

Enerji Depolama ile Elektrik Dağıtım Şebekesinin İşletme Maliyeti Optimizasyonu

Fatma AVLİ FIRIŞ^{1*}, İsrail KARADÖL², Ökkeş Fatih KEÇECİOĞLU³

^{1,3} Elektrik-Elektronik Mühendisliği Bölümü, Mühendislik-Mimarlık Fakültesi, Kahramanmaraş Sütçü İmam Üniversitesi, Kahramanmaraş, Türkiye

² Elektrik ve Enerji Bölümü, Mühendislik-Mimarlık Fakültesi, Kilis 7 Aralık Üniversitesi, Kilis, Türkiye

*¹ fatma.avlifiris@akedasdagitim.com.tr, ² israfilkaradol@kilis.edu.tr, ³ fkececioglu@ksu.edu.tr

(Geliş/Received: 08/05/2023;

Kabul/Accepted: 10/11/2023)

Öz: Bu çalışmanın amacı, yenilenebilir ve dağıtık enerji kaynaklarının bulunduğu elektrik dağıtım şebekesinin fider ölçeğinde enerji depolama sistemi kullanılarak minimum işletme maliyeti sağlamaktır. Şebekenin işletim optimizasyonu, çalışmada geliştirilen iki aşamalı stokastik programlama problemi ile ele alınmıştır. Problem, General Algebraic Modelling System (GAMS) aracılığıyla doğrusal bir model olan Mixed Integer Linear Programming (MILP) ile formüle edilmiş ve CPLEX çözücüsü ile çözülmüştür. Modellemedeki belirsizliklerin ele alınabilmesi için Monte Carlo Simülasyonu aracılığıyla senaryo üretimi ve azaltımı gerçekleştirilmiştir. Önerilen modelin etkinliğini doğrulamak için gerçekleştirilen simülasyon çalışmaları, IEEE-33 test baraları üzerinde uygulanmıştır. İşletme maliyetleri olası şebeke koşulları altında hesaplanmış ve kendi aralarında enerji depolamanın kullanımlarına göre karşılaştırılmıştır. Edinilen sonuçlara göre, şebekeye enerji depolama sistemi entegre edildiği durumlarda, depolama sisteminin hiç bulunmadığı durumlara göre işletme maliyetinde yalnızca bir günlük ortalama zaman periyodunda 200 doları aşkın bir düşüş gözlenmiştir. Böylece önerilen sistemle birlikte enerji depolamanın optimum şekilde programlanmasının; işletme maliyetlerini düşürmede ve dolayısıyla güç sistemlerinin en kritik konularından biri olan ekonomik optimizasyonun sağlanmasında etkin bir yöntem olduğu doğrulanmıştır.

Anahtar kelimeler: Dağıtım sistemleri, monte carlo simülasyonu, optimal planlama, maliyet.

Operating Cost Optimization of Electricity Distribution Network with Energy Storage

Abstract: The aim of this study is to provide minimum operating cost by using the energy storage system at the feeder scale of the electricity distribution network with renewable and distributed energy sources. The operating optimization of the network is handled with the two-stage stochastic programming problem developed in the study. The problem was formulated with Mixed Integer Linear Programming (MILP), a linear model, through the General Algebraic Modeling System (GAMS) and solved with the CPLEX solver. In order to deal with the uncertainties in the modeling, scenario generation and reduction were carried out through Monte Carlo Simulation. Simulation studies carried out to verify the effectiveness of the proposed model were applied on IEEE-33 test busbars. Operating costs were calculated under possible grid conditions and compared among themselves according to the use of energy storage. According to the results, in cases where the energy storage system is integrated into the grid, a decrease of more than 200 dollars was observed in the operating cost in only one day's average time period compared to the cases where the storage system is not available at all. Thus, the optimum programming of energy storage with the proposed system; It has been proven to be an effective method in reducing operating costs and thus providing economic optimization, which is one of the most critical issues of power systems.

Key words: Distribution systems, monte carlo simulation, optimum planning, cost.

1. Giriş

Doğal süreçlerle sürekli olarak yenilenme yeteneğine sahip olan ve konvansiyonel olmayan enerji, sürdürülebilir ve yenilenebilir enerji olarak isimlendirilmektedir [1]. Dağıtık üretim ise, dağıtım şebekesine bağlı, tüketim noktasında veya yakınında müşterilere yerinde hizmet veren elektrik üretim sistemlerini ifade etmektedir [2]. Batarya depolama, elektrikli araçlar, kojenerasyon santralleri gibi enerji kaynakları “dağıtık üretim kaynakları” olarak tanımlanırken, rüzgar türbinleri, fotovoltaik üniteler, hidroelektrik santraller, jeotermal santraller ve biyokütle santralleri gibi kaynaklar “yenilenebilir dağıtık üretim kaynakları” olarak tanımlanmaktadır [3]. Günümüz ekonomik ve doğal ortamında, yenilenebilir ve dağıtık üretim tesislerinin

* Sorumlu yazar: fatma.avlifiris@akedasdagitim.com.tr. Yazarların ORCID Numarası: ¹ 0000-0003-4879-1932, ² 0000-0002-9239-0565, ³ 0000-0001-7004-4947

entegrasyonunun hızla arttığı elektrik dağıtım sistemlerinde enerji tedarik sürekliliğinin ve dağıtım esnekliğinin daha iyi sağlanması için tüm kaynakların bir arada optimal kullanılması büyük önem taşımaktadır. Özellikle enerji depolama sistemlerinin bu entegrasyonlarda doğru planlamalarla efektif kullanımları, elektrik arzının karşılanmasına katkı sağlayabildiği gibi ekonomik açıdan da oldukça olumlu sonuçlar ortaya çıkarabilmektedir.

Bu alanda kapsamlı bir literatür incelemesi gerçekleştirildiğinde, enerji depolamalı yenilenebilir ve dağıtık enerji kaynaklarının optimum planlanması konusunda birçok çalışmanın ön plana çıktığı görülmüştür. Bu çalışmaların büyük çoğunluğu mikro şebeke ölçeğinde gerçekleştirilmiştir. Kumar ve arkadaşları [4] elektrik üretim maliyetini en aza indirmek amacıyla yenilenebilir kaynakların mevcudiyetinde bir mikro şebekede üretim ve depolama tesislerinin gün öncesinden programlanması sorununu ele almıştır. Problem doğrusal bir maliyet fonksiyonu dikkate alınarak formüle edilmiş ve optimizasyon kısmını çözmek için Yapay Balık Sürüsü zekası kullanılmıştır. Yang ve arkadaşları [5] ana şebekeden izole halde bir mikroşebekenin işletme maliyetini minimize etmek için yedek rezerv hizmeti sağlayan enerji depolama sistemi kullanarak Chance Constrained Programming (CCP) tabanlı programlamaya dayalı optimal planlama modeli sunmuştur. Luo ve arkadaşları [6] fotovoltaik, rüzgar, yakıt hücresi, mikro türbin ve batarya enerji depolama sistemini içeren şebeke bağlantılı mikroşebeke için Modified Bat Algorithm (MBA) optimizasyonu kullanarak yeni bir enerji yönetim sistemi önermişlerdir. Önerilen sistemde mikroşebekenin gün öncesi planlamasında farklı günlerin ve mevsimlerin çeşitli ışınımlarının etkisi değerlendirilerek mikroşebekede bulunan fotovoltaik sistem için yeni bir matematiksel model sunulmuştur.

Aktif elektrik dağıtım şebekelerinin optimal planlaması 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. Zhang ve arkadaşları [7], 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 penetrasyonuna sahip dağıtım sisteminin gün öncesi planlama analizi için matlab/simulink yoluyla modifiye edilmiş bara sistemine dayalı bir simülasyon platformu geliştirmişlerdir. Wang ve arkadaşları [8] 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. Ho ve arkadaşları [9] biyo kütle 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.

Literatür araştırması, enerji depolama sistemleri ile yenilenebilir veya dağıtık üretim tesislerini içeren sistemlerin ekonomik optimizasyonunun çeşitli çalışmalara konu olduğunu ve bu minvaldeki sorunların çözülebilmesi amacıyla farklı buluşsal ve matematiksel tekniklerin geliştirildiğini göstermektedir [10]. Ancak bu durum beraberinde aktif bir dağıtım şebekesinin farklı olası koşullar altında optimizasyonunun sağlanması konusunda yetersiz kalmıştır. Çünkü, aktif bir sistem olan dağıtım şebekesinde rutin işletim kalıplarının dışında, beklenmedik ve büyük bir değişiklik olması muhtemeldir. Örneğin, beklenmeyen hava olayları (ör. bulutlanma, rüzgarın yavaşlaması ya da birden durması gibi) veya beklenmedik arıza akımları nedeniyle, yüksek güçlü bir yenilenebilir enerji santrali, entegre halde bulunduğu bir fiderde durma noktasına gelebilir. Bu durumun yanı sıra, fider üzerinde yüksek miktarda yük harcayan sanayi tesislerinin resmi veya dini bayramlarda duruşa geçerek devreden çıkması, şebeke yükünü çok düşük seviyelere getirebilir. Aynı mantıkla enerji talebinin değişkenliğiyle piyasa fiyat dalgalanması yaşanabilir. Bu sebeplerden ötürü, aktif dağıtım şebekelerinde depolama planlaması ve maliyet optimizasyonunun olası koşulları kapsayacak surette gerçekleştirilmesi kritik önemdedir. Nitekim yürütülen bu çalışmanın temel amacı, yenilenebilir ve dağıtık üretim kaynaklarıyla entegre halde; çift akış yönlü ve girift bir yapıdaki elektrik dağıtım şebekesini tüm yönleriyle düşünüp ekonomik optimizasyonu sağlayabilmektir. Bu kapsamda geliştirilen modelleme ile, olası tüm şebeke koşullarının göz önünde bulundurulması suretiyle şebekede enerji depolama sistemi kullanılmadığı, baz kapasitede kullanıldığı ve iki kat kapasiteyle kullanıldığı durum setlerinde ayrı ayrı işletme maliyetleri hesaplanarak ortaya çıkan sonuçlar değerlendirilmiştir. Gerçekleştirilen bu analizler ve sonuçların ele alınma şekilleri, makalenin özgün yönünü ortaya koymaktadır.

Bu makalenin başlıca katkıları şu şekilde özetlenebilir:

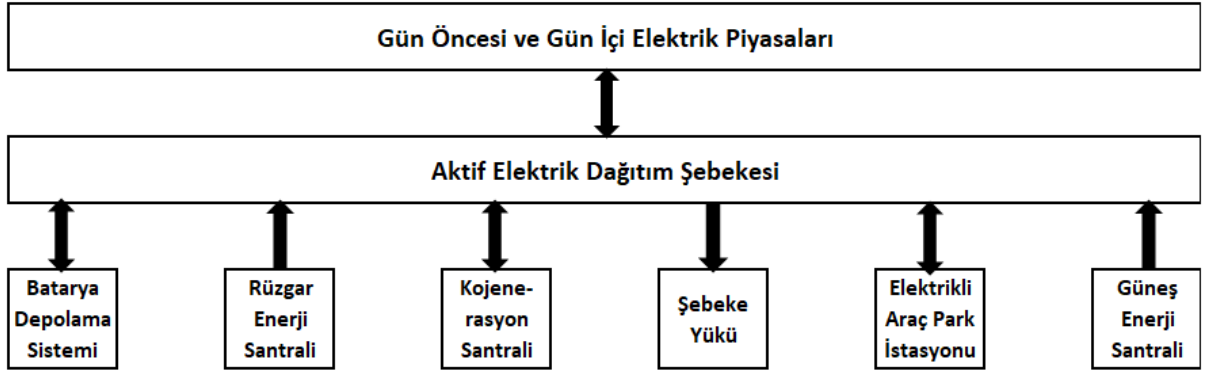
- Önerilen model, fider ölçeğinde ele alınan aktif dağıtım şebekesinin; yenilenebilir enerji kaynakları, dağıtık üretim tesisleri, elektrikli araçlar ve batarya enerji depolama birimlerinden optimum şekilde yararlanmasını ve fazla elektriği ana şebekeye satmasını sağlamaktadır.
- Amaç fonksiyonu olan ekonomik optimizasyon, şebekenin işletme maliyeti olarak ele alınmış ve hesaplanan işletme maliyetleri olası farklı durum setleri altında; şebekede depolama bulunmaması,

baz kapasitede bulunması ve çift kapasitede kullanılması durum setleri altında incelenerek 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, durum bazlı simülasyon çalışmaları verilirken, 4. Bölüm'de çalışmadan edinilen sonuçlar sunulmaktadır.

2. Materyal ve Yöntem

Çalışmada önerilen iki aşamalı matematiksel model, genel itibariyle dağıtım şebekesindeki nodal güç dengesi, yukarı akış ağı ve güç işlemleri ile ilgili teknik kısıtlamaları yerine getirirken işletme maliyetini minimize etmektedir. Burada ilk aşama gün öncesi elektrik piyasalarında, ikinci aşama ise gün içi elektrik piyasalarında gerçekleştirilen işlemleri temsil etmektedir. Aktif elektrik dağıtım şebekesi, bu piyasalarla enerji alışverişi içerisinde. Tasarlanan yapıda; şebekede entegre halde bulunan yenilenebilir ve dağıtık üretimlerden üretilen enerji öncelikle şebekenin iç ihtiyacı olan yükler tarafından kullanılmaktadır. İlave enerji ihtiyacını karşılamak için gün öncesi ve gün içi piyasalardan satın alınmakta, üretilen fazla enerji ise yine bu piyasalara satılmaktadır. Burada ana fikir, şebekede yenilenebilir ve dağıtık üretimler ve şebeke yükleri dahil olmak üzere birden fazla kontrol edilebilir kaynağın göz önünde bulundurulmasıyla, böyle bir sisteme enerji depolama sistemi entegre edilmesiyle elektrik piyasasında optimal işlem sağlanmaktadır. Şekil 1'de verilen bu yapının görselinde anlaşılacağı üzere rüzgâr ve güneş enerjisi santrallerindeki yukarı yönlü işaret şebekeye verilen enerjiyi, şebeke yükünde aşağı yönlü işaret şebekeden çekilen enerjiyi, batarya enerji depolama sistemi, elektrikli araç park istasyonu ve kojenerasyon santrali ve piyasa-şebeke arası çift yönlü işaretler ise hem enerji alışını hem enerji verişini ifade etmektedir.



Şekil 1. Elektrik dağıtım şebekesi ve elektrik piyasası etkileşimi

Ele alınan problem, karma tam sayılı doğrusal program olarak modellenmiştir ve problemin çözümüne yönelik önerilen çerçevede amaç fonksiyonu, elektrik dağıtım sisteminin toplam işletme maliyetini en aza indirmek suretiyle ekonomik optimizasyon sağlamaktır. Bu durum temelde, fiyatlar düşüken satın almak ve fiyatlar yükseken satış yapmak anlamına gelmektedir. Burada amaç fonksiyonu; gün öncesi piyasalarında hesaplanan maliyet ile gün içi piyasalarında beklenen maliyetin toplamı olup bir gün için belirlenen 24 saatlik periyotta minimize edilmek istenen toplam işletme maliyetidir. İlk aşamayı oluşturan gün öncesi elektrik piyasası işlemlerinde yer alan; 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 gün içi elektrik piyasası işlemlerinde yer alan; 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.

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

Amaç fonksiyonunun ilk aşamasını oluşturan gün öncesi piyasası işlemlerinde yer alan $C_{A1,t}$, ana şebeke 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, gün öncesinde belirlenen maliyetleri ifade etmektedir. Amaç fonksiyonunun ikinci aşamasını oluşturan gün içi piyasası işlemlerinde yer alan $EC_{A2,t\omega}$ ise ana şebeke ile güç alışverişini ayarlamının beklenen maliyetleri, talep tarafı rezerv tahsis maliyeti, yük kesinti maliyetleri, geleneksel dağıtık üretimin başlatma ve üretim maliyetleri dahil olmak üzere gün içinde beklenen maliyetleri ifade etmektedir. 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. Gün öncesi ve gün içi piyasalarında yer alan $C_{A1,t}$ ve $EC_{A2,t\omega}$ değerlerine dahil olan maliyet unsurları Eşitlik (2) ve (3)'te verilmektedir.

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

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

Yukarıdaki eşitliklerde verilen genel itibariyle; t zaman periyodunu, ω gün içerisinde beklenen durumun gerçekleşme olasılığını, λ piyasa fiyatını, P aktif gücü, ΔP aktif gücün sapma miktarını ve R talep tarafı rezervini ifade etmektedir. Buna ek olarak birinci aşama karar değişkenleri dâhilinde yer alan Al ve Sat ifadeleri gün öncesi piyasasından satın alım ve piyasada satış anlamına gelirken, TT talep tepkisini, Y ve A yukarı ve aşağı yönlü talep değişimlerini ve DG kojenerasyon santralini ifade etmektedir. İkinci aşama karar değişkenleri dahilinde ise; + ve - pozitif ve negatif sapsmaları, DEP güç dağıtımını, YAT yük atmaya ve SMP sistem marjinal fiyatını ifade etmektedir.

2.1. Aşama-1 kısıtları

Aşağıdaki denklemler, birinci aşama kararları kapsamında gerekli olan kısıtlamaları temsil etmektedir.

$$P_t^{A1,DS} + P_t^{A1,Al} - P_t^{A1,Sat} = 0 \quad (4)$$

$$P_t^{A1,DS} = P_t^{A1,RES} + P_t^{A1,GES} + P_t^{A1,DG} + P_t^{A1,Bat,-} + P_t^{A1,EV,-} - P_t^{A1,Yük} - P_t^{A1,Bat,+} - P_t^{A1,EV,+} \quad (5)$$

$$P_t^{A1,RES,min} \leq P_t^{A1,RES} \leq P_t^{A1,RES,max} \quad (6)$$

$$P_t^{A1,GES,min} \leq P_t^{A1,GES} \leq P_t^{A1,GES,max} \quad (7)$$

$$P_t^{A1,DG,min} \leq P_t^{A1,DG} \leq P_t^{A1,DG,max} \quad (8)$$

$$P_t^{A1,Yük,min} \leq P_t^{A1,Yük} \leq P_t^{A1,Yük,max} \quad (9)$$

Denklem (4), her zaman dilimindeki güç dengesini ifade eder. Denklem (5)'te, $P_t^{A1,DS}$ yukarı ve aşağı doğru enerji akışını belirtir. Bu enerji akışında, üretilen rüzgar, güneş, konvansiyonel dağıtık üretim ve depolama deşarj gücünün toplamı ile şebeke yükü ve depolama şarj gücünün toplamı eşit olmalıdır. Yenilenebilir ve konvansiyonel dağıtılmış üretimlerin alt ve üst sınırları Kısıt (6), (7) ve (8) ile ifade edilirken, şebeke yükünün talep tahmininin alt ve üst limitleri Kısıt (9) ile ifade edilir. Üretimler ve tüketimler, bu kısıtlamalarla önceden tanımlanmış aralıklar içinde olmalıdır.

$$SOC_t^{A1,Bat} = SOC_{t-1}^{A1,Bat} + \left(\frac{\eta_t^{A1,Bat} * \Delta T}{E_t^{A1,Bat,max}} \right) * (P_{t-1}^{A1,Bat,+} - \left(\frac{P_{t-1}^{A1,Bat,-} * \Delta T}{\eta_t^{A1,Bat} * E_t^{A1,Bat,max}} \right)) \quad (10)$$

$$SOC_t^{A1,Bat,min} \leq SOC_t^{A1,Bat} \leq SOC_t^{A1,Bat,max} \quad (11)$$

$$0 \leq P_t^{A1,Bat,+} \leq \sigma * P_t^{A1,Bat,+,max} \quad (12)$$

$$0 \leq P_t^{A1,Bat,-} \leq \eta_t^{A1,Bat} * (1 - \sigma) * P_t^{A1,Bat,-,max} \quad (13)$$

$$SOC_t^{A1,EV} = SOC_{t-1}^{A1,EV} + \left(\frac{\eta_t^{A1,EV} * \Delta T}{E_t^{A1,EV,max}} \right) * (P_{t-1}^{A1,EV,+} - \left(\frac{P_{t-1}^{A1,EV,-} * \Delta T}{\eta_t^{A1,EV} * E_t^{A1,EV,max}} \right)) \quad (14)$$

$$SOC_t^{A1,EV,min} \leq SOC_t^{A1,EV} \leq SOC_t^{A1,EV,max} \quad (15)$$

$$0 \leq P_t^{A1,EV,+} \leq \vartheta * P_t^{A1,EV,+,max} \quad (16)$$

$$0 \leq P_t^{A1,EV,-} \leq \eta_t^{A1,EV} * (1 - \vartheta) * P_t^{A1,EV,-,max} \quad (17)$$

Batarya depolama cihazının her zaman dilimindeki şarj durumu (SOC), Denklem (10)'a göre hesaplanmaktadır. Kısıt (11) batarya SOC'sinin alt ve üst sınırlarını verirken, Kısıt (12) ve (13) batarya depolama cihazının şarj ve deşarj gücünün alt ve üst sınırlarını verir. Benzer şekilde Denklem (14) elektrikli araç istasyonu (EV) durumunu çeşitli zaman aralıklarında hesaplamaktadır. EV şarj durumu alt ve üst limitleri Kısıt (15)'te, şarj ve deşarj gücünün alt ve üst limitleri Kısıt (16) ve (17)'de verilmiştir. Yine σ ve ϑ sırasıyla bu kısıtlamalarda

bataryanın ve EV'nin şarj ve deşarj işlemlerinin aynı anda aktif olmadığını göstermektedir. Burada n dönüştürme verimliliği katsayısı, P aktif güç, E depolama biriminin enerji kapasitesidir.

$$0 \leq P_t^{A1,Al} \leq \alpha * P_t^{A1,Al,max} \quad (18)$$

$$0 \leq P_t^{A1,Sat} \leq (1-\alpha) * P_t^{A1,Sat,max} \quad (19)$$

Kısıt (18) ve (19), ana şebekeden alınan veya ana şebekeye satılan enerjinin belirli bir üst ve alt limit içinde olduğunu belirtmektedir. Burada α ikili bir değişkendir (0 veya 1'e eşittir) ve eş zamanlı alım satım işleminin aktif olmadığını göstermektedir.

$$0 \leq P_t^{A1,Al} \leq \alpha * P_t^{A1,Al,max} \quad (20)$$

$$0 \leq P_t^{A1,Sat} \leq (1-\alpha) * P_t^{A1,Sat,max} \quad (21)$$

Son olarak Kısıt (20) ve (21), yukarı ve aşağı yönlü kullanılabilir rezerv talebinin özellikle belirli bir üst sınırdan olduğunu göstermektedir.

2.2. Aşama-2 kısıtları

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

$$P_{t\omega}^{A2,DS} + P_{t\omega}^{A2,Al} - P_{t\omega}^{A2,Sat} = 0 \quad (22)$$

$$P_{t\omega}^{A2,DS} = P_{t\omega}^{A2,RES} + P_{t\omega}^{A2,GES} + P_{t\omega}^{A2,DG} + P_{t\omega}^{A2,Bat,-} + P_{t\omega}^{A2,EV,-} + P_{t\omega}^{YAT} - P_{t\omega}^{A2,Yük} - P_{t\omega}^{A2,Bat,+} - P_{t\omega}^{A2,EV,+} \quad (23)$$

$$P_{t\omega}^{A2,RES,min} \leq P_{t\omega}^{A2,RES} \leq P_{t\omega}^{A2,RES,max} \quad (24)$$

$$P_{t\omega}^{A2,GES,min} \leq P_{t\omega}^{A2,GES} \leq P_{t\omega}^{A2,GES,max} \quad (25)$$

$$P_{t\omega}^{A2,DG,min} \leq P_{t\omega}^{A2,DG} \leq P_{t\omega}^{A2,DG,max} \quad (26)$$

$$P_{t\omega}^{A2,Yük,min} \leq P_{t\omega}^{A2,Yük} \leq P_{t\omega}^{A2,Yük,max} \quad (27)$$

Denklem (22), güç dengesini gerçek zamanlı olarak açıklamaktadır. Burada $P_{t\omega}^{A2,DS}$, şebeke tarafından tüketilen veya üretilen aktif gücün yukarı ve aşağı doğru enerji akışını ve gerçek zamanlı değerini ifade etmektedir. Denklem (23)-(27), Denklem (5)-(9)'a benzer şekilde olup yenilenebilir üretimlerin, konvansiyonel dağıtılmış üretimin ve yükün gerçek zamanlı çalışmasını ifade etmektedir.

$$SOC_{t\omega}^{A2,Bat} = SOC_{(t-1)\omega}^{A2,Bat} + \left(\frac{\eta_{t\omega}^{A2,Bat} * \Delta T}{E_{t\omega}^{A2,Bat,max}}\right) * (P_{(t-1)\omega}^{A2,Bat,+} - \left(\frac{P_{(t-1)\omega}^{A2,Bat,-} * \Delta T}{\eta_{t\omega}^{A2,Bat,-} * E_{t\omega}^{A2,Bat,max}}\right)) \quad (28)$$

$$SOC_{t\omega}^{A2,Bat,min} \leq SOC_{t\omega}^{A2,Bat} \leq SOC_{t\omega}^{A2,Bat,max} \quad (29)$$

$$0 \leq P_{t\omega}^{A2,Bat,+} \leq \zeta * P_{t\omega}^{A2,Bat,+,max} \quad (30)$$

$$0 \leq P_{t\omega}^{A2,Bat,-} \leq \eta_{t\omega}^{A2,Bat} * (1 - \zeta) * P_{t\omega}^{A2,Bat,-,max} \quad (31)$$

$$SOC_{t\omega}^{A2,EV} = SOC_{(t-1)\omega}^{A2,EV} + \left(\frac{\eta_t^{A2,EV} * \Delta T}{E_t^{A2,EV,max}}\right) * (P_{(t-1)\omega}^{A2,EV,+} - \left(\frac{P_{(t-1)\omega}^{A2,EV,-} * \Delta T}{\eta_{t\omega}^{A2,EV,-} * E_t^{A2,EV,max}}\right)) \quad (32)$$

$$SOC_{t\omega}^{A2,EV,min} \leq SOC_{t\omega}^{A2,EV} \leq SOC_{t\omega}^{A2,EV,max} \quad (33)$$

$$0 \leq P_{t\omega}^{A2,EV,+} \leq \vartheta * P_{t\omega}^{A2,EV,+,max} \quad (34)$$

$$0 \leq P_{t\omega}^{A2,EV,-} \leq \eta_{t\omega}^{A2,EV} * (1 - \vartheta) * P_{t\omega}^{A2,EV,-,max} \quad (35)$$

Benzer şekilde Denklem (28)-(35), Denklem (10)-(17)'ye benzer şekilde batarya depolama ve elektrikli araç istasyonunun gerçek zamanlı çalışmasını ifade etmektedir. İki farklı denklem seti arasındaki temel fark, buradaki değişkenlerin senaryolara bağlı olmasıdır.

Bu aşamada yer alan, gerçek zamanlı güç akışına ilişkin eşitlikler daha detaylı analiz edilecek olursa; Denklem (22)'de yer alan son iki terimin ana şebekenin yukarı akış şebekesi ile güç ticaretini yansıttığı ve aşağıdaki şekilde hesaplandığı ifade edilebilir:

$$P_{t\omega}^{A2,Buy} = \Delta P_{t\omega}^{A2,Al} + P_t^{A1,Al} \quad (36)$$

$$P_{t\omega}^{A2,Sat} = \Delta P_{t\omega}^{A2,Sat} - P_t^{A1,Sat} \quad (37)$$

Denklem (38) ve (39)'daki amaç, Kısıt (18) ve (19)'dakine benzemektedir ve ana şebekeden alınan veya ana şebekeye satılan enerjinin gerçek zamanda belirli bir üst ve alt limit içinde olduğunu belirtmektedir. Burada da şikili bir değişkendir (0 veya 1'e eşittir) ve eş zamanlı alım satım işleminin aktif olmadığını göstermektedir.

$$0 \leq P_{t\omega}^{A2,Al} \leq (1 - \psi) * P_{t\omega}^{A1,Al,max} \quad (38)$$

$$0 \leq P_{t\omega}^{A2,Sat} \leq \psi * P_{t\omega}^{A1,Sat,max} \quad (39)$$

Denklemler (40) ve (41), 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:

$$\Delta P_{t\omega}^{A2,Al} = \Delta P_{t\omega}^{A2,Al,+} - \Delta P_{t\omega}^{A2,Al,-} \quad (40)$$

$$\Delta P_{t\omega}^{A2,Sat} = \Delta P_{t\omega}^{A2,Sat,+} - \Delta P_{t\omega}^{A2,Sat,-} \quad (41)$$

Kısıt (42)-(45), (40) ve (41)'deki değişkenler için sapmaların sınırlarını belirler. λ ve ρ ikili değişkenleri, sırasıyla piyasadan elektrik satın alma ve piyasaya satma senaryolarına ilişkin sapmaların yönünü tanımlar.

$$0 \leq \Delta P_{t\omega}^{A2,Al,+} \leq (1 - \lambda) * P_{t\omega}^{A2,Al} \quad (42)$$

$$0 \leq \Delta P_{t\omega}^{A2,Al,-} \leq \lambda * P_{t\omega}^{A2,Al} \quad (43)$$

$$0 \leq \Delta P_{t\omega}^{A2,Sat,+} \leq (1 - \rho) * P_{t\omega}^{A2,Sat} \quad (44)$$

$$0 \leq \Delta P_{t\omega}^{A2,Sat,-} \leq \rho * P_{t\omega}^{A2,Sat} \quad (45)$$

Son olarak denklem (46) ve (47), yine ilk aşamadaki denklem (20) ve (21)'deki mantıkla, bu kez gerçek zamanda talep tarafı rezervlerinin konuşlandırılması için üst ve alt sınırları belirlemektedir.

$$0 \leq R_{t\omega}^{DEP,Y} \leq R_t^{TT,Y} \quad (46)$$

$$0 \leq R_{t\omega}^{DEP,A} \leq R_t^{TT,A} \quad (47)$$

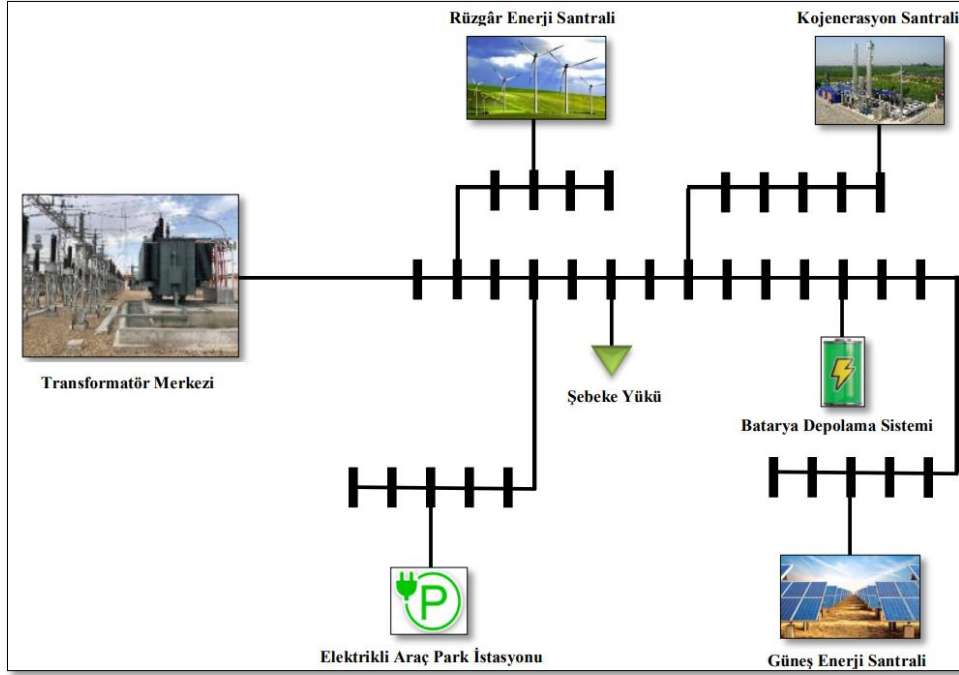
Bu aşamada ele alınacak olan senaryoların oluşturulmasında, piyasa fiyatı, yük, rüzgar hızı ve güneş radyasyonu gibi belirsizlik faktörleri göz önünde bulundurulmuştur. Bu faktörlerin tarihsel verilerine dayanarak, Monte Carlo simülasyon yöntemi kullanılarak çeşitli senaryolar oluşturulmuştur. Bu kapsamda ele alınan belirsiz parametrelerin olasılık dağılımlarına ilişkin veriler simülasyon çalışmaları başlığı altında detaylı olarak aktarılmıştır. Monte Carlo Simülasyonu, belirsizlik faktörlerinin bulunduğu durumlarda yürütülen simülasyon çalışmalarında, karmaşık amaç fonksiyonlarının optimizasyonunda kullanılan, bir veya daha fazla olasılık dağılımından rasgele sayıların seçilmesi tekniğidir. Bu yöntem, yüzlerce deney yapmadan veya binlerce örnek oluşturmadan, belirlenen aralıkta binlerce hatta onbinlerce veriyi kapsayabilir. 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 hesaplamaktadır [11].

Genel itibariyle planlama optimizasyonu kapsamında yürütülen çalışmalar incelendiğinde belirsizliklerin giderilmesi için Monte Carlo yönteminin yaygın olarak kullanıldığı görülmektedir. Örneğin, dağıtılmış jeneratör çıkışlarının ve yük tüketimlerinin belirsizliklerini hesaba katmak için Wang ve ark. [12] problemleri stokastik bir program olarak formüle etti ve belirsizlikleri ele almak için monte carlo yöntemini kullandı. Somma ve ark. [13], güneş ışınımı ile ilgili 24 saatlik senaryoları modellemek için Monte Carlo simülasyon yöntemini kullanarak aktif dağıtım şebekesinin işletme stratejileri için stokastik çok amaçlı bir doğrusal programlama problemi formüle ettiler. Shahzad ve ark. [14], yük ve dağıtılmış jeneratör belirsizliklerini göz önünde bulundurarak, aktif bir dağıtım şebekesinin olasılıklı aşırı yük risk değerlendirmesi ile ilgilendiler. Çalışmada sayısal Monte Carlo simülasyon yaklaşımı kullanılarak hat aşırı yük risk indekslerini değerlendirmek için değiştirilmiş IEEE 13-bus test sistemi kullanılmıştır. Talep profilleriyle ilgili sınırlamanın üstesinden gelmek için Zio ve ark. [15], elektrik gücü tüketiminin içsel değişkenliğini açıklayan Monte Carlo simülasyonuna dayalı bir olasılık değerlendirmesi ile dağıtılmış jeneratörlerin penetrasyon problemini ele aldı. Conti ve ark. [16], fotovoltaiik dağıtılmış jeneratörler ile dağıtım ağlarındaki yük akış probleminin çözümünü ele aldılar. Fotovoltaiik dağıtılmış jeneratör üniteleri tarafından üretilen aktif gücün ve yükler tarafından emilen gücün tahmini için önerilen model, güneş enerjisi mevcudiyeti ve yük değişiminin belirsizliğini temsil etmek için kullanılmıştır. Model, Monte Carlo teknikleri kullanılarak geliştirilmiş bir radyal dağıtım olasılıklı yük akış programına dahil edilmiştir. Izadi ve ark. [17], talep belirsizliği altında dağıtım merkezlerinin optimal sayısını ve yerini belirleyen bir yöntem önerdi. Belirsizliği dikkate almak için, Monte Carlo Simülasyonuna dayalı olarak müşteri talepleri için bir dizi olası senaryo oluşturulur. Yukarıda belirtilen referanslar, bu yöntemin bu alandaki çalışmalarda yararlılığını ve güvenilirliğini teyit etmektedir.

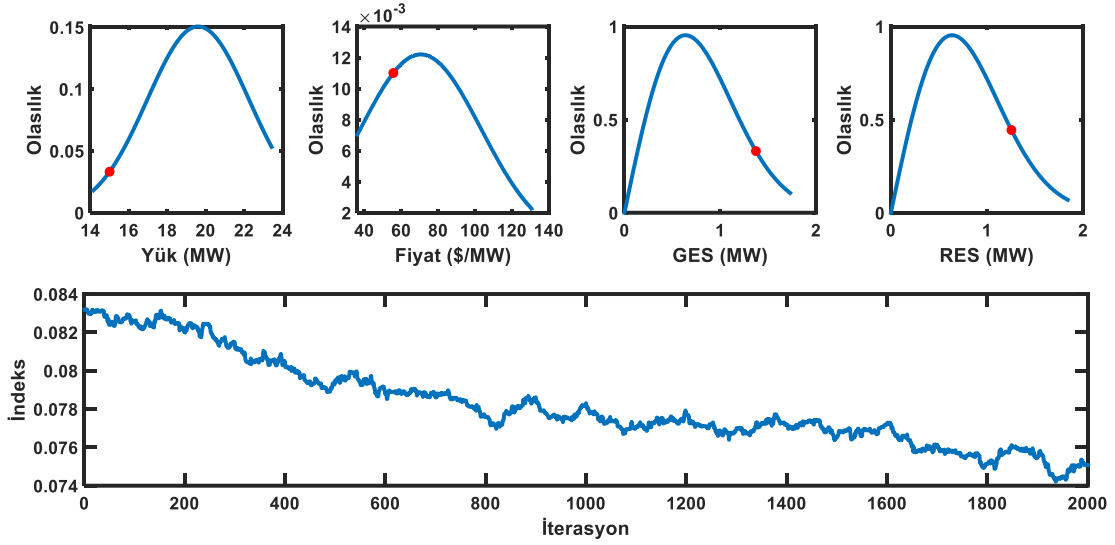
3. Bulgular ve Tartışma

Bu bölümde, önerilen stokastik doğrusal programlama modeli, bir dizi tesisle birlikte IEEE 33 baralı test sistemi temelinde oluşturulmuş fider ölçeğinde bir dağıtım şebekesine uygulanmaktadır. IEEE 33 baralı test sistemi, şebeke analizlerine ilişkin yürütülen simülasyon çalışmalarında sıkça yararlanılan; sistemdeki yüklerin dengede ve hatların süseptans değerlerinin sıfır olarak varsayıldığı dağıtım sistemidir [18]. Bu test sistemi üzerinde; çalışma kapsamında ele alınan güneş enerji santrali, rüzgar enerji santrali, kojenerasyon santrali, batarya enerji depolama sistemi, elektrikli araç park istasyonu ve şebeke yüklerinin gösteriminin sağlandığı tek hat şeması Şekil 2’de gösterilmektedir.

Üretim tesisleri dataları referans alınan bir kaynaktan toplanarak elde edilmiştir [19]–[24]. Fiili yük profili ve enerji fiyatları ise New York Independent System Operator'dan alınmıştır. Bu veriler Tablo 1’de verilmiştir. Hesaplanan olasılık mesafeleri Monte Carlo simülasyonu [25], [26] motoruna verilmiş ve çok sayıda senaryolar üretilmiştir. Hesaplanan olasılık dağılımlarının sonuçları Şekil 3’te verilmiştir.



Şekil 2. Test sistemi üzerinde çalışılan tesislerin gösterimi.



Şekil 3. Yük, fiyat ve üretimlerin olasılık dağılımları.

Monte Carlo simülasyonu tarafından üretilen çok sayıda senaryo daha sonra aynı grup içinde en yakın olasılıkları sunmak için olasılık uzaklığı algoritmasına göre indirgenmiş ve sonuçta en yakın olasılıkların aynı grupta toplandığı 5 olasılık paketi oluşturulmuştur [27], [28]. Bu kapsamda hesaplanmış olan tüm durumların senaryoları ve olasılık yoğunluklarının kesişimlerinden oluşan nihai senaryo sonuçları elde edilmiştir. Edinilen nihai senaryolardan oluşturulan senaryo sonuçlarının toplamı 1'e eşittir. Senaryo paketleri bazında hazırlanmış olan; yük, fiyat, üretimler ve tüm durumlara ait senaryoların sonuçları Tablo 3'te sunulmaktadır.

Tablo 1. Rüzgâr, güneş, yük ve fiyat verileri.

Zaman	RES (MW)		GES (MW)		Yük (MW)		Fiyat (\$)
	PREsmax	PREsmin	PGESmax	PGESmin	PYükmax	PYükmin	Al&Sat
t1	1.293	0.057	0.000	0.000	19.767	5.814	42.400
t2	0.000	0.000	0.000	0.000	17.610	5.179	39.210
t3	0.516	0.023	0.000	0.000	16.187	4.761	38.040
t4	0.953	0.042	0.000	0.000	15.177	4.464	36.820
t5	1.529	0.068	0.000	0.000	14.167	4.167	36.260
t6	1.505	0.067	0.000	0.000	15.177	4.464	37.870
t7	0.877	0.039	0.003	0.001	16.799	4.941	38.860
t8	0.526	0.023	0.069	0.029	17.610	5.179	46.510
t9	0.808	0.036	0.308	0.128	19.079	5.611	50.020
t10	1.016	0.045	0.586	0.244	19.706	5.796	58.010
t11	1.630	0.072	0.735	0.306	20.318	5.976	68.350
t12	0.521	0.023	0.972	0.405	20.685	6.084	75.850
t13	0.802	0.035	1.073	0.446	20.808	6.120	90.090
t14	0.288	0.012	0.897	0.373	20.731	6.097	105.870
t15	0.868	0.038	0.444	0.185	20.624	6.066	123.900
t16	1.135	0.050	0.220	0.092	20.792	6.115	129.850
t17	0.738	0.033	0.058	0.024	21.817	6.417	130.520
t18	0.712	0.031	0.004	0.001	23.439	6.894	124.730
t19	0.760	0.033	0.000	0.000	23.317	6.858	99.980
t20	1.839	0.082	0.000	0.000	22.965	6.754	78.290
t21	0.943	0.042	0.000	0.000	22.506	6.619	71.620
t22	0.941	0.042	0.000	0.000	21.726	6.390	66.050
t23	0.107	0.004	0.000	0.000	20.486	6.025	57.970
t24	1.589	0.071	0.000	0.000	19.155	5.634	46.720

Tablo 2. Üretim, tüketim ve fiyat parametrelerinin olasılık dağılım karakteristikleri.

Olasılık Dağılım Karakteristikleri											
GES		RES		Yük				Fiyat			
Pmin (MW)	Pmax (MW)	Pmin (MW)	Pmax (MW)	Pmin (MW)	Pmax (MW)	Ortalama	Standart Sapma	λ_{min} (\$/MWh)	λ_{max} (\$/MWh)	Ortalama	Standart Sapma
0,00	1,73	0,00	1,84	14,16	23,43	19,61	2,65	36,26	130,52	70,57	32,70

Tablo 3. Senaryo sonuçları.

Senaryo Paketleri ve Sonuçları					
Senaryo Paketi	Yük Senaryo Sonucu	Fiyat Senaryo Sonucu	GES Üretimi Senaryo Sonucu	RES Üretimi Senaryo Sonucu	Nihai Senaryo Sonucu
1	17.642	75.920	0.498	0.477	0.002
2	17.789	79.279	0.719	0.721	0.016
3	18.413	81.759	0.881	0.935	0.060
4	19.384	83.025	1.009	1.069	0.191
5	20.988	94.136	1.191	1.254	0.732

Enerji depolama verileri ise varsayımsal olarak oluşturulmuştur. Şebeke uygulamalarında yaygın olarak kullanılan ve bu alandaki analiz çalışmalarına uygun niteliklerde depolama teknolojileri olan batarya ve elektrikli araç istasyonu (EV) depolama olarak kullanıldığı varsayılmıştır. Burada, bataryalar sabit depolama cihazı, EV'ler ise park süreleri boyunca depolama hizmetleri sağlayabilen mobil depolama cihazı olarak kabul edilmiştir. Depolama birimlerinin kapasiteleri batarya ve EV için 1.5 MW olarak belirlenmiştir. Bu varsayımda, enerji depolama sistemi kapasitesinin, mevcut durumda sisteme entegre haldeki yenilenebilir enerji kaynaklarının maximum çıkış güçlerine (güneş enerji santrali için 1.73 MW ve rüzgar enerji santrali için 1.84 MW) yakın bir değer seçilmesi kıstası göz önünde bulundurulmuştur. Depolama birimlerinin sarj/deşarj verimlilikleri, literatürde yaygın olarak kabul gören %90 değerinde alınmış, güçleri ise hem depolama sistemlerinin pratik uygulamalarında asgari düzeyde alınan rakam olan hem de seçilen depolama kapasitesine uygun değer aralığında bulunan 0.5 MW olarak belirlenmiştir. Bu depolama parametreleri Tablo 4'te verilmiştir.

Tablo 4. Depolama parametreleri.

Depolama Tipi	Depolama Parametreleri	Parametre Değerleri
Batarya/ EV	E _{max} (MWh)	1.5
	P _{sarjmax} (MW)	0.5
	P _{deşarjmax} (MW)	0.5
	SOC _{max} (%)	90
	SOC _{min} (%)	0

Bu veriler ışığında oluşturulan model daha sonra Genel Cebirsel Modelleme Sisteminde (GAMS) karma tamsayılı doğrusal programlama modeli (MILP) olarak kodlanmış ve CPLEX çözücü kullanılarak çözülmüştür. Simülasyon çalışmaları, şebekede depolama bulunup bulunmamasına göre oluşturulan durum setleri altında gerçekleştirilmiştir. Her bir durum seti altında belirlenen durumların karşılıkları; yük, güneş enerjisi santrali üretimi ve rüzgâr enerjisi üretimi değerlerinin maximum ya da minimum seviyede olduğu durumlar olacak şekilde Tablo 5'te verilmektedir. Burada depolama olmayan ve baz kapasitede bulunan durum setlerinde; 3 parametrenin (yük, güneş ve rüzgâr enerjisi üretimi) maximum ya da minimum seviyede olma durumlarının tüm kombinasyonları sağlanmıştır. Depolamanın iki kat kapasitede kullanıldığı durum setinde ise tüm kombinasyonların yarı sayısı kadar durum karşılığı oluşturulmuştur.

Gerçekleştirilen analizler ile hesaplanan; şebekede enerji depolamanın bulunmadığı, baz kapasitede bulunduğu ve iki kat kapasitede bulunduğu durum setleri altında hesaplanan işletme maliyetleri, Tablo 6'da özetlenmiştir. Genel itibarıyla dip toplamda en düşük işletme maliyeti ve durum başına ortalama en düşük işletme maliyeti depolamanın iki katına çıkarıldığı durum setinde görülürken bu sıralamayı depolamanın baz değerinde bulunduğu ve bulunmadığı setler takip etmiştir. Her bir durum setinde ise şebeke yükünün en düşük, yenilenebilir üretimlerin en yüksek düzeyde gerçekleştiği durumlarda en düşük işletme maliyeti görülmüştür.

Tablo 5. Durum setleri altında yük ve yenilenebilir üretim durumları.

Durum	Depolama Yok								Depolama Var								Depolama 2 Kat Var			
	D1	D2	D3	D4	D5	D6	D7	D8	D9	D10	D11	D12	D13	D14	D15	D16	D17	D18	D19	D20
Yük	Max	Max	Max	Max	Min	Min	Min	Min	Max	Max	Max	Max	Min	Min	Min	Min	Max	Max	Min	Min
GES	Max	Min	Max	Min	Max	Min	Max	Min	Max	Min	Max	Min	Max	Min	Max	Min	Max	Min	Max	Min
RES	Min	Max	Max	Min	Min	Max	Max	Min	Min	Max	Max	Min	Min	Max	Max	Min	Max	Min	Max	Min

Sonuçlar teknik ayrıntılarıyla ele alındığında, şebekenin yük talebinin en düşük, yenilenebilir kaynaklara dayalı üretimlerinin en yüksek düzeyde gerçekleşmesiyle ana şebekeye satılacak enerji maksimum olup ana şebekeden alınacak enerji miktarı en düşük olacağından dolayı toplam işletme maliyeti dramatik şekilde düşmüş olacaktır. Şebekede depolama kullanılmayan duruma göre baz kapasitede depolama kullanılması durumunda, yenilenebilir kaynaklardan üretilen enerji fazlası, gerçekleştirilen optimizasyon sayesinde en uygun zamanda ve miktarda depolanıp yine en uygun zamanda ve miktarda şebekeye satıldığından toplam işletme maliyeti daha da düşmektedir. Depolama kapasitesinin artmasıyla daha fazla enerji miktarıyla işlem yapılacağından ve işlem hacmi büyüyeceğinden, işletme maliyeti diğer durumlara nazaran en düşük düzeyde olmaktadır. Şebekenin yük talebi en yüksek düzeyde olduğunda şebekede yenilenebilir kaynaklar da minimum düzeyde üretim gerçekleştirir ise şebekenin yüksek miktarda olan yük ihtiyacını karşılamak için ana şebekeden satın alınacak olan enerji miktarı da yüksek olacağından toplam işletme maliyeti tüm durumlar içerisinde en yüksek değerlerde olacaktır. Yenilenebilir kaynakların kısmen ya da tümüyle en yüksek düzeyde üretim gerçekleştirilmesiyle şebekeden satın alınacak enerji miktarı düşeceğinden toplam işletme maliyeti nispeten düşecektir. Şebekede depolama kullanıldığında işletme maliyetindeki düşüş daha belirginleşecek olup depolama kapasitesinin artmasıyla daha fazla düşmüş olacaktır.

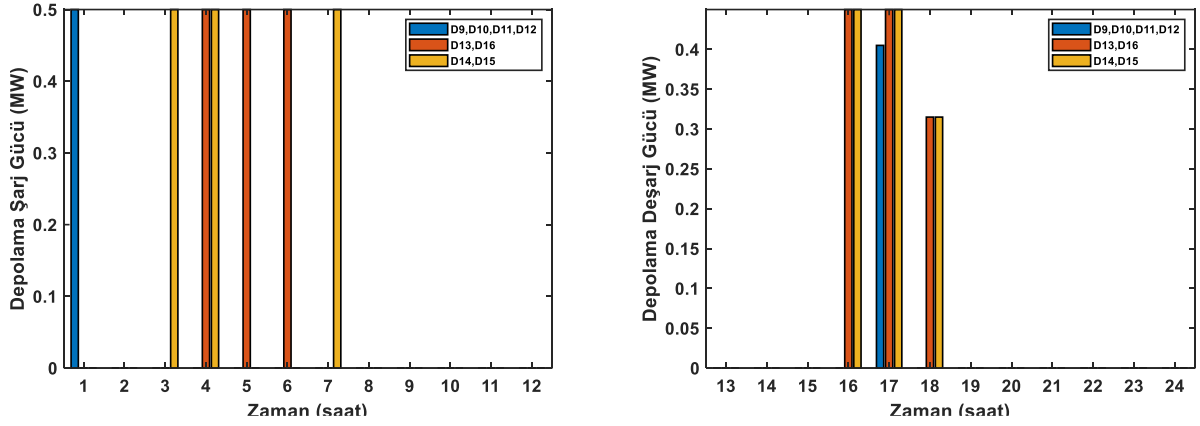
Tablo 6. Durum setleri altındaki durumlar için toplam işletme maliyetleri.

Depolama	Durum	İşletme Maliyeti (\$)	Ortalama İşletme Maliyeti (\$)
Depolama Yok	D1	29064.610	16242.540
	D2	27895.947	
	D3	27627.277	
	D4	29333.280	
	D5	4589.135	
	D6	3420.471	
	D7	3151.801	
	D8	4857.805	
Depolama Var	D9	28862.984	16040.620
	D10	27693.984	
	D11	27425.314	
	D12	29131.317	
	D13	4387.172	
	D14	3218.508	
	D15	2949.838	
	D16	4655.842	
Depolama 2 Kat Var	D17	27223.351	15838.615
	D18	28929.355	
	D19	2747.875	
	D20	4453.879	

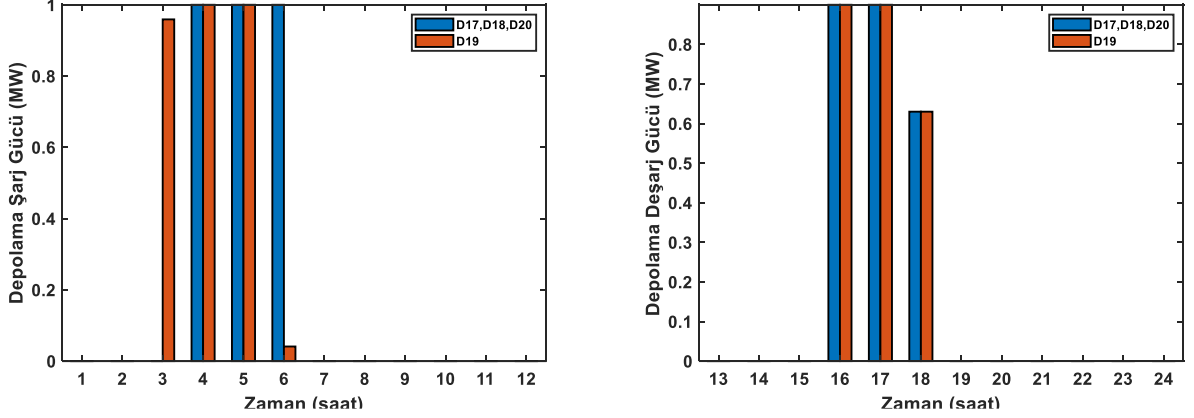
Şebekede enerji depolama kullanıldığında, önerilen işletim optimizasyonu sayesinde, piyasa fiyatının düşük olduğu saatlerde yenilenebilir kaynaklardan üretilen fazla enerji, şarj edilerek saklanabilmekte, piyasa fiyatının yüksek olduğu saatlerde gerekli olan enerji deşarj edilerek kullanılmakta ve fazlası yüksek fiyatlardan şebekeye

satılabilmektedir. Böylece hem şebekeden yüksek piyasa fiyatlarından satın alınan enerji miktarı azalmakta hem de daha düşük piyasa fiyatlarından enerji satın alınması sağlanmaktadır ki bu da toplam işletme maliyetini minimize etmede en etkin yollardan biri olarak kabul edilebilmektedir. 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.

Çalışmada baz kapasitede kullanılan batarya enerji depolama cihazı üzerinde 24 saatlik zaman aralıklarında olmak üzere bir gün içerisindeki güçlerin (şarj ve deşarj güçleri) zamana göre değişim grafikleri Şekil 4'te, iki kat kapasitede kullanılan depolamanın güç değişimleri ise Şekil 5'te verilmektedir.



Şekil 4. Baz kapasitede depolama güç değişimleri.



Şekil 5. İki kat kapasitede depolama güç değişimleri.

4. Sonuçlar

Bu çalışmada, fider ölçeğinde aktif bir elektrik dağıtım şebekesinde işletme maliyetini en aza indiren; stokastik programlamaya dayalı optimal işletim yaklaşımı geliştirilmiştir. Yaklaşım, gün öncesinde planlanmış üretimlerin ve yüklerin konuşlandırılmasını ve gerçek zamanlı işletimde şebekenin çift yönlü güç akışına ilişkin süreçleri kapsamaktadır. Gerçekleştirilen simülasyon çalışmaları şebekede depolamanın olup olmadığı durumlar ve alt durumlar dahilinde, test baraları üzerinde uygulanmıştır. Edinilen sonuçlara göre aynı şebeke koşulları altında depolama bulunmadığında ve baz kapasitede bulunduğu hesaplanan günlük işletme maliyetleri ortalamaları arasında, günde 201.92 \$'lık fark görülmüştür. Bir gün için elde edilen bu rakam yıl bazlı hesaplandığında 73700 \$ seviyelerinde bir işletme maliyeti azaltımı söz konusu olmaktadır. Çalışma ile önerilen iki aşamalı yaklaşım ile işletme maliyetlerinin gözle görülür düzeylerde düşüşü sağladığı görülmüştür ki bu

durum çalışma ile önerilen yöntemin mevcut sistemlere uygulanmasının avantajını göstermektedir. Bulgular, yenilenebilir ve dağıtık üretim kaynaklarının entegre edildiği çift yönlü enerji akışına sahip elektrik dağıtım şebekesinde enerji depolama kullanımının optimal planlamasının, işletme maliyetlerini en aza indirmek için etkili bir araç olduğunu göstermiştir. Önerilen çerçevenin, minimum işletme maliyetleri ile optimum çizelgeleme için gerçek şebekelerde yürütülen gelecekteki çalışmalar için bir referans noktası olacağı öngörülmektedir.

Teşekkür

F.A.F., fikir sahibi olup verilerin toplanmasını ve makale yazımını gerçekleştirmiştir. İ.K. çalışmanın tasarımını ve verilerin analizini gerçekleştirmiştir. Ö.F.K., verilerin analizi ve sonuçların yorumlanmasını gerçekleştirmiştir.

Kaynaklar

- [1] S. Koochi-Fayegh and M. A. Rosen, "A review of energy storage types, applications and recent developments," *J. Energy Storage*, vol. 27, no. July 2019, p. 101047, 2020, doi: 10.1016/j.est.2019.101047.
- [2] E. D. M. SHURA, *Yenilenebilir Dağıtık Enerji Üretiminin Şebeke ve Piyasa Entegrasyonu*. 2021.
- [3] S. Seyyedeh Barhagh, M. Abapour, and B. Mohammadi-Ivatloo, "Optimal scheduling of electric vehicles and photovoltaic systems in residential complexes under real-time pricing mechanism," *J. Clean. Prod.*, vol. 246, 2020, doi: 10.1016/j.jclepro.2019.119041.
- [4] K. P. Kumar and B. Saravanan, "Day ahead scheduling of generation and storage in a microgrid considering demand Side management," *J. Energy Storage*, vol. 21, no. June 2018, pp. 78–86, 2019, doi: 10.1016/j.est.2018.11.010.
- [5] Y. Li, Z. Yang, G. Li, D. Zhao, and W. Tian, "Optimal Scheduling of an Isolated Microgrid with Battery Storage Considering Load and Renewable Generation Uncertainties," *IEEE Trans. Ind. Electron.*, vol. 66, no. 2, pp. 1565–1575, 2019, doi: 10.1109/TIE.2018.2840498.
- [6] L. Luo et al., "Optimal scheduling of a renewable based microgrid considering photovoltaic system and battery energy storage under uncertainty," *J. Energy Storage*, vol. 28, no. August 2019, p. 101306, 2020, doi: 10.1016/j.est.2020.101306.
- [7] X. Zhang, Y. Son, and S. Choi, "Optimal Scheduling of Battery Energy Storage Systems and Demand Response for Distribution Systems with High Penetration of Renewable Energy Sources," *Energies*, vol. 15, no. 6, 2022, doi: 10.3390/en15062212.
- [8] Y. Wang, J. Zhao, T. Zheng, K. Fan, and K. Zhang, "Optimal Planning of Integrated Energy System Considering Convertibility Index," *Front. Energy Res.*, vol. 10, no. April, pp. 1–17, 2022, doi: 10.3389/fenrg.2022.855312.
- [9] W. S. Ho, S. Macchietto, J. S. Lim, H. Hashim, Z. A. Muis, and W. H. Liu, "Optimal scheduling of energy storage for renewable energy distributed energy generation system," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 58, pp. 1100–1107, 2016, doi: 10.1016/j.rser.2015.12.097.
- [10] F. Avli Firiş, İ. Karadöl, M. Şekkeli, and Ö. F. Keçecioglu, "Optimal scheduling of active electricity distribution network at feeder scale under possible conditions and considering operating cost," *Electr. Eng.*, 2023, doi: 10.1007/s00202-023-01887-3.
- [11] A. Hadjian, "Kastamonu," *Secret Nation*, no. 2, pp. 545–556, 2019, doi: 10.5040/9781350987951.ch-016.
- [12] Z. Wang and J. Wang, "Self-Healing Resilient Distribution Systems Based on Sectionalization into Microgrids," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 30, no. 6, pp. 3139–3149, 2015, doi: 10.1109/TPWRS.2015.2389753.
- [13] M. Di Somma, G. Graditi, E. Heydarian-Forushani, M. Shafie-khah, and P. Siano, "Stochastic optimal scheduling of distributed energy resources with renewables considering economic and environmental aspects," *Renew. Energy*, vol. 116, pp. 272–287, 2018, doi: 10.1016/j.renene.2017.09.074.
- [14] U. Shahzad and S. Asgarpour, "Probabilistic Risk Assessment of an Active Distribution Network Using Monte Carlo Simulation Approach," *51st North Am. Power Symp. NAPS 2019*, 2019, doi: 10.1109/NAPS46351.2019.9000225.
- [15] E. Zio, M. Delfanti, L. Giorgi, V. Olivieri, and G. Sansavini, "Monte Carlo simulation-based probabilistic assessment of DG penetration in medium voltage distribution networks," *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 64, pp. 852–860, 2015, doi: 10.1016/j.ijepes.2014.08.004.
- [16] S. Conti and S. Raiti, "Probabilistic load flow using Monte Carlo techniques for distribution networks with photovoltaic generators," *Sol. Energy*, vol. 81, no. 12, pp. 1473–1481, 2007, doi:

- 10.1016/j.solener.2007.02.007.
- [17] A. Izadi and A. mohammad Kimiagari, "Distribution network design under demand uncertainty using genetic algorithm and Monte Carlo simulation approach: a case study in pharmaceutical industry," *J. Ind. Eng. Int.*, vol. 10, no. 1, pp. 1–9, 2014, doi: 10.1186/2251-712X-10-1.
 - [18] K. Nara, A. Shiose, M. Kitagawa, and T. Ishihara, "Implementation of Genetic Algorithm for Distribution Systems Loss Minimum Re-Configuration," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 7, no. 3, pp. 1044–1051, 1992, doi: 10.1109/59.207317.
 - [19] S. Stentz, "Improving weighted caseload studies in limited jurisdiction courts," *Justice Syst. J.*, vol. 13, no. 3, pp. 79–385, 1988, doi: 10.1080/23277556.1989.10871109.
 - [20] A. Khodaei, S. Bahramirad, and M. Shahidehpour, "Microgrid Planning Under Uncertainty," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 30, no. 5, pp. 2417–2425, 2015, doi: 10.1109/TPWRS.2014.2361094.
 - [21] Z. Liu, F. Wen, and G. Ledwich, "Optimal planning of electric-vehicle charging stations in distribution systems," *IEEE Trans. Power Deliv.*, vol. 28, no. 1, pp. 102–110, 2013, doi: 10.1109/TPWRD.2012.2223489.
 - [22] S. Wen, H. Lan, Q. Fu, D. C. Yu, and L. Zhang, "Economic allocation for energy storage system considering wind power distribution," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 30, no. 2, pp. 644–652, 2015, doi: 10.1109/TPWRS.2014.2337936.
 - [23] P. Siano and G. Mokryani, "Assessing wind turbines placement in a distribution market environment by using particle swarm optimization," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 28, no. 4, pp. 3852–3864, 2013, doi: 10.1109/TPWRS.2013.2273567.
 - [24] A. Gholami, T. Shekari, F. Aminifar, and M. Shahidehpour, "Microgrid Scheduling with Uncertainty: The Quest for Resilience," *IEEE Trans. Smart Grid*, vol. 7, no. 6, pp. 2849–2858, 2016, doi: 10.1109/TSG.2016.2598802.
 - [25] K. Binder, *Monte-Carlo Methods*. 2005.
 - [26] D. P. Kroese and R. Y. Rubinstein, "Monte Carlo methods," *Wiley Interdiscip. Rev. Comput. Stat.*, vol. 4, no. 1, pp. 48–58, 2012, doi: 10.1002/wics.194.
 - [27] S. Teimourzadeh, O. B. Tor, M. E. Cebeci, A. Bara, and S. V. Oprea, "A three-stage approach for resilience-constrained scheduling of networked microgrids," *J. Mod. Power Syst. Clean Energy*, vol. 7, no. 4, pp. 705–715, 2019, doi: 10.1007/s40565-019-0555-0.
 - [28] F. S. Hillier, *Series Editor*. 2019.