2016. Optimal Scheduling of Energy Storage for Renewable Energy Distributed Energy Generation System. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 58, 1100-1107.
11. Wang, Y., Zhao, J., Zheng, T., Fan, K., Zhang, K., 2022. Optimal Planning of Integrated Energy System Considering Convertibility Index. *Energy Res*. 10, 1-17.
12. Ho, W.S., Macchietto, S., Lim, J.S., Hashim, H., Muis, Z.A., Liu, W.H., 2016. Optimal scheduling of energy storage for renewable energy distributed energy generation system. *Renew Sustain Energy Rev.*, 58, 1100-7.
13. Zhang, X., Son, Y., Choi, S., 2022. Optimal Scheduling of Battery Energy Storage Systems and Demand Response for Distribution Systems with High Penetration of Renewable Energy Sources. *Energies*. 15(6).
14. Teimourzadeh, S., Tor, O.B., Cebeci, M.E., Bara, A., Oprea S.V., Kisakurek, S.M., 2020. Enlightening Customers on Merits of Demand-Side Load Control: A Simple-But-Efficient-Platform. *IEEE Access*, 8, 193238-47.
15. Gholami, A., Shekari, T., Aminifar, F., Shahidehpour, M., 2016. Microgrid Scheduling with Uncertainty: The Quest for Resilience. *IEEE Trans Smart Grid*, 7(6), 2849-2858.
16. Teimourzadeh, S., Tor, O.B., Cebeci, M.E., Bara, A., Oprea, S.V., 2019. A Three-Stage Approach for Resilience-Constrained Scheduling of Networked Microgrids. *Mod Power Syst Clean Energy*, 7(4), 705-715.
17. Binder, K., 2005. *Monte-Carlo Methods. Guide to Monte Carlo Simulations in Statistical Physics*. Cambridge University, 51-208.
18. Kroese, D.P., Rubinstein, R.Y., 2012. *Monte Carlo methods*. Wiley Interdiscip Rev Comput Stat., 4(1), 48-58.
19. Conejo, A.J., Carrión, M., Morales, J.M. 2010. *Decision Making Under Uncertainty in Electricity Markets*. New York: Springer. 1, 27-61.

KISALTMALAR

$\lambda^{GÖ,Al}$	Gün öncesi elektrik alış fiyatı	$\Delta P^{Gl,Sat}$	$P^{Gl,Sat}$, 'nin toplam sapması
$\lambda^{GÖ,Sat}$	Gün öncesi elektrik satış fiyatı	$\Delta P^{Gl,Al,+}$	$P^{Gl,Al}$, 'nin pozitif sapması
$\lambda^{TT,Y}$	Talep tarafı yukarı yönlü yedek rezerv fiyatı	$\Delta P^{Gl,Al,-}$	$P^{Gl,Al}$, 'nin negatif sapması
$\lambda^{TT,A}$	Talep tarafı aşağı yönlü yedek rezerv fiyatı	$\Delta P^{Gl,Sat,+}$	$P^{Gl,Sat}$, 'nin pozitif sapması
$\lambda^{Gl,Al,+}$	Gün içi elektrik alış fiyatı pozitif sapması	$\Delta P^{Gl,Sat,-}$	$P^{Gl,Sat}$, 'nin negatif sapması
$\lambda^{Gl,Al,-}$	Gün içi elektrik alış fiyatı negatif sapması	P^{GES}	Güneş enerji santrali üretim çıkış gücü
$\lambda^{Gl,Sat,+}$	Gün içi elektrik satış fiyatı pozitif sapması	$P^{Yük}$	Şebeke yük çıkış gücü
$\lambda^{Gl,Sat,-}$	Gün içi elektrik satış fiyatı negatif sapması	$P^{Bat,+}$	Batarya enerji depolama şarj gücü
$\lambda^{TD,Y}$	Talep tarafı yukarı yönlü yedek rezerv dağıtım fiyatı	$P^{Bat,-}$	Batarya enerji depolama deşarj gücü
$\lambda^{TD,A}$	Talep tarafı aşağı yönlü yedek rezerv dağıtım fiyatı	P^{YAT}	Kesinti yapılan aktif güç
$R^{TT,Y}$	Talep tarafı yukarı yönlü yedek rezerv miktarı	η^{Bat}	Batarya verimliliği
$R^{TT,A}$	Talep tarafı aşağı yönlü yedek rezerv miktarı	E^{Bat}	Batarya kapasitesi
$R^{TD,Y}$	Talep tarafı yukarı yönlü yedek rezerv dağıtım miktarı	SoC	Batarya şarj durumu
$R^{TD,A}$	Talep tarafı aşağı yönlü yedek rezerv dağıtım miktarı	π	Senaryo olasılığı
λ^{YAT}	Yük atma fiyatı	ω	Senaryo indeksi
$P^{GÖ,Al}$	Gün öncesi satın alınan güç miktarı	$\sigma, \alpha, \zeta, \psi, \vartheta, \rho$	İkili değişkenler (0/1)
$P^{GÖ,Sat}$	Gün öncesi satılan güç miktarı		
$P^{GÖ,DS}$	Gün öncesi aktif güç işlemi miktarı		
$P^{Gl,Al}$	Gün içi satın alınan güç miktarı		
$P^{Gl,Sat}$	Gün içi satılan güç miktarı		
$P^{Gl,DS}$	Gün öncesi aktif güç işlemi miktarı		
$\Delta P^{Gl,Al}$	$P^{Gl,Al}$, 'nin toplam sapması		

