



T.C.
KAHRAMANMARAŞ SÜTÇÜ İMAM ÜNİVERSİTESİ
FEN BİLİMLERİ ENSTİTÜSÜ

ELEKTRİK PİYASALARINDA ENERJİ DEPOLAMA İŞLETİMİNİN OPTİMİZASYONU

FATMA AVLİ FIRIŞ

DOKTORA TEZİ

ELEKTRİK ELEKTRONİK MÜHENDİSLİĞİ ANABİLİM DALI

KAHRAMANMARAŞ 2023

T.C.
KAHRAMANMARAŞ SÜTÇÜ İMAM ÜNİVERSİTESİ
FEN BİLİMLERİ ENSTİTÜSÜ

ELEKTRİK PİYASALARINDA ENERJİ DEPOLAMA İŞLETİMİNİN OPTİMİZASYONU

FATMA AVLİ FIRIŞ

DOKTORA TEZİ

ELEKTRİK ELEKTRONİK MÜHENDİSLİĞİ ANABİLİM DALI

KAHRAMANMARAŞ 2023

TEZ BİLDİRİMİ

Tez içindeki bütün bilgilerin etik davranış ve akademik kurallar çerçevesinde elde edilerek sunulduğunu, ayrıca tez yazım kurallarına uygun olarak hazırlanan bu çalışmada, alıntı yapılan her türlü kaynağa eksiksiz atıf yapıldığını bildiririm.

Fatma AVLİ FIRIŞ



Not: Bu tezde kullanılan özgün ve başka kaynaktan yapılan bildirişlerin, çizelge, şekil ve fotoğrafların kaynak gösterilmeden kullanımı, 5846 sayılı Fikir ve Sanat Eserleri Kanunundaki hükümlere tabidir.

**ELEKTRİK PİYASALARINDA ENERJİ DEPOLAMA İŞLETİMİNİN
OPTİMİZASYONU
(DOKTORA TEZİ)
FATMA AVLİ FIRIŞ**

ÖZET

Günümüz ekonomik ve doğal ortamı, yenilenebilir enerji üretim santrallerinin elektrik güç sistemlerine entegrasyonunu daha cazip ve gerekli kılmaktadır. Özellikle elektrik enerjisinin son kullanıcıya kadar ulaştırılmasının kritik önem öneme sahip olduğu dağıtım sistemlerinde kaliteli ve kesintisiz hizmet sunulması kapsamında şebeke esnekliğinin sağlanması oldukça önemlidir. Bu noktada, yenilenebilir enerji üretim kaynaklarının bulunduğu sistemlere entegrasyonu sağlanabilecek enerji depolama sistemlerinin doğru planlamalarla verimli kullanımları ekonomik açıdan önemlidir. Bu tez çalışmasında, elektrik dağıtım sistemlerine entegre edilen enerji depolama sistemlerinin optimal işletimleriyle, elektrik piyasalarında gerçekleştirilen işlemlerdeki ekonomik optimizasyon konusu ele alınmıştır. Elektrik piyasasının ekonomik optimizasyonundaki belirsizliklerin Monte Carlo Simülasyonu ile ele alındığı problem, stokastik yaklaşımla (MILP) formüle edilmiş ve GAMS/CPLEX çözücüsü ile çözülmüştür. Önerilen yöntem, gerçek bir elektrik dağıtım sisteminin seçili fiderinde yıllık verilerle muhtelif kapasitelerde enerji depolama sistemlerinin kullanıldığı varsayılarak uygulanmıştır. Enerji depolamanın kullanılmadığı duruma kıyasla baz kapasitede depolama kullanıldığı durumlarda, yılda 1.3 milyon dolara varan maliyet farkından kaynaklı karlılık hesaplanmıştır. Böyle bir yatırımın 8 yılda amortisman sürecini tamamladığı, kapasitenin artmasıyla uzun vadede edinilen karlılıkların daha da arttığı görülmüştür. Edinilen sonuçlardan, yenilenebilir enerji santrallerinin fazla sayıda bulunduğu sistemlerde enerji depolama sistemlerinin optimal kullanımlarının ekonomik optimizasyonu sağlamada etkili bir araç olduğu görülmüştür.

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

Kahramanmaraş Sütçü İmam Üniversitesi
Fen Bilimleri Enstitüsü
Elektrik-Elektronik Mühendisliği Ana Bilim Dalı, Kasım /2023

Birinci Danışman: Doç. Dr. Ökkeş Fatih KEÇECİOĞLU

İkinci Danışman: Dr. Öğr. Üyesi İsmail KARADÖL

Sayfa sayısı: 83

OPTIMIZING ENERGY STORAGE OPERATION IN ELECTRICITY MARKETS

(Ph.D. THESIS)

FATMA AVLİ FIRIŞ

ABSTRACT

Today's economic and natural environment makes the integration of renewable energy generation plants into electric power systems more attractive and necessary. Especially in distribution systems, where the delivery of electrical energy to the end user is of critical importance, it is very important to ensure network flexibility within the scope of providing quality and uninterrupted service. At this point, the effective use of energy storage systems, which can be integrated into systems with renewable energy generation sources, with the right planning can produce very positive results in economic terms. In this thesis, the issue of economic optimization obtained in the transactions carried out in the electricity markets with the optimal operation of energy storage systems integrated into electricity distribution systems is discussed. The problem, where uncertainties are handled by Monte Carlo Simulation, is formulated with MILP with a stochastic approach and solved with GAMS/CPLEX solver. The proposed method is applied to a selected feeder of a real electricity distribution system with annual data assuming the use of energy storage systems at various capacities. Profitability due to the cost difference of up to 1.3 million dollars per year was calculated when storage is used at base capacity compared to the case where energy storage is not used. It has been observed that such an investment completes the depreciation process in 8 years, and the profitability in the medium and long term increases with the increase in capacity. From the results obtained, it is seen that the optimal use of energy storage systems in systems with a large number of renewable power plants is an effective tool for achieving economic optimization.

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

KahramanmaraşSütcüİmamUniversity

Institute in Science

Department of Electrical and Electronics Engineering, November / 2023

Supervisor: Assoc. Prof. Dr. Ökkeş Fatih KEÇECİOĞLU

Co-supervisor: Asst. Prof. Dr. İsrail KARADÖL

Pagenumber: 83

TEŞEKKÜR

Bu tez çalışmasının gerçekleştirilmesinde değerli bilgilerini paylaşan, sabır ve anlayışla yol gösterip yüreklendiren, hakkını asla ödeyemeyeceğim ilk danışmanım merhum hocam Prof. Dr. Mustafa ŞEKKELİ'ye, hocamızdan aldığı emaneti hakkıyla yerine getirerek akademik hayatımın en karanlık günlerine ışık olup çalışmalarımı toparlamamı sağlayan, engin bilgi ve tecrübelerinden faydalandığım danışman hocam Doç. Dr. Ökkeş Fatih KEÇECİOĞLU'na, tez sürecinde kendisine ne zaman danışsam zaman ayırıp faydalı olabilmek için elinden gelenin fazlasını sunan, her aşamada değerli bilgi ve deneyimlerini benden esirgemeyen ikinci danışman hocam; Dr. Öğr. Üyesi İsrail KARADÖL'e sonsuz teşekkürlerimi sunarım. Ayrıca, maddi ve manevi destekleriyle hayatım boyunca her daim yanımda olan anneme ve babama, son olarak da zorlu tez sürecim boyunca daima anlayış gösterip nazımı çeken, umudumu yitirdiğim anlarda beni tekrar azımlendiren; sevgili eşim Muhammet Murat FIRIŞ'a şükranlarımı sunarım.

Fatma AVLİ FIRIŞ

İÇİNDEKİLER

Sayfa No

ÖZET.....	i
ABSTRACT	ii
TEŞEKKÜR	iii
İÇİNDEKİLER.....	iv
ŞEKİLLER DİZİNİ.....	vii
ÇİZELGELER DİZİNİ.....	viii
1. GİRİŞ.....	1
1.1. Amaç.....	2
1.2. Kapsam	2
1.3. Literatür Taraması	2
1.4. Tezin Organizasyonu	4
2. ELEKTRİK PİYASALARI GÖRÜNÜMLERİ	5
2.1. Küresel Elektrik Piyasaları	5
2.2. Ulusal Elektrik Piyasaları	7
2.2.1. Piyasa gelişim süreci	7
2.2.2. Piyasa yapısı.....	13
2.2.2.1. Türev elektrik piyasası	14
2.2.2.2. Fiziksel elektrik ticareti	14
2.2.2.2.1 İkili anlaşmalar piyasası	14
2.2.2.2.2 Vadeli elektrik piyasası.....	15
2.2.2.2.3 Spot elektrik piyasası.....	16
2.2.2.2.4 Gerçek zamanlı piyasalar.....	19
3. ENERJİ DEPOLAMA SİSTEMLERİ VE UYGULAMALARI	22
3.1. Enerji Depolama Teknolojileri	23
3.1.1. Mekanik enerji depolama sistemleri	23
3.1.1.1. Pompaj hidro depolama.....	23
3.1.1.2. Volan enerji depolama.....	24
3.1.1.3. Sıkıştırılmış hava enerji depolama	25
3.1.2. Elektromanyetik depolama sistemleri	25
3.1.2.1. Süper iletken manyetik enerji depolama	25
3.1.2.2. Süper kapasitör enerji depolama.....	26
3.1.3. Elektrokimyasal enerji depolama	26
3.1.3.1. Hidrojen bazlı enerji depolama.....	26
3.1.3.2. Batarya enerji depolama	27
3.2. Enerji Depolama Sistemleri Karakteristikleri.....	27

3.2.1. Enerji/güç yoğunluğu	28
3.2.2. Ömür.....	28
3.2.3. Zaman tepkisi	29
3.2.4. Gidiş-dönüş verimliliği	29
3.2.5. Maliyet	30
3.2.6. Kendi kendine deşarj	30
3.2.7. Teknik olgunluk	31
3.2.8. Depolama kapasitesi.....	31
3.2.9. Şarj ve deşarj süresi.....	31
3.3. Enerji Depolama Uygulamaları.....	32
3.3.1. Enerji uygulamaları	32
3.3.1.1. Enerji arbitrajı.....	32
3.3.1.2. Pik tıraşlama	33
3.3.1.3. Yatırım erteleme.....	33
3.3.2. Güç uygulamaları	33
3.3.2.1. Frekans düzenleme	34
3.3.2.2. Gerilim desteği	34
3.3.2.3. Şebeke toparlama	35
3.3.2.4. Yedek rezerv.....	35
3.3.2.5. Güç kalitesi ve güvenilirlik	35
4. ENERJİ DEPOLAMANIN ELEKTRİK PİYASALARINDA KULLANIMLARI.....	36
4.1. Elektrik Piyasalarında Enerji Depolama.....	36
4.1.1. Üretime bütünleşik depolama tesisleri	36
4.1.2. Tüketime bütünleşik depolama tesisleri	37
4.1.3. Müstakil depolama tesisleri.....	38
4.1.4. Şebeke depolama tesisleri	38
4.2. Batarya Enerji Depolama Karakteristikleri	39
4.2.1. Batarya gerilimi.....	39
4.2.2. Batarya kapasitesi.....	39
4.2.3. Batarya şarj-deşarj oranı.....	40
4.2.4. Batarya verimliliği:	40
4.2.5. Batarya şarj durumu	41
4.2.6. Batarya deşarj derinliği	41
4.2.7. Batarya sağlık durumu	41
4.2.8. Döngü ömrü.....	42
4.3. Problem Modellemesi ve Çözümü.....	42
4.3.1. Gün öncesi eşitlikleri ve kısıtları.....	44
4.3.2. Gün içi eşitlikleri ve kısıtları	46
4.3.3. Gün içi belirsizlikleri.....	48
4.3.4. Problem çözümü.....	50
4.4. Benzetim Çalışmaları.....	51
4.4.1. Veriler.....	52
4.4.2. Plansız durumların senaryo sonuçları	57
4.4.3. Analiz sonuçları.....	59
4.4.4. Yatırım maliyetine ilişkin hesaplar	70

5. SONUÇ VE ÖNERİLER	74
KAYNAKLAR.....	76
ÖZGEÇMİŞ.....	Hata! Yer işareti tanımlanmamış.



ŞEKİLLER DİZİNİ

	Sayfa No
Şekil 2.1. Dünyada piyasa serbestleşmesi	7
Şekil 2.2. Elektrik piyasası mekanizmaları	7
Şekil 2.3. TEK'in TEDAŞ ve TEAŞ'a ayrılması	9
Şekil 2.4. TEAŞ'ın TEİAŞ, EÜAŞ ve TETAŞ'a ayrılması.....	10
Şekil 2.5. Türkiye kurulu gücünün yıllar itibariyle gelişimi	12
Şekil 4.1. Üretim santrali ve depolama ünitesi bağlantı konfigürasyonu.....	37
Şekil 4.2. Pilot fiderin tek hat şeması	52
Şekil 4.3. Aylık kısınlımlarda güneş enerji santrallerinden üretilen enerji.....	53
Şekil 4.4. Aylık kısınlımlarda fider üzerinde tüketilen enerji.....	54
Şekil 4.5. Aylık kısınlımlarda enerji fiyatları	55
Şekil 4.6. Yıl boyunca aylık kısınlımlarla hesaplanan işletme maliyetleri.....	60
Şekil 4.7. %20 başlangıç doluluk oranında hesaplanan işletme maliyeti farkları	61
Şekil 4.8. %40 başlangıç doluluk oranında işletme maliyeti farkları.....	62
Şekil 4.9. %60 başlangıç doluluk oranında işletme maliyeti farkları.....	63
Şekil 4.10. %80 başlangıç doluluk oranında işletme maliyeti farkları.....	63
Şekil 4.11. Yıllık hesaplanan maliyet farkları	64
Şekil 4.12. Yıllık hesaplanan maliyet farkları	65
Şekil 4.13. 4 MWh depolama kapasitesinde SoC değişimleri.....	67
Şekil 4.14. 6 MWh depolama kapasitesinde SoC değişimleri.....	68
Şekil 4.15. 8 MWh depolama kapasitesinde SoC değişimleri.....	69
Şekil 4.16. 10 MWh depolama kapasitesinde SoC değişimleri.....	70
Şekil 4.17. Farklı depolama kapasitelerinde SoC değerleri değişimleri.....	71

ÇİZELGELER DİZİNİ

	Sayfa No
Çizelge 4.1. Depolama parametreleri	57
Çizelge 4.2. Olasılık dağılım karakteristikleri.....	57
Çizelge 4.3. Olasılık yoğunluk fonksiyonu sonuçları.....	58
Çizelge 4.4. Nihai senaryo sonuçları	59
Çizelge 4.5. Yıl boyunca hesaplanan işletme maliyetleri.....	60
Çizelge 4.6. Yıl boyunca aylık kırımlarla hesaplanan işletme maliyetleri ve farkları	65
Çizelge 4.7. Amortisman hesabına esas işletme maliyetinden kaynaklı kazançlar	72
Çizelge 4.8. Sistem amortisman hesabı	73

SİMGELER VE KISALTMALAR DİZİNİ

P	: Aktif Güç
SoC	: Batarya Şarj Durumu
SoH	: Batarya Sağlık Durumu
DoD	: Batarya Döngü Ömrü
GÖP	: Gün Öncesi Piyasası
GİP	: Gün İçi Piyasası
EPİAŞ	: Elektrik Piyasaları İşletme Anonim Şirketi
TEİAŞ	: Türkiye Elektrik İletim Anonim Şirketi
EÜAŞ	: Elektrik Üretim Anonim Şirketi
TETAŞ	: Türkiye Elektrik Ticaret ve Taahhüt Anonim Şirketi
PDF	: Olasılık Dağılım Fonksiyonu
μ	: Ortalama Değer
σ	: Standart Sapma

1. GİRİŞ

Doğal süreçlerle sürekli olarak yenilenme yeteneğine sahip olan ve konvansiyonel olmayan enerji, sürdürülebilir ve yenilenebilir enerji olarak isimlendirilmektedir. Son yıllarda gündemde olan iklim krizi ve ekonomik koşullar, bu enerji kaynaklarına dayalı üretim santrallerinin mevcut elektrik güç sistemlerine entegrasyonunu kaçınılmaz kılmaktadır. Entegre olan yenilenebilir kaynakların kısmen kontrol edilemez ve stokastik yapısı sebebiyle güç sistemlerinin net yükünün değişkenliği artmakta, bu da doğal olarak hem işletmeyi zorlaştırmakta hem de işletme maliyetini yükseltmektedir.

Yenilenebilir enerji kaynaklarının çıkış gücünün, talep yükün ve elektrik fiyatlarının değişkenliği gibi belirsizliklerden dolayı özellikle elektrik dağıtım sistemleri olumsuz etkilenmektedir. Çünkü aktif bir elektrik dağıtım şebekesinde her an beklenmedik ve büyük bir değişiklik olması muhtemeldir. Örneğin, beklenmeyen hava olayları (bulutlanma, rüzgârın yavaşlaması gibi) veya arıza akımları nedeniyle, yüksek güçlü bir yenilenebilir enerji santrali bir fiderde durma noktasına gelebilir. Hatta resmi veya dini bayramlarda tüketim ihtiyacının artması ile şebeke yükü çok artabilir. Ya da bu koşullar tam tersi olabilir. Bu bağlamda dağıtım şebekesi işletmecisinin, yenilenebilir enerji kaynaklarının kesintili doğası, piyasa fiyatları ve yük talebinden kaynaklanan belirsizlikleri telafi etmek ve olası zararları azaltarak karlılığını artırmak için mevcut sisteme bir depolama sistemi eklemesi mümkündür. Bu suretle elektrik dağıtım sistemlerinde yenilenebilir enerji kaynakları ve enerji depolama sistemlerinin doğru planlamalarla verimli kullanımları, elektrik arzının karşılanmasına katkı sağlayabildiği gibi ekonomik açıdan da oldukça olumlu sonuçlar ortaya çıkarabilmektedir (Çıtak ve ark.,2016).

Enerji depolama sistemlerinin güç sistemlerine entegrasyonlarında; bu sistemlerin kurulu güçlerine göre kullanım yerlerinin ve kullanım taraflarının net olarak belirlenmesi amacıyla referans alınmasının yararlı olacağı bazı standartlar belirlenmiştir. Ülkemizde bu standartlar; Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı tarafından hazırlanan “Elektrik Üretim ve Elektrik Depolama Tesisleri Kabul Yönetmeliği” ve Enerji Piyasası Düzenleme Kurumu tarafından hazırlanan “Elektrik Piyasasında Depolama Faaliyetleri Yönetmeliği” ile belirlenmiştir. Uluslararası olarak ise, Elektrik-Elektronik Mühendisleri Enstitüsü (IEEE) tarafından hazırlanan; “Akıllı Şebekeler ve Mikro Şebekeler-IEEE 2030”, “Elektrik Güç Sistemi ile Enerji Depolama Sistemlerinin Birlikte İşletilebilirliği-IEEE 2030-2”, “Enerji Depolama Ekipmanları ve Elektrik Güç Sistemleri Uygulamalarının Test Prosedürleri-

IEEE 2030-3” ve “Dağıtık Enerji Kaynakları ve Enerji Depolama Birimlerinin Şebeke Bağlantıları-IEEE 1547-1/2/3/4/5/6/8/2003” standartları ile belirlenmiştir.

1.1. Amaç

Bu tezde; elektrik dağıtım sistemlerindeki en kritik konulardan biri olan işletme maliyetinin düşürülerek teknik kısıtlar dâhilinde ekonomik optimizasyonun sağlanması amaçlanmıştır.

1.2. Kapsam

Tez kapsamında; gün öncesi ve gün içi elektrik piyasalarında gerçekleştirilen enerji alışverişi işlemlerini temsil eden iki aşamalı stokastik bir programlama çerçevesi geliştirilmiştir. Modellemenin etkinliğini ve doğruluğunu teyit etmek için yürütülen benzetim çalışmalarında gerçek bir elektrik dağıtım şebekesinin seçili bir fideri ve reel dataları kullanılmıştır.

1.3. Literatür Taraması

Literatürde enerji depolama teknolojilerinin güç sistemlerine entegrasyonu ile ilgili çok sayıda çalışma bulunmaktadır. Konu ile ilgili yapılan literatür taramasında elde edilen temel yaklaşımlar aşağıda özetlenmiştir.

Bolat ve ark. çalışmalarında enerji depolama sistemi kullanılmasıyla dağıtım şebekelerinde pik yük taleplerinin karşılanarak dağıtım hatlarının yenileme maliyetlerinin ertelenebildiği bir yöntem önermiştir. Bu bağlamda önerilen yapıda kullanılacak enerji depolamanın yanı sıra güneş enerji santrallerinin de entegrasyonu ile tekno-ekonomik kullanılabilirliğin artışı da elde edilmiştir (Bolat ve ark., 2021).

Kaş tarafından yürütülen çalışmada yenilenebilir enerji kaynaklarında üretilen enerjinin minimum dalgalanma ile şebekeye entegrasyonu ve enerji depolama sistemleri ile kararsız çalışmasının önüne geçilebilecek bir sistem tasarlanmıştır. Bu kapsamda ETAP programı ile bir yükü besleyen rüzgar ve güneş santrali içeren bir hibrid şebeke kurulmuş, kurulan şebekeye eklenecek olan enerji depolama sistemlerinin boyutu, farklı optimizasyon yöntemleri kullanılarak belirlenmiştir (Kaş, 2022).

Özdemirci tarafından yürütülen bir çalışmada, bağımsız ya da bir rüzgâr santrali ile hibrit yapıda çalıştırılabilecek batarya depolama sisteminin arbitraj ve primer frekans kontrolünde kullanım durumları için teknik ve ekonomik analizler gerçekleştirilmiştir. Bu bağlamda Türkiye güç sisteminde işletmede olan santrallerin bir bölümüne ait hız regülatörü ve türbin modelleri kullanılarak bataryanın maksimum frekans sapmasına etkisi ortaya konulmuştur. Çalışma ile primer frekans kontrolünü gerçekleştiren bataryanın bozunumu, yağmur akışı sayma algoritması ile incelenmiş; batarya depolama sistemlerinin elektrik piyasasında farklı amaçlar için eş zamanlı kullanımına yönelik yeni bir işletme algoritması geliştirilmiştir (Özdemirci, 2023)

Tercan tarafından yürütülen bir çalışmada, batarya enerji depolama sisteminin ve yenilenebilir enerji kaynaklarının akıllı şebekeye entegrasyonu, bir fotovoltaiik panelin boost dönüştürücüye bağlanması ve ardından boost dönüştürücüden gelen çıkış gücünün, depolama sistemini şarj veya deşarj etmek için çift yönlü dönüştürücüye sahip bir DC baraya bağlanmasıyla incelenmiştir (Tercan, 2022).

Li ve ark. tarafından yürütülen bir çalışmada enerji depolama entegrasyonu ile dağıtık üretim planlaması için iki aşamalı bir optimizasyon yöntemi önerilmiştir. İlk aşama, iyi bilinen kayıp hassasiyet faktörü yaklaşımını kullanarak dağıtık üretimlerin kurulum yerlerini ve başlangıç kapasitesini belirlemekte iken ikinci aşama, yatırım faydalarını ve sistem voltajı kararlılığını en üst düzeye çıkarmak ve hattı en aza indirmek için dağıtık üretimlerin optimum kurulum kapasitelerini tanımlamaktadır (Li ve ark., 2018).

Bakirtzis ve ark., çalışmalarında yüksek yenilenebilir penetrasyonuna sahip güç sistemlerinin kısa vadeli operasyon planlaması için depolama cihazlarını entegre eden birleşik bir birim taahhüdü ve ekonomik dağıtım modeli sunmaktadır. Sunulan model, hesaplama gereksinimlerini içermek için birden çok zaman çözünürlüğü kullanan ileriye dönük gerçek zamanlı araçtır. Önerilen model hem deterministik hem de stokastik çerçevelerde sunulmuştur. Sunulan çerçeveye depolama tesisleri daha verimli bir şekilde kullanılmış ve böylece depolamanın ekonomik dağıtım çerçevesindeki sorunları hafifletilmiştir (Bakirtzis ve ark., 2018).

Liu ve ark. tarafından yürütülen bir çalışmada, elektrik maliyeti minimizasyon problemi, yenilenebilir tabanlı dağıtık enerji kaynağı ile donatılmış çok sayıda kullanıcıdan oluşan bir mesken mikro şebekesi için ele alınmıştır. Çalışmaya göre her kullanıcının bir

dizi kaydırılmaz ve kaydırılabilir yükü bulunmaktadır. Çalışma ile, çift yönlü elektrik işlemleri gerçekleştirilerek ve şebekeden şebekeye elektrik alımı ile satımı için dinamik bir fiyatlandırma modeli önerilmiştir (Liu ve ark., 2015).

Xie ve ark. tarafından yürütülen bir diğer çalışmada büyük ölçekli yenilenebilir enerji kaynaklarının aktif dağıtım şebekesine entegre edildiği bir yapıda şebeke içerisinde yenilenebilir kaynakların öncelikli yerel tüketimini teşvik etmek için, iki aşamalı hiyerarşik enerji yönetimi çerçevesiyle en uygun enerji dağıtım stratejisi önerilmiştir. Bu bağlamda, mekansal sınırdaki yerel optimizasyon katmanı ve küresel optimizasyon katmanı ile iki katmanlı bir enerji yönetimi çerçevesi tasarlanmıştır (Xie ve ark., 2022).

1.4. Tezin Organizasyonu

Tez, beş bölümden oluşmaktadır. Birinci bölümde; tezin konusuna ilişkin genel bilgiler ve literatür özetleri verilmiş, tezin amacı ve kapsamı açıklanmıştır. İkinci bölümde; Dünya'daki ve ülkemizdeki elektrik piyasalarının geçmişten günümüze kadar olan gelişim sürecine ve mevcut yapısına yer verilmiştir. Üçüncü bölümde çalışmada kilit rol oynayan enerji depolama sistemleri detaylı olarak açıklanmıştır. Dördüncü bölümde, elektrik piyasalarında enerji depolama sistemlerinin optimum kullanımlarına ilişkin önerilen modellemenin tanıtımı ve analiz sonuçları aktarılmıştır. Beşinci ve son bölüm olan sonuçlar kısmında ise elde edilen tüm sonuçlar değerlendirilerek yürütülen çalışmanın ışığında bir sonraki aşamalarda yapılabilecek çalışmalardan bahsedilmiştir.

2. ELEKTRİK PİYASALARI GÖRÜNÜMLERİ

2.1. Küresel Elektrik Piyasaları

Dünya çapındaki elektrik piyasa mekanizmaları, her ülke için farklılıklar göstermekle beraber, temel olarak 5 ana başlık altında incelenebilmektedir. Bu yapıları; dikey entegrasyon, tek-alıcılı piyasa, ayrışma, toptan piyasalar ve perakende rekabetinin olduğu piyasalar olmak üzere sıralanabilmektedir.

Dikey entegrasyon yapılarında enerjinin üretimi, iletimi, dağıtımı ve perakende satışı işlevleri tek bir şirketin şemsiyesi altında birleşmektedir. Bir diğer ifadeyle tekel olarak da isimlendirilebilen bu yapılar, özel bir şirket tarafından yönetilebileceği gibi bir devlet şirketi tarafından da idare edilebilmektedir. Tarihsel olarak incelendiğinde elektrik piyasalarının neredeyse tümünün dikey entegre bir yapıdan regüle edilen tekel piyasa yapılarından evrildiği görülmüştür (IEA, 2017). Dikey entegre piyasa yapılarının ayrıştırılması, 1990'lı yıllarda gündeme getirilmiş olsa da halen bu yapının devam ettiği ülkeler bulunmaktadır. Örneğin günümüzde halen birçok Afrika ülkesinde bu piyasa yapıları uygulanmaya devam etmektedir. Uluslararası Enerji Ajansı tarafından gerçekleştirilen bir araştırmaya göre dünyada tüketilen toplam elektrik miktarının yaklaşık %6'sına denk gelen kısmın, tekel piyasa yapısına sahip elektrik piyasalarına ait olduğu tespit edilmiştir (IEA, 2017).

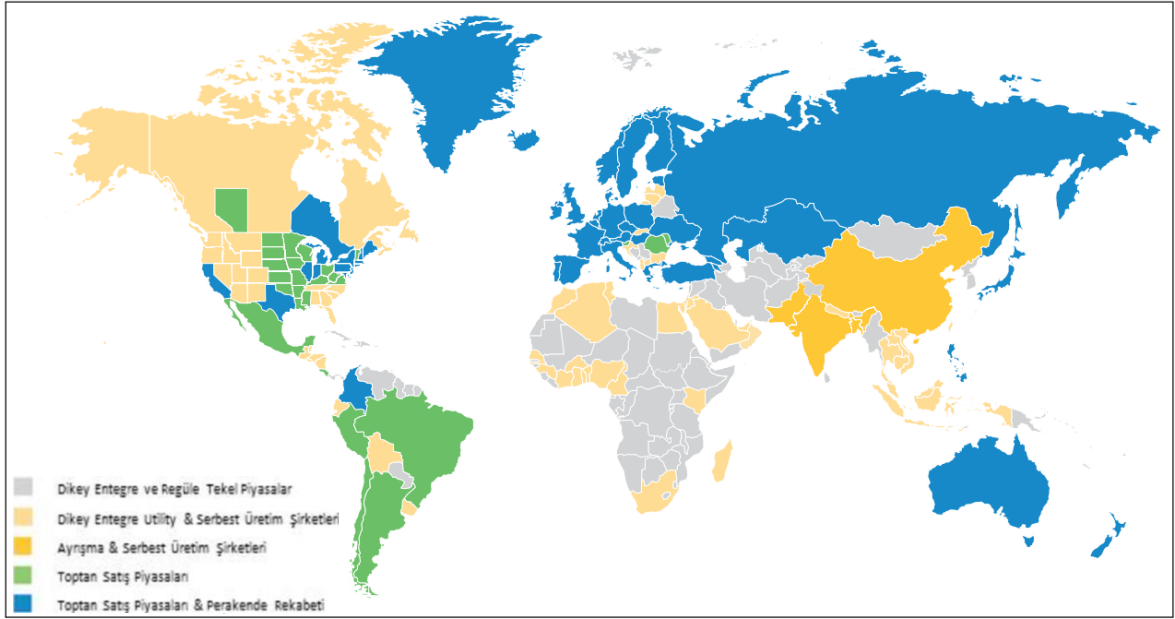
Tek alıcılı piyasa yapılarında ise piyasa rekabeti en basit şekilde görülebilmektedir. Örneğin serbest üretim şirketleri, inşa edip sahip oldukları ve işlettikleri santrallerden üretilen elektriği daha önceden belirlenmiş bir fiyat üzerinden, dikey olarak yapılandırılmış bir şirkete satabilmektedirler. Böylelikle garanti edilmiş bir nakit bedel ise projenin finansmanını garantileyerek güvence altına almış olmaktadır. Özellikle de yenilenebilir enerjilere ilişkin alım garantisi yüksek kapasiteli projelerde mali açıdan rekabet ortamı oluşturması dolayısıyla bu piyasa yapısının efektif bir yaklaşım olduğu değerlendirilebilmektedir (IEA, 2017).

Ayrışmanın yaşandığı piyasalarda, dikey entegre edilen kamu hizmeti veren şirket; görev ve sorumluluk alanlarının dikkate alınmasıyla birden fazla şirkete bölünmektedir. Böylelikle üretim ve perakende şirketleri için rekabetin önü açılırken, iletim şirketleri ve dağıtım şirketleri gibi alt yapı yatırımları gerçekleştiren şirketler, genelde düzenlenen tekeller olarak kalmaktadır. Bu sebepten ötürü ayrışma yapısı, özellikle organize toptan

satış piyasalarını kurmak isteyen ülkelerin öncelikli olarak tamamlamak istedikleri bir aşama olarak görülmektedir. Bu kapsamda bir örnek verilecek olursa; Çin Halk Cumhuriyeti, 2002 yılında başlatmış olduğu elektrik reformunda Devlet Elektrik Şirketi'ni, 5 farklı üretim şirketine ve 2 farklı elektrik dağıtım şirketine bölmüştür (Jamasp ve ark., 2014).

Toptan elektrik satış piyasalarına geçiş yapılan sistemlerde, merkezi bir ticari platform kanalıyla alıcılar ve satıcılar işlemlerini gerçekleştirirken, diğer yandan da rekabetçi bir piyasa yapısının oluşumuna imkân sağlanmaktadır. OECD ülkeleri arasında, özellikle de Birleşik Devletler (1992 Yılı Ulusal Enerji Politikası Yasası), Güney Amerika ve Avrupa Birliği ülkelerinde rekabetçi toptan elektrik satış piyasaları, yaygın bir şekilde uygulanmaktadır. Örneğin Meksika, başlarda dikey entegre bir yapıda olan devlet üretim şirketleri ve dağıtım şirketlerini, yine devletin sahipliğinde kalacak şekilde ayırtmıştır. Böylece 2016'nın başlarında, Meksika, organize toptan satış piyasasına geçiş sağlamıştır (Web1).

Küresel piyasalarda liberalleşmenin tamamen sağlanabilmesi için, özellikle organize toptan elektrik satış piyasalarının dikey entegre yapıların ayrıştırılmasıyla kurulmuş olduğu mekanizmalarda, izin verilmesi önemle gereklidir. Perakende elektrik rekabetinde bu sayede tedarikçilerini seçme imkânının nihai tüketicilere tanınmasıyla minimum maliyetle elektriklerinin satın alınma hakları tanınmaktadır. Çoğu Avrupa Birliği ülkesinde, Avustralya, Yeni Zelanda, Kanada ve Türkiye gibi ülkelerde, perakende alanında rekabet ortamı yakalanarak nihai tüketicilerin maliyet avantajlarından faydalanmasına olanak sağlanmıştır. Şekil 2.1'de küresel çapta piyasa serbestleşmesine ait görsel, dünya haritası üzerinde gösterilmektedir (IEA, 2016).



Şekil 2.1. Dünyada piyasa serbestleşmesi (IEA, 2016)

Küresel bağlamda anlatılan piyasa mekanizmaları anlatımından da anlaşılacağı üzere, her ülke kendilerine ait hedefler ve politikalar yöneliminde, farklı türlerde elektrik piyasa yapıları tasarlanmıştır. Böylece her ülke farklı oranlarda rekabet sağlamak ve bu piyasalar gün geçtikçe değişen konular ve gündemler karşısında evrilmeye devam etmektedir. Şekil 2.2’de piyasa mekanizmalarının en ilkel mekanizmadan en gelişmiş mekanizmasına doğru sıralanışının genel gösterimi verilmiştir.



Şekil 2.2. Elektrik piyasası mekanizmaları (IEA, 2016)

2.2. Ulusal Elektrik Piyasaları

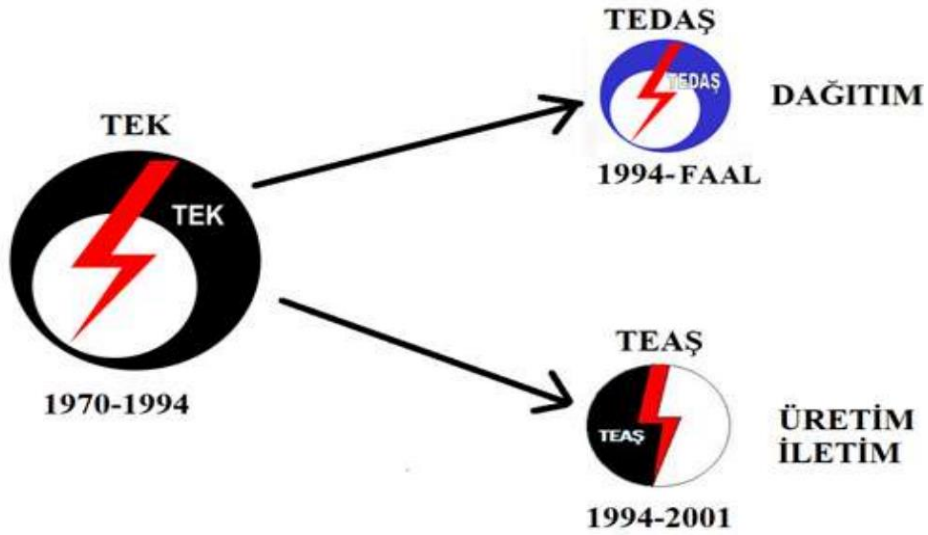
2.2.1. Piyasa gelişim süreci

Türkiye’de elektrik enerjisi üretimi ilk kez 1902 yılında Tarsus/Mersin’de 2 kW’lık hidroelektrik enerji üretim santralinden ve özel sektör iştirakiyle sağlanmıştır. Elektriğin ülkemizdeki üretimi, 1913-1983 yılları arası İstanbul’da faaliyet veren, 15 MW gücündeki Silahtarğa termik üretim santraliyle devam etmiştir. Bu minvalde, hidroelektrik enerji üretim santrallerinin kurulmasında Devlet Su İşleri, termik üretim santrallerin

kurulmasında Etibank ve elektrik enerjisinin dağıtım hizmetlerinin sağlanmasında ise belediyeler faaliyet göstermiştir (Çetintaş ve ark., 2015). Daha sonra, Devlet Planlama Teşkilatı'nın 1960 yılında kurulması ve kalkınma planları hazırlanmasıyla birlikte, elektrik enerjisi faaliyetlerinin (üretim, iletim, dağıtım ve ticaret) devlet tekeliyle sürdürülmesi amaçlanmıştır. Böylece 1963-1972 yıllarındaki kalkınma planları ile elektrik piyasa faaliyetlerinin devletin tekelinde yer alan bir kurum dâhilinde gerçekleştirilmesinin amaçlanmasıyla birlikte, Türkiye Elektrik Kurumu (TEK), 1970 yılında kurulmuştur (Yıldız, 2015).

Böylelikle elektrik enerjisinin üretim, iletim, dağıtım ve ticareti faaliyetlerinin tek bir kurum üzerinden ve kamu kurumu tekelinde yürütülmesi sağlanmıştır. Bu süreç, kanunla özelleştirme çalışmalarının uygulanmasına kadar devam etmiştir. İlk olarak 1984 yılında 2983 sayılı kanun çıkarılmış ancak özelleştirmenin anayasaya aykırı olduğu gerekçesiyle aynı yıl anayasa mahkemesine başvurulmuştur. Ancak anayasa mahkemesi, bu kanunun anayasaya aykırı olmadığı gerekçesiyle 1985 yılında bu davayı reddetmiştir. Kamu iktisadi teşebbüslerin özelleştirilmesi kapsamında yürütülen çalışmalarla ilgili işletmelerin direkt olarak özel sektöre satılması yerine, belirli süreler dâhilinde kiralanması usulünce sürdürülebilmesine karar verilmiştir. Alınan karar doğrultusunda, özel sektörlere elektrik üretim, dağıtım ve ticaretinin yapılması gibi yetkilerin verilerek Türkiye Elektrik Kurumunun mevcuttaki tekel yapısına son verilmiştir. Böylece, özel sektöre yönelik; yap işlet ve işletme hakkı devri gibi uygulamalar ile gerek serbest piyasaya geçişin sağlanması, gerekse rekabetçi piyasa oluşumunun önünün açılması sağlanmıştır (Turgut, 2015).

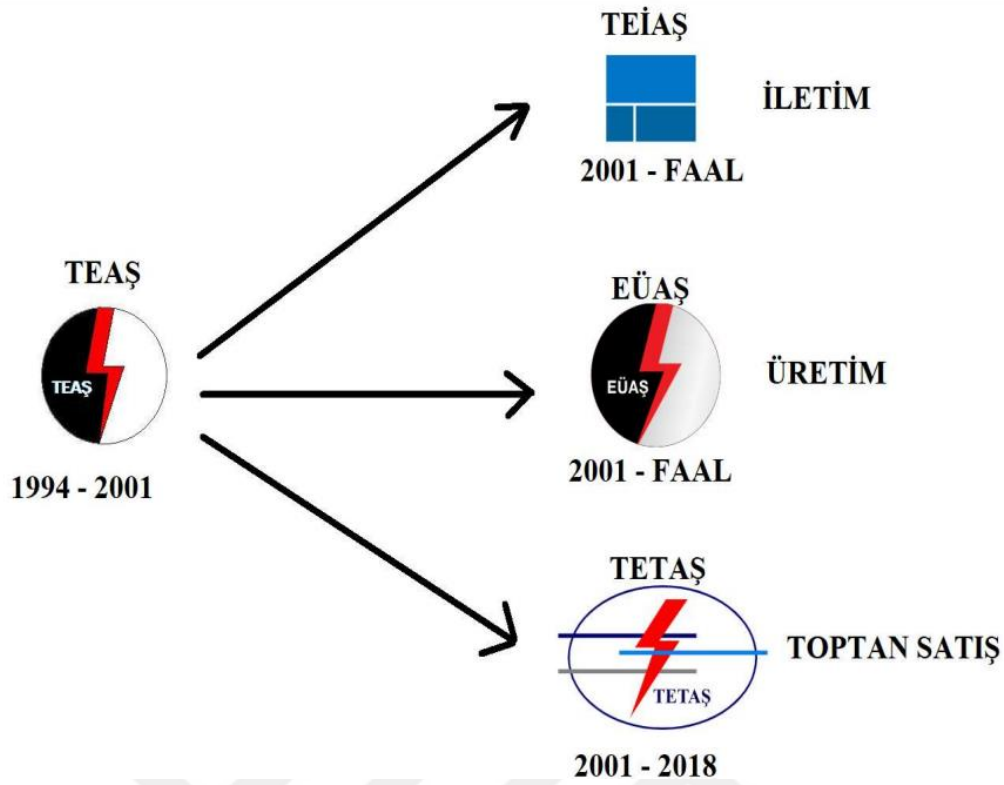
1994 yılına gelindiğinde ise, mevcut durumda tek bir kurum olan Türkiye Elektrik Kurumu, elektrik üretim şirketi (Türkiye Elektrik Üretim Anonim Şirketi) ve elektrik dağıtım şirketi (Türkiye Elektrik Dağıtım Anonim Şirketi) olmak üzere, iki farklı şirkete ayrılmıştır. Bu başlıklar altında yer alan ve kısaltması TEAŞ olan Türkiye Elektrik Üretim Anonim Şirketi, elektrik enerjisinin üretimi, iletimi ve toptan satış faaliyetlerini üstlenmiştir. Elektrik dağıtım faaliyetlerinin ise Türkiye Elektrik Dağıtım Anonim Şirketi (TEDAŞ) kanadıyla yürütülmesi kararlaştırılmıştır (Koç, 2021). Bu ayrışma, Şekil 2.3'te şematize edilmiştir.



Şekil 2.3. TEK'in TEDAŞ ve TEAŞ'a ayrılması (Koç, 2021)

İlerleyen yıllarda (1994-1999 tarihleri arasında), kamunun mevcut durumda kısıtlı olan imkânlarından dolayı yetersiz kalan yatırımlarını özel teşebbüsler vasıtasıyla gerçekleştirmek ve aynı zamanda özel sektörün elektrik piyasalarına katılımlarını artırmak amacıyla birtakım yasal düzenlemeler gündeme getirilmiştir. Örneğin yap-işlet-devret, yap-işlet ve işletme hakkı devir uygulamaları alanlarında çıkarılmış olan yeni kanunlar vasıtasıyla elektrik üretimi ve ticari faaliyetlerine dair düzenlemeler sağlanarak bu yap-işlet modelinde kurulan tesislerin mülkiyet hakları, bu tesisleri kuran şirketlere ait sayılmıştır (Kösedağı ve ark., 2014).

2001 yılında ise 4628 sayılı Elektrik Piyasası Kanunu çıkarılarak elektrik piyasasının yeniden yapılandırılması sürecine girilmiştir. İlk olarak Türkiye Elektrik Üretim Anonim Şirketi üç ayrı kuruma ayrılarak faaliyet sürdürmeye devam etmiştir. Bu üç kurum; elektriğin iletimi ve piyasa işletimlerini üstlenecek olan Türkiye Elektrik İletim Anonim Şirketi (TEİAŞ), elektrik üretimi faaliyetlerini yürütecek olan Elektrik Üretim Anonim Şirketi (EÜAŞ) ve devlet adına elektriğin toptan satış işlemlerini sağlayacak olan Türkiye Elektrik Ticaret ve Taahhüt Anonim Şirketi (TETAŞ) olarak belirlenmiştir (Şenocak, 2018). Bu ayrışma ise Şekil 2.4'te görselleştirilmiştir.



Şekil 2.4. TEAŞ'ın TEİAŞ, EÜAŞ ve TETAŞ'a ayrılması (Şenocak, 2018)

Elektrik enerjisi sektöründe ilerlemeler kaydedilirken bir yandan da elektrik piyasasındaki faaliyetlerin düzenlenmesi ve piyasa denetim mekanizmasının sağlanabilmesi için Enerji Piyasası Düzenleme Kurumu (EPDK), 2001 yılında kurulmuştur. Elektrik enerjisi üretimi ve dağıtım faaliyetlerinin özel sektör kanadıyla gerçekleştirilmesi amaçlandığından dolayı gerçek zamanlı dengelemeyi iyileştirerek sistem güvenilirliğini artırmak için 2004 yılında dengeleme ve uzlaştırma yönetmeliği yayınlanmıştır. Aynı zamanda tüm kullanıcılara elektrik enerjisinin yeterli, düşük maliyetli, sürekli ve kaliteli olarak iletilebilmesi için, özelleştirme stratejisi belgesi ile elektrik enerjisi sektörü reformu yayınlanmıştır. Bir taraftan ise elektrik enerjisi sektörünün özelleştirilmesi işlemlerine devam edileceği belirtilmiş ve öncelikli olarak elektrik dağıtım sektörünün özelleştirme kapsamına alınacağı ifade edilmiştir. Böylece Türkiye Elektrik Dağıtım Anonim Şirketi'nin dağıtım hizmetlerinin özel şirketlere devri 2013 yılına kadar sürmüş ve özelleştirme aşamaları tamamlanmıştır (Yıldız, 2015).

Elektrik piyasa katılımcılarının hem mevcut sisteme hakimiyet kazanması hem de tecrübelerinin artması için, 2004-2006 yılları arasında sanal bir sistem üzerinden dengeleme ve uzlaştırma yönetmeliği mekanizmasının işlemleri çalıştırılmıştır. 2006 yılına gelindiğinde ise sanal sistemden çıkılarak mekanizma fiilen devreye alınmıştır. Bu suretle, adapte olunmaya çalışılan serbest piyasalarda arz-talep dengesinin sağlanabilmesi adına

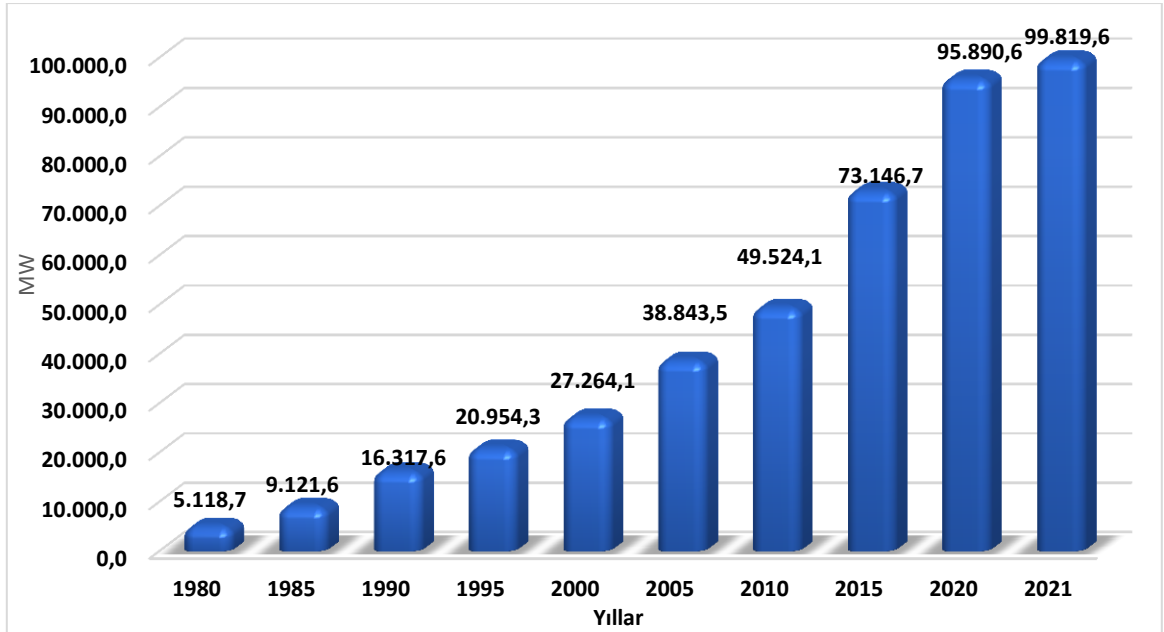
uygun bir altyapı oluşturulmuştur. Böylece, yani dengeleme ve uzlaştırma yönetmeliği ile elektrik toptan satış piyasaları; gün öncesi piyasası, dengeleme güç piyasası ve yan hizmetler piyasası olmak üzere üç ayrı piyasa yapısı altında toplanmıştır. Diğer taraftan elektrik arz-talep dengesinin gerçek zamanlı olarak gerçekleştirilebilmesi ve fiziki işleyişte sürekliliğin sağlanması, Milli Yük Tevzi Merkezi (MYTM) sorumluluğu altına verilmiştir. Dengeleme ve ikili anlaşmalar esnasında oluşan farkların finansal olarak uzlaştırılması ve kullanıcı alacak-borç hesaplanması ise Piyasa Mali Uzlaştırma Merkezi (PMUM) sorumluluğu altına verilmiştir (Erdoğan, 2010).

Piyasa faaliyetlerinin 2006 yılından itibaren fiilen yürütüldüğü Dengeleme ve Uzlaştırma Yönetmeliği, 2009 yılında gerçekleştirilen revizyonlar sayesinde daha da gelişerek yalın bir yapıya dönüşmüş ve böylece gün öncesi planlama sistemine geçiş sağlanmıştır. Bu suretle, piyasalarda tekliflerin sadeleşerek yeni türlerde teklif yapılarının oluşturulabileceği, talep tarafı katılımının ve saatlik uzlaştırmaların sağlanabileceği bir yapı oluşturulmuştur (Erdoğan, 2010). 2011 yılında, daha önce (2009 yılında) devreye alınmış olan gün öncesi planlama sistemi gün öncesi piyasasına dönüştürülmüş ve PMUM tarafından işletilmesi planlanmıştır. Böylelikle oluşturulan gün öncesi piyasası sayesinde talep tarafı, tüketim ihtiyacı kadar olan yük miktarını, fiyat düzeylerine göre talepte bulunma hakkı kazanmıştır (Çetintaş ve ark., 2015).

2013 yılında çıkarılmış olan 6446 sayılı Elektrik Piyasa Kanunu ile elektriğin fiziken dengelenmesi ve iletilmesi işlemlerini yürüten TEİAŞ'a dengeleme güç piyasası faaliyetlerini gerçekleştirme görevi de verilmiştir. Ayrıca gün öncesi piyasasının işletiminin (TEİAŞ bünyesinde faaliyet gösteren PMUM tarafından işletilmekte idi) bağımsız bir kuruluş aracılığıyla işletilmesi için EPIAŞ kurulmuştur. Böylelikle bir gün içi piyasası oluşturularak piyasa işletiminin EPIAŞ dahilinde gerçekleştirilmesinde karar kılınmıştır. İlaveten türev piyasaların ise Borsa İstanbul bünyesinde işletilmesine de karar verilmiştir (İlter ve ark., 2018). Aynı yıl içerisinde, elektrik dağıtım şirketlerinin özelleştirilmesi işlemi tamamlanmış, dağıtım şirketlerinin dağıtım hizmetlerinin farklı tüzel kişiliklerle uygulanması kararlaştırılmıştır. Bu karar ile dağıtım şirketlerinin perakende satış lisansları sona ererek perakende satış işlemleri için kurulan yeni şirketler vasıtasıyla hizmet vermeye başlanmıştır (Koç, 2021). Yine aynı yıl içerisinde; türev piyasalar, gerçek zamanlı piyasalar ve spot piyasalar olmak üzere farklı elektrik piyasası alanları oluşmuştur. Türev piyasası işlemlerinin Borsa İstanbul bünyesinde, Dengeleme Güç Piyasasının TEİAŞ bünyesinde gerçekleştirilmesi kararlaştırılırken spot piyasada yer alan

gün öncesi ve gün içi piyasası işlemlerinin EPIAŞ bünyesinde gerçekleştirilmesi konusunda karar kılınmıştır. Gün öncesi piyasası, PMUM bünyesinde işlem görmeye EPIAŞ kurulana kadar devam ederken Gün İçi Piyasası EPIAŞ'ın 2015 yılında kurulmasının ardından faaliyete geçmiştir (Turgut, 2015).

Elektrik piyasasının gelişimi özetlenecek olursa, Türkiye’de 1984 yılında başlayan piyasada serbestleşme süreci, 2001 yılına gelindiğinde Elektrik Piyasası Kanunu’nun yayınlanarak Enerji Piyasası Düzenleme Kurumu (EPDK)’nun kurulması ile hızlanmıştır. Böylece serbestleşmenin başlangıcında daha çok dikey yapıda oluşturulmuş bir devlet şirketinin ayrıştırılarak tek alıcılı piyasa modeliyle süregelen yatırımlar, özelleştirmelerin yapılması ve rekabetçi bir perakende pazarının oluşmasıyla yatırımların ilgisini çekerek piyasa pazarını olumlu anlamda etkilemiştir. Devam eden süreçte gerçekleşen (2008 – 2013 arası dönem) dağıtım sektörü özelleştirilmesi ile piyasanın serbestleşmesinde bir nevi dönüm noktası yaşanmıştır. Burada, ülkenin ekonomik anlamda büyümesine paralel olarak artış gösteren elektrik enerjisi talebinin de bu sürece katkıda bulunduğunu söylemek mümkündür. Bu minvalde; 1980 yılında toplam kurulu güç değeri 5.11 MW seviyelerinde iken 2010 yılında 49.52 MW seviyelerine ulaşp 30 yıl içerisinde 44.41 MW artarken 2021 yılında 99.81 MW kurulu gücüne ulaşp 11 yıl içerisinde 55.4 MW büyüme göstermiştir. Toplam kurulu güçteki değişimlerin grafiği Şekil 2.5’te verilmiştir (Web2).



Şekil 2.5. Türkiye elektrik üretimi kurulu güç değişimi (Web2)

2.2.2. Piyasa yapısı

Piyasa gelişim sürecinde de bahsedildiği gibi elektrik üretiminde serbestleşme süreci yap-işlet-devret ve yap-işlet modelleriyle birlikte başlamış ve bu süreçte gelişen toptan satış piyasalarıyla yatırımcıların ilgisini çekmeyi de başarmıştır.

Elektriğin iletim faaliyetleri ise iletim varlıklarına dair mülkiyete sahip bir kamu şirketi olan TEİAŞ tarafından yürütülmektedir. Bu bağlamda TEİAŞ, piyasa faaliyeti alanında sistem işletmecisi ve piyasa işletmecisi olarak faaliyet göstermektedir. İlerleme sürecinde Türkiye Elektrik Kurumu'nun ayrıştırılmasıyla tek-alıcılı bir yapıda olan piyasada 2011 yılı itibariyle uygulamaya alınan Gün Öncesi Piyasası (GÖP) ile tedarik şirketleri ve serbest üretim şirketlerinin Piyasa Mali Uzlaştırma Merkezi (PMUM) platformu üzerinden işlem gerçekleştirilmelerine olanak sağlanmıştır. Hâlihazırda TEİAŞ'ın piyasa işletmeciliği rolünü üstlenmiş olduğu bu yapı, 2015 yılında Enerji Piyasaları İşletme A.Ş.'ye (EPIAŞ) devredilmiştir. Gün öncesi piyasasının yanı sıra sistemde oluşacak dengesizliklerin azaltılması için, daimi ticaretin sağlandığı Gün İçi Piyasası (GİP), EPIAŞ çatısı altında kurulmuştur. İlâveten yan hizmetlerin yönetilmesi ve sistemde oluşan dengesizliklerin giderilmesi için Dengeleme Güç Piyasası (DGP) ise TEİAŞ bünyesinde yer almaktadır.

Altyapı hizmetleri sağlayıcısı olan elektrik dağıtım şirketlerine gelindiğinde, piyasanın serbestleşerek istenen rekabetçi bir yapıya sahip olunması için veri paylaşımında yaşanan sıkıntıların giderilmesi ve bütün tedarikçilere eşit mesafede durması noktasında kritik önemdedir. Bu minvalde 2015 yılı itibariyle 21 elektrik dağıtım şirketinin tümü özelleştirilerek özel sektörün elektrik piyasaları sahnesinde üstlenmiş olduğu görev ve sorumluluklar sahası daha da genişletilmiştir. Devamında, hâlihazırda aynı çatı altında bulunan dağıtım şirketleriyle perakende şirketleri, farklı tüzel kişilikler altında işlemlerini yürütmeye başlamışlardır.

Türkiye elektrik piyasasında temel olarak; fiziki olmayan ve fiziki olarak gerçekleşen elektrik ticareti olmak üzere iki şekilde elektrik ticareti gerçekleştirilebilmektedir. Fiziki olmayan elektrik ticaretinin gerçekleştirildiği platform, Borsa İstanbul bünyesindeki elektrik türev piyasalar iken fiziki elektrik ticareti; spot piyasalar, ikili anlaşmalar piyasası, vadeli elektrik piyasası (EPIAŞ bünyesinde) ve gerçek zamanlı piyasalar (TEİAŞ bünyesinde) olmak üzere dört farklı piyasa aracılığıyla sağlanabilmektedir (İlter ve ark., 2018).

2.2.2.1. Türev elektrik piyasası

Fiziksel olmayan elektrik ticaretinde; sadece sözleşmelerin alınıp satılmasına dayanan, piyasa katılımcılarının gelecekte yaşanabilecek olası fiyat risklerinden korunma amacı taşıyan ve bu doğrultuda kullanılan bir elektrik ticareti söz konusudur. Elektrik türev piyasaları olarak da ifade edilen fiziksel olmayan elektrik ticareti, Borsa İstanbul tarafından işletilmektedir. Bir diğer ifadeyle elektrik türev piyasaları, piyasa katılımcılarının gelecekte yaşanabilecek olası fiyat risklerinden korunma amaçlı katıldığı piyasalardır. Dolayısıyla elektriğin fiziki teslimatı söz konusu değildir. Türev piyasalarda, vadeli işlem sözleşmeleri ile opsiyon sözleşmeleri vasıtasıyla elektrik ticareti yapılmaktadır ve alınan pozisyonlar sayesinde piyasa katılımcılarının spot piyasalarda geçmişte aldığı pozisyonlar korunmaya çalışılır. Bu sayede bu piyasalarda piyasa katılımcıları, portföylerindeki pozisyonlarla alakalı gelecekteki muhtemel fiyat risklerinden zararlı çıkmamak için bu türev piyasalardan faydalanmış olmaktadır (İlter ve ark., 2018). Bu piyasalarda aylık, 3 aylık ve yıllık olmak üzere çeşitli elektrik vadeli işlem sözleşmeleri bulunmaktadır. Daha ziyade elektrik ticaretinin yapılması, tüketilmesi, dağıtılması ve üretilmesi gibi işlemlerde rol oynayan, oluşabilecek fiyat risklerine karşı koruma altına almak isteyen ve spekülasyon amaçlı kar sağlamak isteyen piyasa katılımcılarınınca kullanılmaktadır (Deng ve ark., 2006).

2.2.2.2. Fiziksel elektrik ticareti

2.2.2.2.1 İkili anlaşmalar piyasası

İkili anlaşmalar piyasası, piyasa katılımcılarının kendi aralarında yapmış oldukları anlaşmalar doğrultusunda hazırladıkları elektrik tedarik sözleşmelerini ifade etmektedir. İkili anlaşmalar piyasasının düzenlenmesini sağlayan merkezi otorite olmayıp yasal düzenlemelerin yerine getirilmesi koşuluyla katılımcıların tamamen sözleşme serbestliğine bağlı olarak uygulanmaktadır (İlter ve ark., 2018).

İkili anlaşmalar piyasası Türkiye’de tezgah üstü piyasalar kapsamında değerlendirilmektedir. Bu piyasalarda gerçekleştirilen işlemler taraflar arasında veya brokerlar, elektronik ortamlar, finansal kurumlar vb. platformlar vasıtasıyla uygulanmaktadır. İkili anlaşmalar piyasasında koşullar tamamen alıcı ve satıcının risk sınırları ve stratejileri bünyesinde, anlaştığı fiyatlar üzerinden belirlenmektedir. Sözleşmelerde belirtilen fiyatların, sözleşmelerin hükümlerinin ve şartlarının piyasa katılımcıları arasında serbest olarak kararlaştırılabilir olması ikili anlaşmalar piyasasını

öne çıkaran bir niteliktir. Piyasa katılımcıları, aralarında yaptıkları anlaşmaları, elektrik piyasasının dengesizlikten korunması ve sorunsuz bir şekilde piyasa faaliyetlerinin sürdürülebilmesi için EPIAŞ'a bildirmek zorundadır.

İkili anlaşmalar piyasasının dezavantajları anlaşmada belirlenen fiyatın diğer piyasa katılımcıları tarafından bilinmiyor olmasıdır. Dolayısıyla ikili anlaşmalar piyasası tarafların inisiyatifinde gerçekleştirilip diğer katılımcılara bilgi paylaşımı konusunda şeffaflıktan uzak bir yapı sergilemektedir. Alıcı tarafında bulunan diğer piyasa katılımcıları ikili anlaşmalarda belirlenen fiyatı öğrenmek için başvurabilecekleri bir otorite bulunmamaktadır. Bu durum piyasadaki rekabete olumsuz yansıyabilmektedir. Satıcı konumundaki piyasa katılımcıları alıcılara farklı fiyatlar üzerinden satış gerçekleştirebilmektedir. İkili anlaşmalar fiziksel elektrik tesliminden çok daha önce yapılan anlaşmalar olmasından dolayı anlaşmalarda belirlenen fiyat ile fiziksel teslimatın sağlandığı zaman aralığındaki piyasa koşulları elektrik fiyatında farklılıklara neden olabilmekte ve bu durum satıcılar için kar oranının azalması ve hatta maliyetin altında kalması risklerine yol açabilmektedir. Bu durumda tedarikçinin piyasadan çekilmesi ve sözleşmelerin feshi gibi durumlar söz konusu olabilmekte ve piyasadaki rekabet ortamı olumsuz etkilenebilmektedir (İlter ve ark., 2018).

2.2.2.2.2 Vadeli elektrik piyasası

Vadeli elektrik piyasası 2021 yılında devreye alınmış olup halen EPIAŞ bünyesinde işletilmektedir. Piyasa katılımcıları vadeli elektrik piyasası ile ileri tarihli fiziksel elektrik teslimatı gerçekleştirebilmekte ve gelecekte elektrik fiyatlarında yaşanabilecek yüksek miktarda artış ya da azalışlardan kendilerini koruyabilmektedir. Vadeli elektrik piyasası aracılığıyla gelecek tarihteki elektrik birim fiyatlarının da öngörülebilmesi sağlanmaktadır.

Vadeli elektrik piyasasında piyasa işletmecisinin belirlediği yük tipleri, teslimat dönemleri ve teklif bölgelerine ilişkin kontratların alınıp satılması ile piyasa işlemleri gerçekleştirilmektedir. Belirli kontratlar için piyasa katılımcıları alım-satım tekliflerini girmekte, girilen teklifler ilgili kontratlarla eşleşerek alım-satım faaliyetleri gerçekleştirilmektedir. İkili anlaşmalar da olduğu gibi vadeli elektrik piyasasında da fiziksel elektrik teslimatı ve ileri tarihli işlemler gerçekleştirilmektedir. Vadeli elektrik piyasası ile ikili anlaşmalar piyasasını birbirinden ayıran en önemli fark vadeli elektrik piyasasında gerçekleştirilen işlemlerin EPIAŞ bünyesinde sağlanarak karşı taraf riskinin ortadan kaldırılmasıdır. İkili anlaşmalarda ise sözleşmeler sadece iki taraf arasında

gerçekleştirilmesinden dolayı karşı taraf riski taşımaktadır. Vadeli elektrik piyasasında gerçekleştirilen işlemler standart nitelikler taşıırken ikili anlaşmalardaki hükümler tamamen tarafların belirledikleri koşullarda gerçekleştirilmektedir (İlter ve ark., 2018).

EPİAŞ bünyesinde gerçekleştirilen vadeli elektrik piyasası ile Borsa İstanbul bünyesinde gerçekleştirilen vadeli elektrik sözleşmelerinin benzer yönleri; organize piyasalarda gerçekleşiyor olması, gelecek tarihli alım-satımların yapıyor olması, ikili anlaşmalarda bulunan karşı taraf riskini taşımamaları ve olası fiyat risklerinden korunma maksatlı kullanılıyor olmalarıdır. Farkları ise birinde fiziksel teslimat gerçekleştirilirken diğesinde sadece finansal uzlaşmaya dayalı işlemlerin yapıyor olması ve fiziksel elektrik teslimatının yapılamıyor olmasıdır.

2.2.2.2.3 Spot elektrik piyasası

Spot piyasalar, Türkiye’de elektrik satın alımı, satışı ve dengeleme işlemleri için kullanılmakta ve Türkiye'nin bağımsız piyasa işletmecisi olan Enerji Borsası İstanbul (Energy Exchange İstanbul, EXIST) tarafından işletilmektedir. Bu piyasalarda işlemler, zamanlama açısından iki ana pazarda yürütölmektedir. Nitekim bu pazarlar, piyasa olarak da isimlendirilmektedir. Bu iki ana piyasa temel olarak; gün öncesi ve gün içi piyasalarıdır.

2.2.2.2.3.1 Gün öncesi piyasası

Gün öncesi piyasası (GÖP), alım-satım işlemlerinin ardından bir sonraki gün fiziksel teslimatı gerçekleşecek elektrik enerjisinin ticaretine yönelik işlemleri kapsayan ve EPİAŞ (Enerji Piyasaları İşletme) tarafından işletilmekte olan elektrik piyasasıdır. Gün öncesi piyasası aracılığıyla ikili anlaşmalar piyasasında kararlaştırılan miktarların eksik kalması durumunda piyasa faaliyetlerinin yerine getirilmesinde aksaklıklar yaşanmaması için kurulan piyasadır. Gün öncesi piyasasında işlem yapma zorunluluğu bulunmamaktadır. Gün öncesi piyasası ile üretilecek ve tüketilecek elektrik enerjisi bir gün önceden planlanabilmektedir. Piyasa katılımcıları her saat için farklı değer alabilen adet ve fiyat değerlerini kapsayan teklifleri EPİAŞ’a iletmektedir. Bir sonraki gün için girilen emirler doğrultusunda işlemler gerçekleştirilmekte ve piyasa katılımcılarının portföylerini dengeleyebilmeleri sağlanmaktadır. Bu piyasada işlemler günlük periyotlarda ve saatlik fiyat adımlarında gerçekleştirilmektedir. Bu sayede belirlenen fiyat teslimattan bir gün önce netlik kazanmaktadır. Her saat için belirlenen piyasa takas fiyatı elektrik enerjisinin referans fiyatının belirlenebilmesinde etkili olmaktadır. Gün öncesi piyasası, katılımcıları olası dengesizliklerden korumakta ve gerçek zamanlı piyasalarda yaşanabilecek fiyat

risklerine maruz kalmadan alım-satım işlemlerini gerçekleştirmelerini sağlamaktadır (Altuntaş, 2019).

Gün öncesi piyasası temel olarak; enerji alıcılarının, satıcılarının ve piyasa katılımcılarının aktif olarak enerji ticaretine katılabildiği fakat herhangi bir işlem yapmanın zorunlu olmadığı bir mekanizmadır. Gün öncesi piyasasına ihtiyaç duyulma sebepleri; bir taraftan piyasa katılımcıları için bir sonraki günde enerji alış ve satış fırsatları tanınarak portföylerini dengeleme fırsatı sunmak, diğer taraftan sistem işletmecisine gün öncesinde dengelenmiş bir sistem sağlamak ve elektrik enerjisinin referans bir fiyatını belirlemek olarak sayılabilir. Gün öncesi piyasasına katılım mecburi olmadığı için, bu mekanizmaya katılmayanların dengede kalmak için çeşitli seçenekleri bulunmaktadır. Bu seçenekler arasında tüketimin ikili anlaşmalarla satın alınabilmesi, üretimin ikili anlaşmalarla satılabilmesi ve gün içi piyasası dâhilinde ticaret yapılabilmesi yer almaktadır.

Piyasa katılımcıları, işin doğası gereği enerjiyi düşük fiyatlardan almak, yüksek fiyatlarda ise satmak isterler ve bu yönde işlemlerini sürdürmek isterler. Bu kapsamda; saatlik, blok ve esnek teklifler olmak üzere 3 çeşit teklif verme seçeneği bulunup, bu suretle gün öncesi piyasalarına katılım sağlanabilmektedir. Gün öncesi piyasasının katılım esasları aşağıdaki şekilde ifade edilebilir (Web3):

- Gerçekleştirilen elektrik ticareti ilgili olarak piyasa katılımcıları için elektriğin fiziksel arz veya talep yükümlülüğünü oluşturmaktadır.
- Piyasa işlemleri 24 saatlik periyotta günlük olarak gerçekleştirilmektedir.
- Arz kısmı üretim sağlanacak miktarı, talep kısmı ise tüketim sağlanacak miktarı fiyat düzeylerine göre ayarlayabilmektedir.
- Katılımcıların saatlik, blok ve esnek teklifler verme imkânı bulunmaktadır.
- Gün öncesinde, piyasa takas fiyatı (PTF) olarak isimlendirilen referans bir fiyat belirlenmektedir.
- Enerji miktarları, LOT (0,1 MWh) cinsinden teklif edilmektedir.
- Alış kısmını pozitif miktarlar, satış kısmını ise negatif miktarlar ifade etmektedir.
- Piyasada her bir gün (D), 24 saatlik zaman dilimlerinden oluşan saat 00:00' da başlamakta ve bir sonraki gün saat 00:00' da (D+1) bitmektedir.
- Piyasa katılımcıları, piyasaya 5 gün öncesinden (D-5) 1 gün öncesine (D-1) kadar alış ve satış teklifleri verebilmektedir. Teklif vermek için son saat 12:30'dur (D-1).
- Uygun piyasa tekliflerinin belirlenmesi için 12:30-13:00 saatleri arasında teminat kontrolü yapılmaktadır.

- Piyasa İşletmecisine verilen Gün Öncesi Piyasası teklifleri 12:30-13:00 saatleri arasında onaylanmaktadır.
- Doğrulan teklifler, optimizasyon aracı ile 13:00-13:30 saatleri arasında değerlendirilir; ilgili günün her saati için piyasa takas fiyatı ve piyasa takas miktarları belirlenmektedir (Web4).
- Optimizasyon probleminin bir sonucu olarak, piyasa takas fiyatları ve eşleşen hacimler belirlenmekte ve günün her saati (D) için ilan edilmektedir.
- Onaylanmış satış-teklif hacimlerini içeren ticari işlem onayları her gün saat 13:30'da ilgili piyasa katılımcılarına duyurulur. Piyasa katılımcıları, 13:30-13:50 saatleri arasında işlemlere ilişkin hata olması durumunda bu bildirimlere itiraz edebilmektedir.
- İtirazlar 13:50-14:00 saatleri arasında değerlendirilir ve itiraz eden piyasa katılımcılarına ilgili sonuçlar bildirilmektedir. Saat 14:00'te kesinleşen fiyatlar ve ertesi gün 24 saat için eşleşen hacimler açıklanmaktadır.
- Piyasa katılımcıları ikili anlaşma bildirimlerini her gün 00:00 – 17:00 saatleri arasında PMS sistemine gönderebilmektedir.
- İkili sözleşmeler her gün 17:00-17:05 saatleri arasında KOPI tarafından kontrol edilmektedir.
- Piyasa katılımcıları, her gün 17:05-17:15 saatleri arasında KOPI tarafından iptal edilen ikili sözleşmelere ilişkin işlemlere itiraz edebilmektedir.

2.2.2.2.3.2 Gün içi piyasası

Gün içi piyasası (GİP), fiziksel elektrik teslimatından bir saat öncesine kadar işlem yapılabilen, piyasayı dengesizlikten korumayı amaçlayan, piyasa katılımcılarının gerçek zamana yakın portföylerini dengede tutabilmelerini sağlayan elektrik piyasasıdır. 2015 yılı itibarıyla EPIAŞ bünyesinde spot piyasa kapsamında işletilmektedir. Gün içi piyasası yenilenebilir enerji kaynaklarından üretilen elektrik enerjisinden de faydalanarak piyasanın dengede kalmasına katkı sağlamaktadır. Gün İçi Piyasasına katılım zorunluluğu bulunmamaktadır (İlter ve ark., 2018).

Piyasa katılımcıları gün öncesi piyasada gerçekleştirilen işlemler sonrası gerçek zamanlı piyasada üretim ya da tüketim alanında olası arızalar ya da beklenmedik durumlarla karşılaşabilmektedir. Piyasa katılımcıları öngörülemeyen olası dengesizliklerden korunabilmek için gün içi piyasada işlem yapabilmektedir. Piyasa katılımcıları gün öncesi piyasasında satın aldıkları elektrik enerjisini kullanmadıkları

durumda gün içi piyasasında satabilmektedir. Bu durum gün içi piyasa hacmini arttırmakta ve fiyat istikrarı için piyasaya olumlu yansımaktadır. Gün İçi Piyasasında işlemler saatlik zaman dilimlerinde gerçekleştirilerek saat 00:00 da başlayıp bir sonraki gün saat 00:00'a kadar sürmektedir. Piyasa katılımcılarının girdiği emirler teslimattan bir saat öncesine kadar güncellenebilmektedir. Gün İçi Piyasası işlemleri bir sonraki güne girilmek istenen emirler için her gün saat 18:00'da başlayıp gün içi piyasasının sona erdiği zamana kadar emir iletimine açık tutulmaktadır (Altuntaş, 2019).

Gün içi piyasası, piyasa katılımcılarının fiziki enerji teslimatından 1 saat önce işlem yapmalarını sağlar. Piyasa likiditesinin artmasının yanı sıra, enerji dengesizliklerini en aza indirmeye yardımcı olur. Piyasanın ticaret yöntemi sürekli ikili ticarettir (İlseven, 2014). Siparişler zamana ve fiyata göre eşleştirilmelidir. Burada, en yüksek alım ve en düşük satış fiyatı, önceliğe sahiptir. Siparişlerin fiyatları aynı olduğunda, daha önce verilen teklifler ön plandadır (Web5).

Gün içi piyasasında teklif tipleri ise; saatlik teklif ve blok teklif olma üzere ikiye ayrılmaktadır. Saatlik teklifler, bölünebilen yapıda ve 24 saatten oluşan tekliflerdir. Saatlik tekliflere örnek verilecek olunursa; PH15042610 saatlik teklifinin anlamı; PowerHour / 26 Nisan 2015 / 10:00 olarak ifade edilebilmektedir. Blok teklif ise bölünemeyen yapıda olup aynı gün dahilinde 1 saat ila 24 saat aralığındaki tekliflerdir. Blok tekliflere örnek verilecek olursa; PB15042610-07 blok teklifinin anlamı; PowerBlock / 26 Nisan 2015 / 10:00' da başlamakta ve 7 saati kapsamaktadır.

2.2.2.2.4 Gerçek zamanlı piyasalar

Gerçek zamanlı piyasalar, Türkiye Elektrik İletim A.Ş. bünyesinde işletilmekte olup, kendi içerisinde dengeleme güç piyasası ve yan hizmetler piyasası alt kırımlarına ayrılmaktadır. Bu piyasaların esas amacı, piyasanın dengede kalabilmesini sağlamaktır. Dolayısıyla bu piyasalarda elektrik ticareti yapılması amaçlanmamaktadır.

Spot piyasalar kapsamında yer alan gün öncesi ve gün içi elektrik piyasalarının, sistem işletmesine dengelenmiş bir piyasa sunma görevleri olsa da gerçek zamanda öngörülemeyen birtakım durumların yaşanması ile arz-talep dengesinde sapmalar olması kaçınılmaz olabilmektedir. Bu öngörülemeyen olaylar, şebekede meydana gelen elektrik kesintileri ya da fazlalıkları sebebiyle güç dengesinin bozulması, şebekeye entegre haldeki yenilenebilir enerji santrallerinde yaşanabilecek sorunlar sayılabilmektedir. Bu kapsamda; genel itibarıyla ikili anlaşmalar piyasasında işlem yapan ancak dengeye varamayan

katılımcılar ilk olarak gün öncesi piyasasında işlem yapmakta, burada da dengesizlik yaşamaları durumunda gün içi piyasasına katılmakta, yine burada da denge sağlayamaması durumunda ise gerçek zamanlı piyasalara katılarak dengeyi sağlayabilmektedir.

Gerçek zamanlı piyasalar başlığı altında incelenecek olan; dengeleme güç piyasası, gerçek zamanlı bir dengelemeyi, sistem işletmecisine sunma amaçlı; en fazla olarak 15 dakika içerisinde devreye giren yedek kapasiteyi sunmakta, öte yandan yan hizmetler piyasası vasıtasıyla da frekans ve talep kontrolünü sağlamaktadır.

2.2.2.2.4.1 Dengeleme güç piyasası

Elektriğin fiziksel teslimatının sağlandığı piyasalarda, bir santralde beklenmedik arızalar oluştuğunda üretimdeki aksaklıklar yaşanması ya da çok yüksek tüketimli bir piyasa katılımcısının anlık yüksek seviyede talep girişi gibi durumlarda, sistem dengesinde bozulmalar yaşanabilmektedir. Bu durumlarda dengeleme güç piyasası işletmecisi olan TEİAŞ, dengeyi sağlayabilmek adına piyasaya daha önce sunulmuş olan teklifleri kullanmak suretiyle sistemin dengede kalmasını sağlamaktadır. Bu kapsamda, sistemin sağlıklı ve dengeli olarak işletim sürekliliğini sağlayabilmek için gerekli olan rezervler hazırda bekletilerek, bu rezervlere ihtiyaç duyulduğu durumlarda yedek rezervlerin devreye alınması sayesinde dengesizliklerin ortadan kaldırılmaktadır (İlter ve ark., 2018). Bu piyasalarda, gerçek zamanlı olarak arz-talep dengesinin sağlanması için 15 dakika dahilinde gerçekleştirilebilen çıkış gücündeki değişim ile edinilen yedek kapasitenin alış-satışı gerçekleştirilebilmektedir (Web6).

Şebeke frekansının elektrik piyasası şebeke yönetmeliğince belirlenen değeri, 50 Hz'dir. Eğer sistemde şebekenin frekans değeri 50 Hz'in altında bir değere inerse, tüketimin üretimden daha fazla gerçekleştiği anlamına gelmektedir. Bu durumda tüketimin azaltılması ya da üretimin artırılması suretiyle frekansın uygun değere yeniden döndürülmesi gerekmektedir. Eğer sistemde şebekenin frekans değeri 50 Hz'in üzerinde bir değere yükselirse, tüketimin üretimden daha az gerçekleştiği anlamı taşımaktadır. Bu durumda üretimin azaltılması suretiyle frekansın uygun değere yeniden döndürülmesi gerekmektedir. Dengeleme güç piyasası bu hususta, olması gereken 50 Hz'lik frekans değerinden mümkün olabildiğince daha az sapmanın sağlandığı bir misyon üstlenmiştir.

Dengeleme birimleri olarak adlandırılan santraller, dengeleme güç piyasası kapsamında yer alan; minimum 10 MW'lık bir üretimi 15 dakika içerisinde artırabilen ya da azaltabilen üretim santralleridir. Dengeleme birimleri, spot piyasa katılımların da

olduğu gibi zorunluluğa tabi tutulmayan değil, işlem yapmak suretiyle piyasaya katılmaları zorunlu olan piyasa katılımcılarıdır. Ayrıca dengeleme birimleri, piyasaya yük alma ve yük atma teklifleri vermek suretiyle katılım sağlamaktadır.

Dengeleme güç piyasasında işlemler günlük periyotta saatlik zaman dilimlerinde gerçekleştirilmektedir. Her gün saat 14:00’da dengeleme güç piyasası işlemlere açılmaktadır. Katılımcılar saat 16:00’a kadar emirlerini iletmekte ve piyasa işletmecisi uygun görülen emirleri piyasa katılımcıları ile paylaşmaktadır (Turgut, 2015). Bu noktada sistem işletmecisi olan TEİAŞ, piyasa katılımcılarının Dengeleme Güç Piyasası’na sunduğu teklifleri, sistem dengesini sağlayabilmek adına, saat 16:00’a kadar değerlendirmektedir. Dengeleme güç piyasasının önemli bir kavramı olan Sistem Marjinal Fiyatı, sistemde enerji fazlalığı olduğu durumda, yük atma fiyatlarının (teklif-fiyat) en yüksek seviyesinden, enerji açığı olduğu anda ise yük alma fiyatlarının (teklif-fiyat) en düşük seviyesinden başlamak üzere, tayin edilen net talimat hacmi değerine tekabül eden teklif-fiyatı olarak tanımlanmaktadır.

2.2.2.2.4.2 Yan hizmetler piyasası

TEİAŞ bünyesindeki; enerji iletim sisteminin ve/veya enerji dağıtım sisteminin hem güvenli olarak işletilmesine hem de elektrik enerjisinin uygun kalitede hizmet edebilmesine yönelik gerçekleştirilen işlemler, yan hizmetler piyasasında gerçekleştirilmektedir. Bu kapsam sistem frekansının kontrolü, gerilim kontrolü, reaktif güç desteği gibi hizmetlerin sağlanması, yan hizmetler piyasası tarafından gerçekleştirilmektedir (Yıldız, 2015).

Daha detaylı bir aktarım sağlanmak istenirse; yan hizmetler piyasasının, reaktif güç desteğinin sağlanmasından ve primer (birincil) ve sekonder (ikincil) frekans kontrolünden olduğuunu söylemek mümkündür. Burada, primer frekans kontrol sisteminde üretim biriminin aktif çıkışı, otomatik olarak değişmektedir. Sekonder frekans kontrolünde ise merkezi sistem tarafından aktif çıkış, bir değere göre ayarlanmaktadır. Son olarak, reaktif güç desteği ise, sistemde ihtiyaç duyulması durumunda reaktif gücü dengelemeye yardımcı olmaktadır (Web6).

3. ENERJİ DEPOLAMA SİSTEMLERİ VE UYGULAMALARI

Elektrik enerjisi talebinin sürekli olarak büyümesi, enerji üretimi ve tüketimi gerektiren ekonomik ve endüstriyel büyüme ile orantılıdır. Elektrik enerjisi üretimi ve talebi arasındaki dengesizlik, şebeke voltajında ve frekansında sapmalara ve dalgalanmalara neden olmakta ve bu da sonunda elektrik şebekesinin dayanıklılığını ve kararlılığını olumsuz yönde etkilemektedir. Nitekim çoğu elektrik enerjisi üretimi, büyük bir karbondioksit emisyonu kaynağı olan ve çevre için küresel bir tehdit olarak kabul edilen ve küresel ısınma fenomenine ana katkıda bulunan fosil yakıt ve nükleer üretim tesislerinden gelmektedir (Farias ve ark., 2018; Vazquez ve ark., 2010). Sonuç olarak, güneş enerjisi ve rüzgâr enerjisi gibi yenilenebilir enerji kaynaklarının penetrasyonu, karbondioksit patlamasını azaltmak ve hem merkezi hem de merkezi olmayan bir şekilde daha çevre dostu enerji üretmek için dizel dağıtım jeneratörlerinin yerini almak için küresel olarak daha fazla dikkat çekmiştir (Farias ve ark. 2018). Bununla birlikte, yenilenebilir enerji kaynaklarının kesintili doğası ve öngörülemeyen hava koşullarına bağlılığı, şebekenin güç kalitesi, kararlılığı ve güvenilirliğinde çeşitli sorunlara yol açabilmektedir. Bu sebeple, enerji depolama sistemlerinin gündeme getirilmesi, yukarıda belirtilen sorunlar için pratik ve etkin bir çözüm olabilir. Enerji depolama sistemlerinin ana prensibi, şebekenin fazla elektrik enerjisini farklı enerji formlarında saklayarak depolamak ve ihtiyaç halinde bu enerjiyi elektrik enerjisine çevirmek suretiyle serbest bırakmaktır. Böylece enerji depolama sistemlerinin entegrasyonu ile edinilen faydaların, enerjiyi daha sonra kullanmak üzere depolayarak tasarruf etmek, üretilen enerjiyi talepten ayırarak şebekenin güç kalitesini ve verimliliğini artırmak ve iletim ve dağıtım sistemleri için elektrik altyapısının pahalı yükseltmelerini ertelemek olarak sıralanabilir (Wannasut ve ark., 2014; Byrne ve ark., 2017).

Yenilenebilir enerji kaynaklarının kesintili yapısı sorunu ile ilgili olarak ise, yenilenebilir enerji kaynağı tarafından üretilen fazla enerjinin depolanıp yenilenebilir enerji kaynaklarının üretimi durduğunda kullanılmak üzere serbest bırakılması için enerji depolama sistemleri uygun bir çözüm olarak düşünülebilir. Böylece enerji depolama sistemleri, kesintileri ve enerji boşluklarını doldurarak yenilenebilir enerji kaynaklarını daha güvenilir ve istikrarlı bir enerji kaynağı haline getirebilir. Ek olarak enerji depolama sistemleri, elektrik şebekesine ve uygulamalara farklı türlerde yardımcı hizmetler sağlayabilir. Enerji derecelendirmeleri, uygulama gücü, ağırlık, hacim, çalışma sıcaklığı ve

tepki süresi, enerji depolama sistemlerinin uygulanmasına karar vermede temel faktörler olarak kabul edilir (Vazquez ve ark., 2010; Byrne ve ark., 2017; Aneke ve ark., 2016).

3.1. Enerji Depolama Teknolojileri

Enerji depolama kavramının arkasındaki temel prensip, enerjinin şarjı ve deşarjı işlemleridir. Şarj edilme işleminde, enerji, fazla miktarda enerjinin mevcut olduğu bir zamanda depolanır. Buna karşılık deşarj işlemi, ihtiyaç duyulduğunda depolanan enerjinin serbest bırakılmasıdır. Enerji depolamak için kullanılan teknolojiler, farklı türlerde bulunmaktadır ve bunların her biri için farklı malzemeler kullanılmaktadır. Genel olarak elektrik, tekrar elektriksel forma dönüştürülebilen daha kararlı bir enerji formuna dönüştürülmedikçe doğrudan depolanamaz. Enerji depolamanın yöntemlerine yönelik teknolojiler, depolanan enerjinin biçimine göre değişmektedir ve depolama teknolojisinin seçimi, mevcut teknolojilerin teknolojik, ekonomik veya çevresel performans özelliklerine bağlı olarak değişmektedir. Enerji depolama teknolojileri temel olarak; mekanik depolama (pompalı-hidro, volan), elektromanyetik enerji depolama (süper iletken manyetik enerji depolama SMES) ve elektrokimyasal enerji depolama (pil, süper kapasitör) şeklinde kategorize edilebilir (Aneke ve ark., 2016; Gonzales ve ark., 2016).

3.1.1. Mekanik enerji depolama sistemleri

Mekanik enerji depolama, enerjiyi mekanik enerji şeklinde depolar ve gerektiğinde elektrik enerjisine dönüştürür. Mekanik enerji depolama örnekleri, aşağıdaki alt bölümlerde ayrı ayrı ele alınacak olan; pompalı hidro depolama ve volanı içerir.

3.1.1.1. Pompaj hidro depolama

Pompaj hidro depolama, en olgun enerji depolama teknolojisi olarak kabul edilir ve aslında özellikle büyük ölçekli güç uygulamaları için en çok kullanılan enerji depolama sistemidir. Küresel büyük ölçekli enerji depolama rezervinin %99'undan fazlası aslında pompaj depolama sistemidir. Pompaj depolama, suyu bir alt rezervuardan daha yüksek bir rezervuara pompalayarak (şarj) elektrik şebekesinden elektrik enerjisi depolayan suyun yerçekimi potansiyel enerjisini manipüle ederek çalışır. Üst rezervuarda depolanan su daha sonra elektrik enerjisi üretmek (deşarj) için bir elektrik jeneratörünü çalıştırırken aşağı doğru alt rezervuara bırakılabilir. Depolanan enerjinin kapasitesi, üst rezervuarın yüksekliği ve içinde bulunan suyun hacmi ile orantılı bir ilişkiye sahiptir (Aneke ve ark., 2016; Gonzales ve ark., 2016).

Pompaj depolama, %87'ye varan yüksek verimlilikle kısa sürede (bir dakikadan az) güvenilir güç sağlayabilir. Ancak pompaj depolama sistemleri, yalnızca şelaleler, nehirler ve doğal göller gibi doğal su yapılarıyla entegre edilebilmektedir. Bu coğrafi kısıtlama dolayısıyla da pompaj depolama sistemler, herhangi bir yere kolayca kurulamamakta ve yalnızca belirli jeolojik özelliklere sahip yerlere kurulabilmektedir (Aneke ve ark., 2016).

3.1.1.2. Volan enerji depolama

Volan enerji depolama, bir mil boyunca işlenmiş jeneratör ile birleştirilmiş döner bir diskten oluşur ve genellikle yüksek hızlı sürtünmeyi ve kendi kendine deşarj kayıplarını azaltmaya yardımcı olan manyetik köşebentler (braket) içerir (Vazquez ve ark., 2010; Aneke ve ark., 2016; Gonzales ve ark., 2016). Esasen volanlar, güç kalitesini iyileştirmek ve kısa voltaj bozulmalarıyla ilgili bazı sorunları çözmek için tasarlanmıştır Aneke ve ark., 2016). Önceleri, senkron jeneratörlerin çıkış voltajı kararlılığını iyileştirmek için de kullanılmıştır (Vazquez ve ark., 2010). Sonrasında ise güç elektroniğindeki gelişmeler dolayısıyla volanlar, ulaşım gibi diğer uygulamalarda daha fazla ilgi görmüştür (Vazquez ve ark., 2010). Volanın maksimum dönüş hızı, volan depolama sistemini sınıflandırabilen ve volan enerji depolamanın tipini belirleyebilen anahtar bir faktör olarak kabul edilir (Vazquez ve ark., 2010). Tipik olarak, volanlar, 10.000 rpm'nin üzerinde dönen yüksek hızlı volanlar ve 10.000 rpm'den daha düşük bir hızda dönen düşük hızlı volanlar olarak sıralanır (Aneke ve ark., 2016). Volanların enerji kapasitesi, volanın maksimum dönüş hızına göre belirlenir. Makinenin şaftında üretilen maksimum tork, elektrik akımını üreten volanın güç kapasitesini sınırlar. Bu nedenle, volanın maksimum gücü elektrikli ekipmanların değerleri ile sınırlıdır (Gonzales ve ark., 2016). Yüksek hızlı volanlar daha uzun süre boşalabilme özelliğine sahiptir ancak düşük enerji kapasiteleri ile düşük hızlı volanlar için tam tersi geçerlidir (Vazquez ve ark., 2010; Aneke ve ark., 2016). Volanın dönen kütlesi elektrik enerjisini kullanarak hızlanmaya başladığında, makine, kinetik enerjiyi depolayan ve dolayısıyla volanı yükleyen milin dönmesi yoluyla açısal momentumu dönen kütleye aktaran bir motor gibi çalışır. Buna karşılık, volan depolama, deşarj olmaya başladığında, dönen kütle yavaşladığından depolanan kinetik enerji, elektrik enerjisini üretmek için jeneratörü şaft yoluyla çalıştırdığından ve böylece volanı boşalttığından dolayı makine bir jeneratör görevi görür (Aneke ve ark., 2016; Gonzales ve ark., 2016). Yüksek verimlilik, oldukça uzun yaşam döngüsü, yüksek güç ve enerji yoğunlukları, volanların ana özellikleridir. Bununla birlikte, volan enerji depolama sistemi, bir saat içinde depolanan kapasitenin yaklaşık %20'sinin kendiliğinden boşalmasına neden

olan sürtünme kuvvetlerinin varlığından dolayı yalnızca kısa süreli enerji depolamasıyla sınırlandırılabilir (Aneke ve ark., 2016; Gonzales ve ark., 2016).

3.1.1.3. Sıkıştırılmış hava enerji depolama

Sıkıştırılmış hava enerji depolama sistemi, gaz türbini teknolojisine benzer bir konsepte dayanmaktadır (Gonzales ve ark., 2016). Sıkıştırılmış hava depolama, yoğun olmayan fazla elektriği havayı sıkıştırmak ve ya yerin yukarısındaki tanklarda ya da yer altı mağaralarında bulunan depolama ünitelerinde depolamak için tktir (şarj). Enerjiye ihtiyaç duyulduğunda, depolama oyuklarında veya tanklarında depolanan basınçlı hava, ısıtılmak ve depolanan enerjiyi daha sonra bir elektrik jeneratörünü çalıştıran kinetik enerjiye dönüştürmek için bir türbinde genleşmek üzere salınır (deşarj) (Gonzales ve ark., 2016). Sıkıştırılmış hava depolama, yaklaşık %70'lik bir verimlilikle 40 yıla varan uzun kullanım ömrü ile karakterize edilir (Aneke ve ark., 2016). Büyük kapasiteli enerji depolama tesisleri yönünden aynı başlık altında bulunduğu pompaj hidro depolama sistemleri ile kurulumlarının uygun coğrafi konumlara (sıkıştırılmış hava depolama için yer altı mağaraları) bağlı olması yönünden de benzerlik göstermektedir (Gonzales ve ark., 2016).

3.1.2. Elektromanyetik depolama sistemleri

3.1.2.1. Süper iletken manyetik enerji depolama

Süper iletken manyetik enerji depolama, güçlü bir manyetik alan üretmek için bobin boyunca doğru akım indükleyerek enerjiyi süper iletken bir bobinde manyetik enerji biçiminde depolar. Temel olarak, bir süper iletken manyetik enerji depolama, üç ana bileşenden oluşur; bunlar, mıknatıslı süper iletken bobin, kriyojenik olarak soğutulan buzdolabı ve g koşullandırma sistemidir (Aneke ve ark., 2016; Hassenzahl, 1989). Süper iletken manyetik depolama sistemini şarj edebilmek için öncelikle tüm dirençli özellik bobinin, bobini süper iletken sıcaklığının altına soğutmak için kriyojenik soğutmalı buzdolabı kullanılarak çıkarılması gerekir (Hassenzahl, 1989). Normalde, süper iletken bobin, solenoid ya da toroid tipindedir. Solenoid tasarımı daha basit, daha ucuz ve kontrol edilmesi daha kolaydır. Oysa toroid tasarımı, süper iletken uygulamalarında faydalı olabilecek düşük bir başboş alan sağlar (Aneke ve ark., 2016). Bir g dönüştürücü kullanılarak elde edilebilecek manyetik alanı oluşturmak için bir doğru akım gereklidir. şarj işlemi sırasında akım artar. Öte yandan, deşarj aşamasında akım azalır (Aneke ve ark., 2016). Süper iletken manyetik enerji depolama tarafından sağlanan güç yoğunluğu, diğer

enerji depolama teknolojileri arasında en yüksek olarak kabul edilir (Vazquez ve ark., 2010). Uzun kullanım ömrüne ek olarak, süper iletken manyetik enerji depolama, yüksek depolama verimliliği (%90'a kadar) ve inanılmaz hızlı yanıt vermesi (milisaniye aralığında) nedeniyle kısa sürede büyük güç gerektiren uygulamalar için uygundur (Vazquez ve ark., 2010; Aneke ve ark., 2016; Hassenzahl, 1989). Bununla birlikte, süper iletken manyetik enerji depolamanın dezavantajı, süper iletken bobini kriyojenik sıcaklığına soğutmak için büyük güç ve yüksek maliyet gerektirmesidir (Aneke ve ark., 2016; Hassenzahl, 1989).

3.1.2.2. Süper kapasitör enerji depolama

Süper kapasitör (ultra kapasitör), iyonları ayırıcı gözenekli bir zar aracılığıyla iki elektrot arasında hareket ettirerek elektrostatik olarak enerji depolayan elektrokimyasal çift katmanlı bir kapasitördür (Gonzales ve ark., 2016; Mufti ve ark.,2009; Soori ve ark.,2011). Geleneksel kapasitörlerle karşılaştırıldığında bir süper kapasitör, enerji yoğunluğu, kompaktlık ve daha büyük kapasitans açısından diğer kapasitörleri geride bırakır. Süper kapasitör, geleneksel kapasitörlerdeki iki elektrot arasında bulunan katı dielektrikleri bir elektrolit çözeltisiyle değiştirir (Aneke ve ark., 2016; Mufti ve ark., 2009). Süper kapasitörler, yaklaşık milyon kez şarj/deşarj yapabilen geniş çevrim ömrüne sahiptir. Bu nedenle, neredeyse hiç bakım gerektirmezler (Soori ve ark.,2011). Tamamen şarj/deşarj olmak için birkaç saat boyunca kimyasal reaksiyonlar gerçekleştirerek hücrelerinde enerji depolayan pillerin aksine, süper kapasitör, daha yüksek oranda elektrik akımlarını işleyerek hızlı şarj/deşarj etme yeteneğine sahiptir (Mufti ve ark., 2009; Soori ve ark., 2011). Esas olarak frekans regülasyonu (Aneke ve ark., 2016; Soori ve ark., 2011) gibi güç kalitesi uygulamalarında kullanılmaktadır. Dezavantaj olarak ise süper kapasitörler, günlük olarak yaklaşık %5 oranında kısa süreli kendi kendinedeşarj sorunu yaşamaktadır.

3.1.3. Elektrokimyasal enerji depolama

3.1.3.1. Hidrojen bazlı enerji depolama

Hidrojen bazlı enerji depolama, yoğun olmayan saatlerde çekilen elektrik enerjisini depolar ve suyun elektrolizi yoluyla hidrojen üretir. Üretilen hidrojen daha sonra yüksek basınçlı silindirlerde depolanır. Hidrojen bazlı enerji depolamanın ana bileşenleri, hidrojeni ve yakıt hücrelerini üreten su elektroliz ünitesidir (Shatnawi ve ark., 2018). Yakıt hücresi, elektrik enerjisi ve su üretmek için hidrojeninde depolanan kimyasal enerjiyi tüketen elektrokimyasal bir cihazdır (Vazquez ve ark., 2010; Shatnawi ve ark., 2018).

Hidrojen bazlı enerji depolama, yüksek enerji yoğunluğuna sahip çevre dostu bir teknolojidir. Hidrojen bazlı enerji depolama, talebin yüksek olduğu zamanlarda elektrik sağlamanın yanı sıra hidrojenli araçlar için yakıt görevi de görür (Aneke ve ark., 2016; Shatnawi ve ark., 2018). Yine de, her çevrimdeki önemli enerji kayıpları, hidrojen bazlı enerji depolama uygulamaları için büyük bir dezavantajdır (Aneke ve ark., 2016).

3.1.3.2. Batarya enerji depolama

Batarya enerji depolama sistemi, en eski enerji depolama tekniklerinden biri olarak kabul edilmektedir (Aneke ve ark., 2016). Elektrik enerjisini potansiyel kimyasal enerjiye dönüştürür ve elektrokimyasal bir hücrede depolar. Batarya enerji depolama sisteminin yüklenmesi ve boşaltılması, "indirgenme" ve "oksidasyon" reaksiyonları (kısaca Redox terimi) adı verilen geri dönüşümlü kimyasal reaksiyonlara dayalı olarak gerçekleştirilir. Redoks reaksiyonları katot ve anot adı verilen iki elektrot arasında gerçekleşir (Farias ve ark., 2018). Bir batarya enerji depolama sistemi, pil birimlerinden, güç koşullandırma sisteminden ve kontrol sisteminden oluşur (Zhang ve ark., 2013; Qian ve ark., 2010). Batarya enerji depolama sistemi, güç sistemi uygulamalarında yaygın olarak kullanılmaktadır. Ek olarak, taşınabilirliği ve esnek küçük boyutu nedeniyle telefon, dizüstü bilgisayar ve hatta elektrikli araçlar gibi taşınabilir cihazlarda yaygın olarak kullanılmaktadır (Aneke ve ark., 2016). Boyut, kimya ve kapasite bakımından farklılık gösteren çok fazla pil türü vardır. Her batarya enerji depolama sistemi tipi farklı tepki süresi, güç ve enerji özelliklerine sahiptir. Literatürde olduğu kadar endüstride de en yaygın pil türleri kurşun-asit, lityum-ion ve sodyum-kükürttür (Farias ve ark., 2018). Tipik olarak lityum-ion bataryalar, kurşun asit bataryalara kıyasla daha da yüksek şarj ve deşarj güç oranlarına sahip olmaktadır. Bu durum ise lityum iyon bataryaların çok yüksek seviyelerde üretilen güç darbelerini daha çok absorbe ederek ani güç taleplerini karşılamaları anlamına gelmektedir. Li-ion bataryaların içerisindeki hücreler, yüksek deşarj derinliğinde daha iyi performansla sahip olup kısmi şarj durumunda tam şarjdan daha az miktarda bozunmaya sahiptir (Krieger ve ark., 2013).

3.2. Enerji Depolama Sistemleri Karakteristikleri

Enerji depolama sistemi teknolojilerindeki çeşitlilik, güç sistemine birden çok hizmet sağlamak için gerçekleştirilecek farklı türde uygulamaları beraberinde getirmektedir. Ayrıca, her bir uygulama türü, belirli bir zaman tepkisi, belirli bir enerji ve belirli bir

verimlilik gibi belirli gereksinimler gerektirmektedir. Bu bölümde genel itibariyle enerji depolama sistemlerinin ana özellikleri kısaca aktarılmaktadır.

3.2.1. Enerji/güç yoğunluğu

Enerji depolama cihazının güç yoğunluğu; nominal güç çıkışının, depolama cihazının ağırlığına veya hacmine oranı olarak tanımlanabilir. Başka bir deyişle bu oran, ağırlığına (Watt/Kg) veya hacmine (Watt/l) göre enerji depolama cihazı tarafından sağlanan maksimum gücü ifade eder. Benzer şekilde, enerji yoğunluğu, enerji depolama cihazında depolanan gerçek enerjinin karşılık gelen ağırlığına (Wh/Kg) veya hacmine (Watt/l) oranıdır. Genel olarak, yüksek güç yoğunluğuna sahip olan enerji depolama sistemi, düşük enerji yoğunluğuna sahiptir ve bunun tersi de geçerlidir. Güç ve enerji, enerji depolama cihazının boyutunu artırdığından, enerji depolama cihazının boyutu ve ağırlığı, güç ve enerji yoğunluğu ile ters orantılıdır. Yüksek güç yoğunluğuna sahip enerji depolama sistemi teknolojileri, genellikle yüksek güç verimliliği, büyük deşarj akımları ve hızlı yanıt süresi gerektiren uygulamalarda kullanılır. (Özdemir ve ark., 2017). Pompaj hidro depolama sistemleri ve akış pilleri, düşük enerji yoğunluklu enerji depolama sistemi örnekleridir. Alternatif olarak, batarya enerji depolama ve hidrojen bazlı enerji depolama sistemleri, yüksek enerji ve güç yoğunluğu sergilemektedir. Özellikle de Li-ion piller, son derece yüksek enerji yoğunluğu nedeniyle taşınabilir cihazlarda ve mobil uygulamalarda yaygın olarak kullanılmaktadır.

3.2.2. Ömür

Doğal olarak, kullanılan tüm enerji depolama cihazları belirli bir süre sonra bozunuma uğramaktadır. enerji depolama sistemlerinin ömrü, hem takvim ömrü (yıllar cinsinden çalışmasından bu yana geçen süre) hem de döngü ömrü (depolama cihazının işlevinin sona ermesine kadar geçen toplam şarj/deşarj döngüsü sayısı) (İbrahim, 2008) ile tanımlanabilir.

Kullanılan enerji depolama teknolojisi; deşarj derinliği, şarj/deşarj döngüleri gibi çalışma parametreleri ve diğer çevresel faktörler tarafından belirlenir (Li ve ark., 2021; İbrahim ve ark., 2008). Enerji depolama sistemlerinin ömrü, maliyet verimliliği ile doğrudan ilişkili olduğundan, karşılık gelen enerji depolama sistemi teknolojisi için hangi uygulamanın mümkün olduğunun belirlenmesi de önemli bir faktördür. Uzun ömürlü enerji depolama sistemi teknolojileri, daha ziyade ekonomik yatırımlar içeren uygulamalar için tavsiye edilmektedir. Pompaj hidro depolama, sıkıştırılmış hava depolama ve volan

gibi elektro-mekanik tabanlı enerji depolama sistemleri, genellikle uzun ömürlüdür ve temel olarak ömürleri kullanılagelen mekanik parçaların kullanım ömrüne bağlıdır. Öte yandan, piller gibi elektro-kimyasal tabanlı depolama cihazları ise, zamanla yaşanan kimyasal bozunum sebebiyle genellikle kısa ömürlüdür (Aneke ve ark., 2016).

3.2.3. Zaman tepkisi

Zaman tepkisi, güç talebini karşılamak için depolama cihazının deşarj olmaması durumundan tamamen deşarj olması için gereken süre olarak tanımlanır. Her uygulama türü, belirli bir aralıkta zaman yanıtı gerektirir. Örneğin, güç kalitesi sorunları ve dalgalanma sönümlleme ile ilgili uygulamalar, zaman yanıtının milisaniye aralığında olmasını gerektirir. Bu nedenle, benimsenen enerji depolama sistemi teknolojisi, uygulamanın zaman yanıt gereksinimi ile sınırlıdır. Süper iletken manyetik depolama, volanlar ve süper kapasitör depolama gibi enerji depolama sistemleri milisaniye mertebesinde hızlı yanıt vermekte, ikincil piller saniyeler içinde yanıt vermekte ve pompaj hidro depolama ve sıkıştırılmış hava depolama sistemleri dakikalar mertebesinde ve dolayısıyla daha yavaş zaman yanıtı vermektedir (Aneke ve ark., 2016; Ibrahim ve ark., 2008).

3.2.4. Gidiş-dönüş verimliliği

Verimlilik, tek çalışma noktası üzerinden deşarj enerjisinin depolanan enerjiye oranı olarak gösterilen aşırı basitleştirilmiş bir terimdir (Zhou ve ark., 2015). Bu nedenle, gidiş-dönüş verimliliği veya çevrim verimliliği kavramı, enerji depolama sisteminin verimliliğini karakterize etmek için daha genel bir terim olarak tanıtılmıştır. Çevrim verimliliğini, tüm bir şarj ve deşarj döngüsü boyunca enerji depolama sisteminin çıkış ve giriş enerjisi arasındaki oran olarak tanımlamak mümkündür (Aneke ve ark., 2016; Ibrahim ve ark., 2008). Enerji depolama cihazıyla ilişkili kayıplara ek olarak çevrim verimliliği, enerji depolama sisteminin çalışması boyunca yardımcı cihazlardan (örn. güç elektroniği dönüştürücüleri) ve diğer patristik (esas) yüklerden kaynaklanan tüm kayıpları dikkate alır. Bu nedenle, enerji depolama sisteminin maliyet etkinliği için kilit bir faktör olarak kabul edilir. Süper manyetik enerji depolama, volan enerji depolama, süper kapasitör enerji depolama, Li-ion piller gibi yüksek çevrim verimliliğine sahip olduğu bildirilen enerji depolama sistemleri arasında en yüksek verimliliğe (%87-94) sahiptir (Aneke ve ark., 2016; Li ve ark., 2021).

3.2.5. Maliyet

Ticari kullanımlar için enerji depolama sistemlerine yapılan yatırım ekonomik olarak faydalıdır. Ayrıca, enerji depolama sistemlerinin maliyeti, ticari olarak uygulanıp uygulanamayacağını belirlemek için kapsamlı bir şekilde analiz edilmesi gereken kritik bir faktördür (Aneke ve ark., 2016). Enerji depolama sistemlerinin maliyeti, sermaye ve işletme maliyetlerine ayrılmıştır. Sermaye maliyeti, depolama cihazlarının enerji maliyetini (\$/kWh) ve ayrıca güç dönüşüm sistemi ve diğer ekipmanların maliyetini kapsayan alt sistemin güç maliyetlerini (\$/kW) içerir (İbrahim ve ark., 2008). İşletme maliyetleri, enerji depolama sistemlerinin işletimi ve bakımı ile ilgili tüm maliyetleri içerir. Aynı zamanda yedek parça maliyetlerini de içerir. Bunun yanı sıra, uzun vadeli değerlendirmeler için, imha ve geri dönüşüm maliyetleri gibi diğer maliyetler de dikkate alınabilir (Zhou ve ark., 2015). Düşük verimliliğe ve düşük çevrim kapasitesine sahip depolama sistemleri tipik olarak en düşük sermaye maliyetine sahiptir, örneğin sıkıştırılmış hava depolama sistemi. Bu nedenle, depolama sisteminin dayanıklılığını değerlendirmek çok önemlidir. Süper iletken manyetik enerji depolama, volan, süper kapasitör enerji depolama, çevrim başına kWh'lik düşük sermaye maliyetiyle yüksek güç yoğunluğuna sahiptir ve bu da onları kısa süreler için yüksek güç çıkışları talep eden uygulamalar için ideal kılmaktadır (Aneke ve ark., 2016; Zhou ve ark., 2015). Sonuç olarak enerji depolama sistemlerinin maliyetlerinin, toplam yıllık maliyetlerin ve yıllık olarak deşarj edilen enerjinin maliyetinin bir fonksiyonudur, şeklinde ifade edilmesi mümkündür (İbrahim ve ark., 2008).

3.2.6. Kendi kendine deşarj

Enerji depolama sistemleri şarj edilmelerinin ardından, uzun süre deşarj edilmezse, kullanılmayan depolanmış enerji boşalmaya başlayacaktır ki bu da enerjinin zamanla dağılma eğiliminde olacağı anlamına gelmektedir. Kendi kendine deşarj ölçekleri, çeşitli enerji depolama teknolojilerinin türüne ve çalışma prensibine göre değişmektedir. Örneğin piller gibi elektro-kimyasal enerji depolama sistemleri, piller aktif olmadığında kimyasal reaksiyon nedeniyle kendi kendine deşarj kayıpları sergiler. Volanlar ise günlük olarak %20-100 oranında yüksek oranda kendi kendine deşarj olur, bu nedenle kısa süreli uygulamalarda tercih edilir, böylece kendi kendine deşarjdan kaynaklanan kayıpları en aza indirmek için depolanan enerji şarj olur olmaz deşarj olur. Öte yandan, pompaj hidro depolama ve sıkıştırılmış hava depolama teknolojilerinde ise kendi kendine deşarj neredeyse yoktur (İbrahim ve ark., 2008; Zhou ve ark., 2015).

3.2.7. Teknik olgunluk

Enerji depolama sistemlerinin teknik olgunluğu, belirli bir enerji depolama uygulaması için kullanılıp kullanılmayacağına karar vermede esastır. Olgun teknolojiler, normal olarak, daha az olgun muadillerine göre daha fazla operasyonel deneyim kazanmış olmaları sebebiyle tercih edilmektedir. Ayrıca teknoloji geliştikçe fiyatı da düşüş göstermektedir. Enerji depolama sistemlerinin olgunluğu; tam, orta ve erken teknolojik olgunluklar olmak üzere üç seviyeye ayrılmaktadır. Tamamen olgunlaşmış depolama teknolojilerine örnek olarak kurşun-asit piller ve pompaj hidro depolama sistemleri verilebilir. Sıkıştırılmış hava depolama, volanlar ve li-ion piller gibi teknolojiler ise yüksek ve orta olgunluk seviyeleri arasında yer almaktadır. Erken olgunlaşan teknolojiler kapsamında ise akış pilleri sayılabilmektedir. Mobil uygulamalar ve taşınabilir cihazlar düşünüldüğünde, Li-ion ve Ni-Cd tamamen olgunlaşmış enerji depolama teknolojileri olarak kabul edilebilmektedir (Aneke ve ark., 2016; Ibrahim ve ark., 2008).

3.2.8. Depolama kapasitesi

Depolama kapasitesi basit olarak depolama biriminde depolanabilecek enerji miktarıdır şeklinde tanımlanabilir. Bir başka deyişle, depolama kapasitesi, enerji depolama biriminde bulunan toplam enerji miktarını ifade eder ve Wh birimleriyle ölçülür. Kendi kendine deşarj sorunu nedeniyle, belirli bir uygulama için bir enerji depolama teknolojisi seçerken depolama süresi de dikkate alınması gereken önemli bir faktör olarak kabul edilir. Geri kazanılabilir depolanmış enerjiyi etkileyen diğer bir faktör, depolama sisteminin şarj/deşarj hızıdır. Hızlı şarj/deşarj durumunda verimlilik düşer ve geri kazanılan enerji, verimlilik olarak orijinal depolanmış enerjiden daha düşük olur. Pompaj hidro depolama ve sıkıştırılmış hava depolama sistemlerinin muazzam enerji kapasitesi, onları şebeke ölçekli uygulamalar için uygun hale getirir (Aneke ve ark., 2016; Zhou ve ark., 2015).

3.2.9. Şarj ve deşarj süresi

Şarj ve deşarj süresi, enerji depolama cihazının sırasıyla şarj ve deşarj olması için gereken süre olarak tanımlanmaktadır. Normalde enerji depolama sistemi eşit şarj ve deşarj oranlarına sahiptir. Ancak, şarj/deşarj oranı, güç dönüşüm sistemi kapasitesi ve kontrolü ile enerji depolama teknolojisine bağlı olarak değiştiğinden, durum her zaman böyle değildir. Enerji depolama sistemi yeterince hızlı şarj edilmez veya boşaltılmazsa, bir sonraki hizmet döngüsü için güç sağlamak mümkün değildir. Şarj etmek ve boşaltmak için çok hızlıysa, enerji depolama sisteminin verimliliği düşebilir (Ibrahim ve ark., 2008; Zhou ve ark.,

2015). Enerji depolama sisteminin kurulumu, farklı enerji sektörlerindeki belirli zorlukların üstesinden gelmek için güç sistemiyle ilgili konumuna bağlı olarak farklı voltaj seviyelerinde ve kapasitelerde olabilir. Enerji depolama sistemi, yüksek talep anında elektrik sıkışıklığını gidermek için iletim şebekelerinde güç sistemi kararlılığını korumak için dağıtım şebekelerine kurulabilir ve ayrıca enerji depolama sistemi, enerji arbitrajına katılmak için elektrik üretiminde kullanılabilir.

3.3. Enerji Depolama Uygulamaları

Enerji depolama sistemleri, farklı ölçek ve açılardan çeşitli uygulama türlerinin performansını artırmanın yanı sıra farklı türde hizmetler sağlayabilmektedir. Bu bağlamda enerji depolama, hem sabit hizmet ölçeğinde hem de ulaşım dayalı uygulamalar için uygulanabilir. Genel olarak, enerji depolama sistemi uygulamaları, uygulamanın zaman ölçeğine göre enerji uygulamaları ve güç uygulamaları olmak üzere iki gruba ayrılmaktadır. Bu bölümde, bu uygulamaların tanımları ve her biri için birer örnek verilmiştir. Ayrıca her bir enerji depolama sistemi uygulaması türü için karar verici faktörlerden de bahsedilmektedir.

3.3.1. Enerji uygulamaları

Enerji uygulamaları, birkaç saatlik uzun süreler boyunca çalışan ve büyük şarj/deşarj döngüleri gerektiren uzun vadeli uygulamalardır. Bu tür uygulamalar, MWh'ler düzeyinde yüksek kapasiteli enerji depolama sistemi gerektirmektedir. Arbitraj, yenilenebilir enerji zaman kaydırma, pik tıraşlama ve iletim ve dağıtım ağlarının yükseltme ertelenmesi, sonraki bölümlerde tartışılacak olan bazı enerji uygulamaları örnekleridir (Byrne ve ark., 2017).

3.3.1.1. Enerji arbitrajı

Elektrik piyasasındaki tarifeler talep zamanlarına göre farklılıklar göstermektedir. Yüksek talep zamanlarında fiyatlar düşük talep zamanlarına oranla yükselmektedir. Enerji arbitrajı, düşük talep dönemlerinde daha ucuz fiyatlardan elektrik satın alıp depolamak ve fiyatların yüksek olduğu yüksek talep dönemlerinde elektrik satmak için kârlı bir yaklaşımdır. Ekonomik kârın yanı sıra, arbitraj, gerçek zamanlı fiyatlandırmadan yararlanarak talepteki zirveleri azaltmak için tüketicileri etkileyerek sistem verimliliğini de artırabilir (Vazquez ve ark., 2010; Palizban ve ark., 2016). Günlük arbitraj faaliyetleri ve potansiyel kâr, piklerin sayısına, şekline ve enerji depolama sistemlerinin verimliliğine (road trip efficiency) bağlıdır (Byrne ve ark., 2017). Enerji arbitrajı, pompaj hidro

depolama ve sıkıştırılmış hava depolama gibi oldukça büyük kapasiteli uzun şarj/deşarj döngülerini işleyebilen enerji depolama sistemi gerektirir. Pompaj hidro depolama, yüzlerce MW'lık inanılmaz büyük kapasitesi ve 100 ila 1000 dakika arasındaki uzun sürelerde çalışabilme kapasitesi nedeniyle enerji arbitrajında büyük bir paya sahiptir (Vazquez ve ark., 2010).

3.3.1.2. Pik tıraşlama

Pik tıraşlama, enerji arbitrajına benzer bir kavramdır. Bunun dışında sistem, ekonomik kar elde etmek yerine yük eğrisindeki tepe noktaları azaltmak için çalışır (Palizban ve ark., 2016). Pik tıraşlama, 1 ila 10 saat arasında bir hızlandırılmış aralıkta çalışır. Ayrıca arbitrajta depolama sistemi kaynağın yanına yerleştirilirken burada depolama sistemi genellikle uygulama yapılan tüketicinin yanına kurulmaktadır (Gonzales ve ark., 2016).

3.3.1.3. Yatırım erteleme

İletim ve dağıtım ağlarının yükseltilmesi, inanılmaz miktarda yatırım ve çalışma gerektirir. Genellikle iletim hatları, iletim hatlarındaki elektrik akımı akışını sınırlayan yüksek talep zamanlarında iletim tıkanıklığı meydana geldiğinde yükseltmeler gerektirmektedir. Ayrıca, iletim ve dağıtım ağındaki ekipman, güç derecelendirmelerini aşması nedeniyle aşınmaya başladığında pahalı yükseltmelere ihtiyaç duyulur. Bu ekipmanlardan bazıları güç trafoları, iletim hatları ve dağıtım hatlarıdır. Enerji depolama sistemleri, aşırı talebi karşılamak için nispeten küçük enerji depolama enerjisi kullanarak iletim ve dağıtım ağının ekipmanının güç derecelendirmesini aşmasını önlemek ve pahalı yükseltmeleri birkaç yıl daha geciktirmek için kullanılabilir. İletim ve dağıtım ağının şebeke ertelemeğinde kullanılan enerji depolama boyutu, beklenen yük artışı ve yükseltme yatırımlarını geciktirmek için gereken süre ile ilgilidir (Aneke ve ark., 2016).

3.3.2. Güç uygulamaları

Güç uygulamaları, kısa bir süre içinde (saniye ölçeğinden dakikaya ölçeğine) enerji depolama sistemleri ile elektrik şebekesi arasında aktif ve reaktif güç alışverişi yapan uygulamaları içerir. Bu uygulamalardan bazıları, gelecek bölümlerde aktarılacak olan frekans regülasyonu, voltaj desteği, yeniden başlatma, döner yedekler, yenilenebilir enerji kaynağı kapasitesi sıkılaştırma, güç kalitesi ve güvenilirliktir (Byrne ve ark., 2017).

3.3.2.1. Frekans düzenleme

Frekans regülasyonu, güç sistemini stabilize etmek ve nominal şebeke frekansını 50/60 Hz'de tutmak için enerji depolama sistemi tarafından sağlanan kısa süreli (saniye mertebelerinden) bir yardımcı hizmettir. Arz ve talep arasındaki dengesizlik nedeniyle sistem frekansı nominal değerinden sapmaktadır. Talep, sistem tarafından sağlanan gücü aştığında, şebeke frekansı nominal değerinin altına düşer ve bu durum elektrik kesintilerine neden olabilir. Tam tersi durumda, yani sağlanan güç, talebi aşarsa, şebeke frekansı nominal değerinin üzerine çıkar ve bu da elektrikli ekipmanların zarar görmesine neden olabilir (Palizban ve ark., 2016; Kim ve ark., 2018). Enerji depolama sistemi burada, üretim ve talep arasında denge sağlamak için frekans regülasyonu için uygulanabilir. Frekans regülasyonu birincil, ikincil ve üçüncül rezervler olmak üzere üçe ayrılır (Gonzales ve ark., 2016; Palizban ve ark., 2016). Birincil düzenlemenin işlevi, küçük hızlandırılmış zaman (5-30 saniye) içindeki geçişler sırasında şebekenin kararlılığını ve frekansını korumaktır. Bu nedenle, hızlı yanıt sağlamak için genellikle doğrudan bir güç dönüştürme sistemi (PCS) ile birleştirilir (Li ve ark., 2021). İkincil düzenleme için, 5-15 dakikalık bir yanıt süresiyle birincil (primer) rezerv için hazır (standby) rezerv görevi görür. Üçüncül yedek, herhangi bir kesinti durumunda üretimi ve yükü dengede tutarak sistemi senkronize halde tutmak için bir bekleme yedeği görevi görür. Tersiyer rezerv 15-60 dakikalık tepki süresi ile manuel olarak kontrol edilirken, diğer rezervler otomatik üretim kontrol sinyalleri ile kontrol edilir (Byrne ve ark., 2017; Palizban ve ark., 2016).

3.3.2.2. Gerilim desteği

Gerilim desteği, voltaj stabilitesini korumak için güç sisteminin voltaj seviyelerini istenen limitlerde tutmak için önemlidir. Bu da, elektrik şebekesindeki reaktif gücün uygun şekilde kontrol edilmesiyle gerçekleştirilebilir. Normalde, reaktif gücü uzun mesafelere aktarmak zordur. Bu nedenle, enerji depolama sistemi, voltaj desteği uygulayarak sistem kararlılığını ve istenen voltaj seviyelerini korumak için yerel olarak büyük yüklerin yakınına yerleştirilir (Palizban and Kauhaniemi 2016; European Commission 2017). Enerji depolama sistemi, karşılık gelen voltaj seviyesine bağlı olarak şebekeden enjekte edilen ve çekilen reaktif güç miktarını yöneterek elektrik şebekesine voltaj desteği sağlar. Bu, enerji depolama sisteminin reaktif gücü verimli bir şekilde değiş tokuş etmek için uygun boyut ve değere sahip güç elektroniği cihazları üzerinde uygun kontrolü dâhil etmesini gerektirir. Ayrıca, güç elektroniği bileşenleri, birim olmayan güç faktöründe çalışabilmeli ve voltaj dalgalanmalarını azaltabilmelidir (Byrne ve ark., 2017; Gonzales ve ark., 2016).

3.3.2.3. Şebeke toparlama

Güç sistemlerinde beklenmeyen büyük kesintiler olması durumunda üretimi tamamen kapatmak veya azaltmak gerekebilir. Bu durumda, sistem kararlılığını eski haline getirmek için güç sistemi sonunda black start işlemiyle yeniden başlatılmalıdır. Bu nedenle, elektrik santrallerini yeniden başlatmak için otomatik çalıştırma işlemi için gerekli gücü sağlamak için enerji depolama sistemi kullanılabilir. Bu tür bir uygulama için enerji depolama sistemi teknolojisinin hızlı yanıt vermesi gerekir. Bu nedenle, batarya enerji depolama ve süper kapasitör gibi enerji depolama sistemleri, black start uygulaması için uygun kabul edilir (Aneke ve ark., 2016; Palizban ve ark., 2016).

3.3.2.4. Yedek rezerv

Döndürme rezervi, normal çalışma sırasında kaynağın ürettiği enerjinin kullanılmayan kapasitesidir. Ayrıca dönen rezerv, üretim veya iletim sistemlerindeki beklenmedik kesintilere kısa sürede (10 dakika içinde) yanıt vermek için, elektrik kesintisi tehlikeye girene ve sistem kararlılığını yeniden kazanana kadar belirli bir süre güç enjekte ederek çevrimiçi bir rezerv olarak kullanılabilir (Palizban ve ark., 2016; Arangarajan ve ark., 2015). Bu nedenle, bu uygulama, büyük kapasiteli ve uzun süreler boyunca (en az 15-60 dakika) deşarj etme kabiliyetine sahip enerji depolama sistemi gerektirir (Palizban ve ark., 2016).

3.3.2.5. Güç kalitesi ve güvenilirlik

Aşağı yöndeki yükler, nominal frekans/gerilimdeki değişimler ve güç sistemindeki kısa vadeli olayların neden olduğu istenmeyen harmonikler gibi kalite sorunlarına maruz kalabilmektedir. Enerji depolama sistemleri, güç kalitesindeki bu değişimleri kapatmak için kullanılabilir. Güç güvenilirliği amaçlarını desteklemek için ise enerji depolama sistemleri, hassas yüklerin yakınına kurulabilir. Kesintiler sırasında, hem yükün hem de ESS'nin elektrik şebekesinden bağlantısı kesilir ve güç geri gelene ve ada sistemi ana şebeke ile yeniden senkronize edilene kadar ada modunda çalışması gerekir (Palizban ve ark., 2016). Güç güvenilirliği, prensip olarak güç kalitesine benzer, ancak güç kalitesinden sonra ortaya çıktığı için gücü geri yüklemek daha uzun zaman alır. Bu nedenle, bu tür bir uygulama için kullanılan enerji depolama sistemi tipi, en iyi kalitede yüksek güvenilirlik gücünü desteklemelidir (Palizban ve ark., 2016).

4. ENERJİ DEPOLAMANIN ELEKTRİK PİYASALARINDA KULLANIMLARI

4.1. Elektrik Piyasalarında Enerji Depolama

9 Mayıs 2021 tarihli, 31479 sayılı Resmi Gazete’de yayımlanmış olan ‘‘Elektrik Piyasasında Depolama Faaliyetleri Yönetmeliği’’ ile 14 Mart 2013 tarih ve 6446 sayılı Elektrik Piyasası Kanunu kapsamında; depolama tesislerinin kurulmaları ve şebekeye (iletim sistemleri ve/veya dağıtım sistemleri) entegrasyonlarıyla piyasa faaliyetlerinde kullanılmalarına ilişkin usul ve esasların belirlenmesi amaçlanmıştır (Web6).

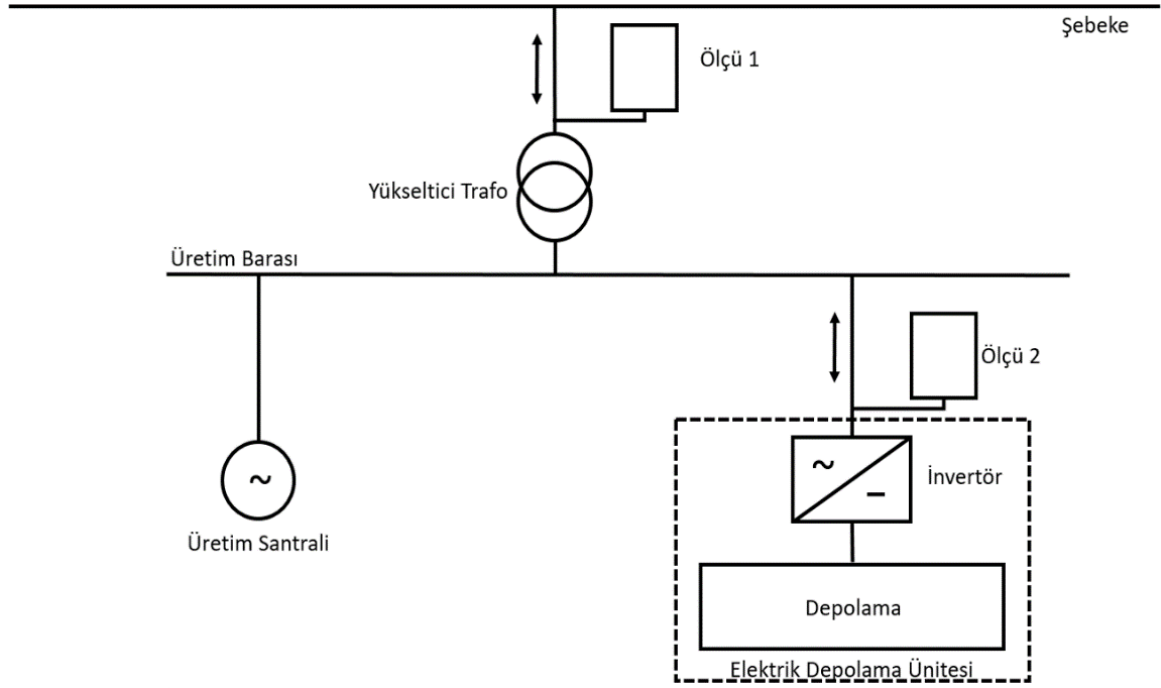
Bu kapsamda elektrik depolama tesisiyle yürütülebilecek faaliyetler; üretim tesislerine bütünleşik depolama tesisleri, tüketim tesislerine bütünleşik depolama tesisleri, müstakil depolama tesisleri ve şebeke işletmecileri tarafından kurulan elektrik depolama tesisleri vasıtasıyla olmak üzere 4 yolla gerçekleştirilebilmektedir.

4.1.1. Üretime bütünleşik depolama tesisleri

Bu kapsamda yer alan üretim lisansına sahip olan tüzel kişiler, lisanslı halde bulunan bir üretim santraline elektrik depolama ünitesi kurabilmektedir. Üretim tesisine bütünleşik elektrik depolama ünitesi olarak da tanımlanan bu kavram; santral sahası sınırları içerisinde, üretim tesisinde üretilen veya sistemden çekilen elektrik enerjisini depolayabilen ve depolanan enerjiyi tekrar kullanılmak üzere sisteme verebilen elektrik depolama ünitesini ifade etmektedir. Bu üniteler kurulduklarında, depolamalı elektrik üretim tesislerinde üretilmiş olan elektrik enerjisinin iletim veya dağıtım sistemine verilmesi işlemlerinin, elektrik depolama ünitesi üzerinden gerçekleştirilmesi zorunludur. Üretim tesisine bütünleşik haldeki elektrik depolama ünitesi ile depolamalı elektrik üretim santrali bünyesinde yer alan elektrik depolama ünitesinin olması gereken bağlantı konfigürasyonları, yönetmelikte belirtilen ve Şekil 4.1’de gösterilen bağlantı şekline göre gerçekleştirilmektedir (Web6).

Şebeke işletmecisi, yönetmelikte belirtilen işletmede olma, ölçüm ve bağlantı konfigürasyonlarına ilişkin uygulamaları sağlayarak gerekli tedbirleri almak zorundadır. Bu minvalde, gerekli yönetmelik şartlarını sağlayanlar yan hizmetler piyasasına, dengeleme birimi niteliğine sahip olanlar ise dengeleme güç piyasasına katılabilmektedir. Depolamalı elektrik üretim santrali bünyesindeki kurulmuş olan elektrik depolama ünitesi ile üretim santraline bütünleşik haldeki elektrik depolama ünitesi, ayrı bir uzlaştırmaya esas veriş çekiş birimi olarak kaydedilmekte ve depolamalı elektrik üretim tesisleri ile bütünleşik

elektrik depolama ünitesinin bulunduğu üretim tesislerinin uzlaştırma dönemi bazında sisteme verecekleri enerji miktarları, üretim tesisinin lisansına dercedilen elektriksel kurulu gücü ile yapabileceği üretim miktarını geçmemektedir.



Şekil 4.1. Üretim santrali ve depolama ünitesi bağlantı konfigürasyonu (Web6)

Ayrıca, bu kapsamda kurulmuş olan depolama ünitesi vasıtasıyla şebekeden çekilen ve sonra tekrar şebekeye verilen enerji, üretim tesisi tarafından üretilen enerji için verilen alım garantisi ya da teşvik kapsamına girmemektedir. Aynı şekilde bu depolama ünitelerindeki kayıp enerji, bahse konu üretim santrali tarafından üretilen enerji için verilen herhangi bir alım garantisi ya da teşvik veya kapsamına girmemektedir ve bu minvalde ortaya çıkan kayıp enerji için herhangi bir bedel ödenmemektedir.

4.1.2. Tüketime bütünleşik depolama tesisleri

Tüketim tesisine bütünleşik elektrik depolama tesisleri, bir tüketim tesisine aynı ölçüm noktasına bağlı elektrik depolama tesisini ifade etmektedir. İlgili mevzuata göre; aynı ölçüm noktasında bulunması, kurulu gücünün ilgili tüketim tesisinin bağlantı anlaşmasındaki sözleşme gücünü aşmaması ve son olarak ilgili şebeke işletmecisince de uygun bağlantı görüşü verilmesi şartlarıyla tüketiciler, elektrik depolama tesisi kurulabilmektedirler. Bu kapsamda kurulan depolama tesisleri, yalnızca bünyesine depolama tesisi kurulmuş olan tüketim tesisinin ihtiyacını karşılama amaçlı olarak

kurulabilmektedir. Bu tesislerden şebekeye enerji verilmesi durumlarında verilen enerji, ilgili tedarikçinin uzlaştırmaya esas veriş miktarlarında dikkate alınmamaktadır. Ayrıca Organize sanayi bölgesi sınırları dahilinde, OSB tüzel kişiliği tarafınca kurulmuş olan depolama tesisleri, tüketim tesisine bütünleşik elektrik depolama tesisi olarak değerlendirilmektedir.

4.1.3. Müstakil depolama tesisleri

Müstakil depolama tesisleri; tedarik lisansına sahip olmak ve en az 2 MW kurulu gücünde olmak koşullarıyla, yine aynı tedarik lisansı kapsamında bir veya daha fazla sayıda kurulabilmektedir. Bu tesislerin sisteme vermiş oldukları ve sistemden çekmiş oldukları enerji miktarları, ilgili piyasa katılımcısının uzlaştırmaya esas veriş-çekiş miktarlarında dikkate alınmaktadır. Bu kapsamda kurulmuş olan elektrik depolama tesislerinden Elektrik Piyasası Yan Hizmetler Yönetmeliği uyarınca gerekli şartları sağlayan tesisler, yan hizmetlere, dengeleme birimi niteliğine sahip olan tesisler ise dengeleme güç piyasasına katılabilmektedir.

4.1.4. Şebeke depolama tesisleri

İlgili mevzuata göre şebeke işletmecilerinden olan TEİAŞ, yatırım planlarında yer almak kaydıyla, ticari faaliyete konu edilmeksizin ve pilot uygulamalar kapsamında depolama tesisleri kurabilmektedir. Dağıtım şirketlerine gelindiğinde ise; gerçekleştirilecek olan fayda-maliyet analiz çalışmaları sonucunda; kurulması tasarlanan elektrik depolama tesisinin, yeni bir şebeke yatırımından daha ekonomik olduğunu kanıtlamak şartıyla, kurul onayı ile yatırım planları kapsamında depolama tesisleri kurabilmektedir. Dağıtım şirketleri tarafından kurulacak olan depolama tesisleri de yine TEİAŞ uygulamalarında olduğu gibi, ticari faaliyetlerde kullanılamamaktadır.

Bu depolama tesislerine ilişkin mevzuat hükümlerinin yanı sıra, 12 Mayıs 2019 tarihli ve 30772 sayılı Resmî Gazete’de yayımlanan Elektrik Piyasasında Lisanssız Elektrik Üretim Yönetmeliği kapsamında çağrı mektubu alan ve ihtiyaç fazlası enerji için aylık mahsuplaşma yapılan lisanssız elektrik üretim tesislerinde, Elektrik Piyasasında Lisanssız Elektrik Üretim Yönetmeliğinde yer alan şartların sağlanması koşuluyla, elektrik depolama tesisi kurulabilir ibaresi yer almaktadır. Ancak, pompaj depolamalı hidroelektrik santraller ile enerji kesintisi sırasında kullanılmak üzere tesis edilen kesintisiz güç kaynakları ilgili mevzuatın kapsamı dışındadır. Yürürlükteki mevcut mevzuatlardan da görüleceği üzere, ülkemizde enerji depolamanın eğilimi ve uygulanabilirliği alanında en

tercih edilebilir enerji depolama teknolojisi, batarya depolama yönündedir. Bu sebepten ötürü, bu tez çalışması kapsamında depolama optimizasyonu çalışmaları kapsamında, çalışılabilirlik ve uygulanabilirlik amaçlarıyla da yaklaşıldığında, en uygun enerji depolama teknolojisi olarak batarya depolama teknolojisi düşünülmüş ve bu doğrultuda çalışmalar gerçekleştirilmiştir.

4.2. Batarya Enerji Depolama Karakteristikleri

Batarya depolama teknolojilerine yönelik temel parametrelerden bahsedilecek olursa genel itibariyle batarya gerilimi, kapasitesi, şarj-deşarj oranı (c-oranı), verimlilik, şarj durumu,deşarj derinliği, sağlık durumu ve döngü ömrü sayılabilir. Bataryaları karakterize etmek için ihtiyaç duyulan bu kavramların açıklamaları yazı akışının devamında sunulmaktadır (Smets ve ark., 2014).

4.2.1. Batarya gerilimi

Her batarya, temel olarak belirli bir gerilim ve kapasite oranına sahiptir. Her bataryanın içerisinde gerilim seviyesini oluşturan hücreler bulunmaktadır. Bataryanın oranlandığı gerilim, anma gerilimi olarak da ifade edilebilen; bataryanın çalışması gereken nominal gerilimdir (Smets ve ark., 2014).

4.2.2. Batarya kapasitesi

Batarya kapasitesi ise bataryanın içerisindeki elektrot malzemesi miktarıyla doğru orantılı olan nominal gerilimde, bataryanın sağlayabileceği şarj miktarını ifade etmektedir. Genel itibariyle batarya şarjı coulomb (C) cinsinden ölçülürken batarya kapasitesi amper-saat (Ah) cinsinden ölçülmektedir. Elektrik akımı, elektrik yükünün akış hızı olarak tanımlandığından dolayı, Ah batarya şarjının bir başka birimi olarak ifade edilebilir. $1\text{ C} = 1\text{ As}$ olduğundan, $1\text{ Ah} = 3600\text{ C}$ 'dir. Ayrıca elektrik alanında enerji miktarı genellikle watt-saat (Wh) cinsinden ölçüldüğünden dolayı bataryalar için Ah daha uygun birimdir demek mümkündür. Bataryalarda kapasite, esas itibariyle amper-saat cinsinden enerjiyi ifade etmektedir. Batarya kapasitesi teorik olarak tanımlanacak olursa, bataryadan çıkarılan azami şarj miktarı şeklinde ifade edilebilir.

Bataryanın belirli bir sıcaklık ve yük durumlarındadeşarjı sağlandığında bataryada geriye kalan şarj miktarı ise kalan kapasite olarak ifade edilebilmektedir. Tam şarj kapasitesi ise bataryanın birdeşarj döngüsünün başlangıcındaki tam dolu haldeki bir

bataryanın kalan kapasitesi olarak ifade edilmektedir. Ebat olarak ifade edilen bir bataryanın watt-saat cinsinden enerji kapasitesi ise, volt olarak ölçülen batarya anma geriliminin Ah cinsinden ölçülen batarya kapasitesi ile çarpılmasıyla elde edilmektedir (Smets ve ark., 2014).

4.2.3. Batarya şarj-deşarj oranı

Bir bataryanın şarj vedeşarj oranları, C oranlarına tabidir. Genel olarak bir bataryanın kapasitesi 1C olarak değeriendirilmektedir ve 1 Ah olarak derecelendirilen ve tam olarak şarj edilmiş bir bataryanın bir saat boyunca 1A sağlaması gerekmektedir. Teorik olarak, 10 Ah kapasiteli yeni bir batarya oda sıcaklığında 10 saat boyunca 1 A'lık akım verebilir. Ancak pratikte çeşitli faktörlerden dolayı bu hesap nadir olarak tam bu şekilde gerçekleşmektedir. Bu sebepten ötürü, bataryanın kapasitesine göredeşarj olma hızının bir ölçüsü olan C-oranı kullanılmaktadır. Hesaplanması ise Eşitlik 4.1'de verilmektedir (Smets ve ark., 2014) :

$$C = \frac{I_{dis}}{C_{non}} \quad (4.1)$$

Burada I_{dis} deşarj akımı, C_{non} nominal batarya kapasitesini ifade etmektedir. Deşarj oranı ise bataryanın tamamendeşarj olması için geçen saat sayısıdır. Başka bir deyişle, bir önceki notasyonun tersidir ve Eşitlik 4.2'deki gibi hesaplanır (Smets ve ark., 2014) :

$$CI = \frac{C_{non}}{I_{dis}} \quad (4.2)$$

Örneğin, 10 Ah'lık bir batarya için 1 C oranı, 1 saat boyunca 10 A'lık birdeşarj akımına karşılık gelir. Aynı batarya için 2'lik bir C oranı, yarım saatte 20 A'lık birdeşarj akımına karşılık gelir. Benzer şekilde, 0,5'lik bir C oranı, 2 saat boyunca 5 A'lık birdeşarj akımı anlamına gelir. Genel olarak, n'lik bir C-oranının, batarya kapasitesinden bağımsız olarak bataryanın 1/n saatte tamamendeşarj olmasına karşılık geldiği söylenebilir (Web7).

0,5C'dedeşarj olan aynı bataryanın ise, 2 saat boyunca 500mA sağlamalıdır. Böylece 2C'de de, 30 dakika boyunca 2A sağlamalıdır. Burada 1C'lik bir C-oranı aynı zamanda bir saatlikdeşarj olarak da bilinmektedir. Aynı şekilde 0,5C veya C/2 değerleri iki saatlik birdeşarja, 0,2 C veya C/5 değerleri 5 saatlik birdeşarja karşılık gelmektedir (Web8).

4.2.4. Batarya verimliliği:

Verimlilik kavramı, enerjiyi sistemin girişinden çıkışına aktarma yeteneğini ifade etmektedir. Her batarya tipi farklı verimlilik derecesine sahiptir ve genellikle hem şarj hem

de deşarjın birleştirilmiş verimliliklerinden bahsedilmektedir (Web8). Batarya verimliliği, toplam depolama sistemi girişinin toplam depolama sistemi çıkışına oranıdır. Örneğin, şarj olurken bataryaya 10 kWh depolanırsa ve deşarj sırasında etkin bir şekilde yalnızca 8 kWh geri alınabilirse, depolama sisteminin gidiş-dönüş verimliliği %80 olur.

4.2.5. Batarya şarj durumu

Şarj durumu olarak ifade edilen ve SoC kısaltmasıyla gösterilen bu kavram, mevcut batarya kapasitesinin yüzdesi (deşarj için) olarak tanımlanmaktadır. Bir diğer tanımla SoC, bataryadaki geriye kalan enerjiyi ifade etmek için kullanılmaktadır ve genel itibarıyla yüzdelik olarak gösterilmektedir. Yeni bir bataryanın tam olarak doluluğa ulaşmaya kadar şarj edilmesi durumunda, bataryanın SoC'si, o bataryadaki nominal kapasitenin yüzde yüzlük karşılığı şeklinde kabul edilmekte, diğer taraftan tümüyle deşarj edildiğinde ise yüzde sıfır olarak kabul edilmektedir. Örneğin; 10 Ah kapasiteye sahip olan bir bataryanın 2 Ah'lık kısmı deşarj olmuş ise bu bataryanın SoC'sinin %80 olduğu söylenebilir. Ayrıca bir bataryanın SoC'si, bataryalardaki dengeleme sistemleri için ve elektrikli araçların şarj kontrol yöntemleri için göz önünde bulundurulması gereken kriterlerdendir. SoC ifadesinin matematiksel gösterimi aşağıdaki Eşitlik 4.3'teki gibidir (Smets ve ark., 2014) :

$$SoC = \frac{E_{Bat}}{C_{Bat} \cdot V} \quad (4.3)$$

4.2.6. Batarya deşarj derinliği

Deşarj durumu olarak ifade edilen ve DoD kısaltmasıyla gösterilen bu kavram, deşarj olarak kullanılan batarya kapasitesinin yüzdesi olarak tanımlanmaktadır (Smets ve ark., 2014). Bir bataryanın derin deşarjı ne kadar fazla olursa, o bataryanın beklenen kullanım ömrü o kadar az olmaktadır. Örneğin, bir bataryanın enerji kapasitesinin %10'luk kısmı deşarj olursa, kapasitenin %90'lık kısmı kullanılmamakta ve dolayısıyla bu durum %10 DoD' ye tekabül etmektedir (IRENA, 2015). Bu durumda batarya, derin deşarjda çevrilen bataryadan daha fazla şarj döngüsünü tamamlayabilecektir. DoD ifadesinin matematiksel gösterimi ise aşağıdaki Eşitlik 4.4'teki gibidir (Smets ve ark., 2014):

$$DoD = \frac{C_{Bat} \cdot V - E_{Bat}}{C_{Bat} \cdot V} \quad (4.4)$$

4.2.7. Batarya sağlık durumu

Batarya sağlığını, batarya tarafından yük tarafına enerji verme yeteneği olarak ifade etmek mümkündür. Diğer bir ifadeyle bataryanın değiştirilip değiştirilmemesi gerektiğini

ya da batarya değiştirilmezse o şekilde ne kadar süre daha kullanılabileceğini göstermektedir SoH'nin matematiksel gösterimi aşağıdaki Eşitlik 4.5 ve Eşitlik 4.6'daki gibidir (Xing ve ark., 2012):

$$SoH(t) = \frac{t \text{ anındaki nominal kapasite}}{\text{başlangıç kapasitesi}} (\%) \quad (4.5)$$

$$SoH = \frac{C}{C_{in}} \quad (4.6)$$

Burada C, bataryanın deşarj olma esnasında sağlayabileceği şarj miktarı olup bataryanın ilk kullanımda verdiği şarj miktarı ise C-in ile ifade edilmektedir (Barcellona ve ark., 2020).

4.2.8. Döngü ömrü

Döngü ömrü, pilin önceden belirlenmiş bir enerji kapasitesine veya diğer performans kriterlerine ulaşmadan önce yaşayabileceği şarj/deşarj döngülerinin sayısını belirler. Orijinal olarak belirli şarj ve deşarj koşullarına göre üretici tarafından hesaplandığından, pilin şarj/deşarj olduğu mevcut hızın yanı sıra çevresel koşullar (örn. sıcaklık ve nem) ve DoD bu sayıyı etkileyebilir (IRENA, 2015).

4.3. Problem Modellemesi ve Çözümü

Elektrik dağıtım sistemlerinde en kritik konulardan biri olan işletme maliyetinin minimize edilmesinin hedeflendiği problem, karma tam sayılı doğrusal program olarak modellenmiştir. Burada ana fikir, elektrik dağıtım sisteminde yenilenebilir üretimler ve kesintili yükler dahil olmak üzere birden fazla kontrol edilebilir kaynaklar göz önünde bulundurulurken sisteme batarya enerji depolama sistemi entegre edilmesiyle elektrik piyasasında işletim sağlamaktır. Problemin çözümüne yönelik önerilen çerçevede amaç fonksiyonu, elektrik dağıtım sisteminin toplam işletme maliyetini en aza indirmek suretiyle ekonomik optimizasyon sağlamaktır. Bu amaçla literatürde yer alan çalışmalar değerlendirilmiş, tezin matematiksel modelinin oluşturulmasında Teimourzadeh ve arkadaşları tarafından yapılan çalışma referans alınmıştır (Teimourzadeh ve ark., 2020).

Referans alınan çalışmada, ilk olarak bir tüketicinin yük profili elde edilmiş, elde edilen yük profiline göre tüketicinin elektrik tüketim maliyetinin optimizasyonu hedeflenmiştir. Bu amaçla, esnek cihazlar için optimum çalışma çizelgesi ve optimum çizelgenin kullanılmasından elde edilen maliyet faydaları hesaplanmıştır. Optimum çalışma programını hesaplamak için; esnek cihazların ayarları, depolama cihazının ve

elektrikli araçların şarj/deşarj durumunun karar değişkenleri olduğu, karma tamsayılı bir doğrusal optimizasyon modeli geliştirilmiştir.

Teimourzadeh ve arkadaşları tarafından yapılan çalışmadan farklı olarak bu tez çalışmasında ise tüketici tarafı katılımıyla değil, aktif dağıtım şebekesinde mevcut halde bulunan güneş enerjisi santrallerinden üretilen enerjinin, sisteme entegre edilecek batarya enerji depolama sisteminin optimum kullanımıyla işletme maliyetinin minimize edilmesi hedeflenmiştir. Bu çerçevede, şebeke yük talebinin karşılanacağı elektrik piyasalarında gerçekleştirilecek enerji alışverişlerinde, gün öncesi ve gün içi elektrik piyasalarını temsil eden maliyetlere ilişkin formülasyonlar ve bu formülasyonlara bağlı kısıtlar geliştirilmiştir. Geliştirilen matematiksel eşitlikler bu bölümde detaylı olarak verilmiştir.

Bu bölümdeki matematiksel eşitliklerdeki bazı kısaltmalar; t zamanı, ω gün içindeki senaryo indeksini, π senaryonun olasılığını, λ MWh başına fiyatı, P aktif gücü ve R talep tarafı rezervini tanımlamaktadır. Buna ek olarak, AL ve SAT sırasıyla piyasadan satın alım ve piyasada satış anlamına gelirken, GÖP ve GİP gün öncesi ve gün içi piyasasını, TY talep cevabını, Y ve A yukarı ve aşağı değişimleri, $+$ ve $-$ pozitif ve negatif sapmaları ifade etmektedir. Son olarak, DE dağıtılan enerji olup YAT yük atma anlamına gelmektedir.

Amaç fonksiyonu eşitliği;

$$\text{Min } OF = \sum_{t=1}^{24} (C_{GÖP,t} + \sum_{w=1}^5 EC_{GİP,t\omega}) \quad (4.7)$$

Eşitlik 4.7’de yer alan 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.

Gün öncesi hesaplanan maliyet eşitliği;

$$C_{GÖP,t} = (\lambda_t^{GÖP,AL} * P_t^{GÖP,AL}) - (\lambda_t^{GÖP,SAT} * P_t^{GÖP,SAT}) + (\lambda_t^{TY,Y} * R_t^{TY,Y}) + (\lambda_t^{TY,A} * R_t^{TY,A}) \quad (4.8)$$

Eşitlik 4.8’de yer alan $C_{GÖP,t}$ 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 dâhil olmak üzere ilk aşama maliyetlerini temsil etmektedir.

Gün içi beklenen maliyet eşitliği;

$$EC_{GIP,t\omega} = \sum_{\omega=1}^5 \pi_{\omega} [(\lambda_{t\omega}^{GIP,AL,Y} * \Delta P_{t\omega}^{GIP,AL,Y}) - (\lambda_{t\omega}^{GIP,AL,A} * \Delta P_{t\omega}^{GIP,AL,A}) + (\lambda_{t\omega}^{GIP,SAT,A} * \Delta P_{t\omega}^{GIP,SAT,A}) - (\lambda_{t\omega}^{GIP,SAT,Y} * \Delta P_{t\omega}^{GIP,SAT,Y}) + \lambda_{t\omega}^{DE} * (R_{t\omega}^{DE,Y} - R_{t\omega}^{DE,A}) + (\lambda_{t\omega}^{YAT} * P_{t\omega}^{YAT})] \quad (4.9)$$

Eşitlik 4.9'da ifade edilen $EC_{GIP,t\omega}$ ise, ana şebeke ile güç alışverişini ayarlamamanın beklenen maliyeti olup talep tarafı rezerv tahsis maliyeti ve yük kesinti maliyetleri dâhil olmak üzere ikinci aşama maliyetlerini temsil 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.

4.3.1. Gün öncesi eşitlikleri ve kısıtları

Aşağıdaki denklemler ve kısıtlar, iki aşamalı problemin birinci aşamasını oluşturan ve gün öncesinde alınan kararlara ilişkin değerleri ifade etmektedir.

Güç dengesi eşitlikleri;

$$P_t^{GÖP,DS} + P_t^{GÖP,AL} - P_t^{GÖP,SAT} = 0 \quad (4.9)$$

$$P_t^{GÖP,DS} = P_t^{GÖP,PV} - P_t^{GÖP,YÜK} + P_t^{DA,BAT,-} - P_t^{DA,BAT,+} \quad (4.10)$$

Eşitlik 4.9, gün öncesinde her zaman diliminde sağlanması gereken güç dengesini ifade etmektedir. Eşitlik 4.10'da, $P_t^{DA,DS}$ yukarı ve aşağı doğru enerji akışını belirtmektedir. Bu enerji akışında, üretilen güneş enerjisi çıkış gücü ve depolama deşarj gücünün toplamı ile şebeke yükü ve depolama şarj gücünün toplamı eşit olmalıdır.

Üretim ve tüketim kısıtları;

$$P_t^{GÖP,PV,min} \leq P_t^{GÖP,PV} \leq P_t^{GÖP,PV,max} \quad (4.11)$$

$$P_t^{GÖP,YÜK,min} \leq P_t^{GÖP,YÜK} \leq P_t^{GÖP,YÜK,max} \quad (4.12)$$

Güneş enerjisi çıkış gücünün alt ve üst sınırları Eşitlik 4.11 ile ifade edilirken, şebeke yükünün talep tahmininin alt ve üst limitleri Eşitlik 4.12 ile ifade edilmektedir (Teimourzadeh ve ark., 2020). Üretimler ve tüketimler, bu kısıtlamalarla önceden tanımlanmış aralıklar içinde olmalıdır.

Depolama ifadesi ve kısıtları;

$$SOC_t^{GÖP,BAT} = SOC_{t-1}^{GÖP,BAT} + \left(\frac{\eta^{GÖP,BAT} * \Delta T}{E^{GÖP,BAT,max}} \right) * (P_{t-1}^{GÖP,BAT,+} - \left(\frac{P_{t-1}^{GÖP,BAT,-} * \Delta T}{\eta^{GÖP,BAT} * E^{GÖP,BAT,max}} \right)) \quad (4.13)$$

$$SOC_t^{GÖP,BAT,min} \leq SOC_t^{GÖP,BAT} \leq SOC_t^{GÖP,BAT,max} \quad (4.14)$$

$$0 \leq P_t^{GÖP,BAT,+} \leq \sigma * P_t^{GÖP,BAT,+,max} \quad (4.15)$$

$$0 \leq P_t^{GÖP,BAT,-} \leq \eta^{GÖP,BAT} * (1 - \sigma) * P_t^{GÖP,BAT,-,max} \quad (4.16)$$

Batarya depolama cihazının her zaman dilimindeki şarj durumu (SOC), Eşitlik 4.13'e göre hesaplanmaktadır. Eşitlik 4.14 batarya SOC'sinin alt ve üst sınırlarını verirken, Eşitlik 4.15 ve Eşitlik 4.16 batarya depolama cihazının şarj ve deşarj gücünün alt ve üst sınırlarını vermektedir (Teimourzadeh ve ark., 2020). 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.

Satın alınan ve satılan güç kısıtları;

$$0 \leq P_t^{GÖP,AL} \leq \alpha * P_t^{GÖP,AL,max} \quad (4.17)$$

$$0 \leq P_t^{GÖP,SAT} \leq (1 - \alpha) * P_t^{GÖP,SAT,max} \quad (4.18)$$

Eşitlik 4.17 ve Eşitlik 4.18, ana şebekeden alınan veya ana şebekeye satılan elektriğin gücünün 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 (Teimourzadeh ve ark., 2020).

Talep rezervi kısıtları;

$$0 \leq R_t^{TY,Y} \leq R_{t\omega}^{TY,Y,max} \quad (4.19)$$

$$0 \leq R_t^{TY,A} \leq R_{t\omega}^{TY,A,max} \quad (4.20)$$

Son olarak Eşitlik 4.19 ve Eşitlik 4.20 yukarı ve aşağı yönlü kullanılabilir rezerv talebinin özellikle belirli bir üst sınırdan olduğunu göstermektedir.

4.3.2. Gün içi eşitlikleri ve kısıtları

Aşağıdaki denklemler ve kısıtlar, iki aşamalı problemin ikinci aşamasını oluşturan ve şebekenin gerçek zamanlı çalışmasına ilişkin değerleri ifade etmektedir.

Güç dengesi, üretim ve tüketim eşitlikleri ve kısıtları;

$$P_{t\omega}^{GIP,DS} + P_{t\omega}^{GIP,AL} - P_{t\omega}^{GIP,SAT} = 0 \quad (4.21)$$

$$P_{t\omega}^{GIP,DS} = P_{t\omega}^{GIP,PV} - P_{t\omega}^{GIP,YÜK} + P_{t\omega}^{GIP,BAT,-} - P_{t\omega}^{GIP,BAT,+} + P_{t\omega}^{YAT} = 0 \quad (4.22)$$

$$P_{t\omega}^{GIP,PV,min} \leq P_{t\omega}^{GIP,PV} \leq P_{t\omega}^{GIP,PV,max} \quad (4.23)$$

$$P_{t\omega}^{GIP,YÜK,min} \leq P_{t\omega}^{GIP,YÜK} \leq P_{t\omega}^{GIP,YÜK,max} \quad (4.24)$$

Eşitlik 4.21 ve Eşitlik 4.22 güç dengesini gerçek zamanlı olarak açıklamaktadır. Burada $P_{t\omega}^{GIP,DS}$, şebeke tarafından tüketilen veya üretilen aktif gücün yukarı ve aşağı doğru enerji akışını ve gerçek zamanlı değerini ifade etmektedir. Eşitlik 4.23 ve Eşitlik 4.24, Eşitlik 4.11 ve Eşitlik 4.12'ye benzer şekilde olup yenilenebilir üretimlerin ve yükün gerçek zamanlı çalışma kısıtlarını ifade etmektedir (Teimourzadeh ve ark., 2020).

Depolama ifadesi ve kısıtları;

$$SOC_{t\omega}^{GIP,BAT} = SOC_{(t-1)\omega}^{GIP,BAT} + \left(\frac{\eta^{GIP,BAT} * \Delta T}{E_{GIP,BAT,max}}\right) * (P_{(t-1)\omega}^{GIP,BAT,+} - \left(\frac{P_{(t-1)\omega}^{GIP,BAT,-} * \Delta T}{\eta_{GIP,BAT} * E_{GIP,BAT,max}}\right)) \quad (4.25)$$

$$SOC_{t\omega}^{GIP,BAT,min} \leq SOC_{t\omega}^{GIP,BAT} \leq SOC_{t\omega}^{GIP,BAT,max} \quad (4.26)$$

$$0 \leq P_{t\omega}^{GIP,BAT,+} \leq \zeta * P_{t\omega}^{GIP,BAT,+,max} \quad (4.27)$$

$$0 \leq P_{t\omega}^{GIP,BAT,-} \leq \eta^{GIP,BAT} * (1 - \zeta) * P_{t\omega}^{GIP,BAT,-,max} \quad (4.28)$$

Benzer şekilde Eşitlik 4.25 ve Eşitlik 4.26, Eşitlik 4.27 ve Eşitlik 4.28; sırasıyla Eşitlik 4.13, Eşitlik 4.14, Eşitlik 4.15 ve Eşitlik 4.16'ya benzer şekilde batarya depolamanın gerçek zamanlı çalışmasını ifade etmektedir (Teimourzadeh ve ark., 2020). İki farklı denklem seti arasındaki temel fark, buradaki değişkenlerin senaryolara bağlı olmasıdır.

Satın alınan ve satılan güç kısıtları;

Bu aşamada yer alan, gerçek zamanlı güç akışına ilişkin eşitlikler daha detaylı analiz edilecek olursa; Eşitlik 4.21'de yer alan son iki terimin ana şebekenin yukarı akış şebekesi ile güç ticaretini yansıttığı ve aşağıdaki şekilde hesaplandığı, Eşitlik 4.29 ve Eşitlik 4.30 ile ifade edilebilir:

$$P_{t\omega}^{GIP,AL} = \Delta P_{t\omega}^{GIP,AL} + P_t^{GÖP,AL} \quad (4.29)$$

$$P_{t\omega}^{GIP,SAT} = \Delta P_{t\omega}^{GIP,SAT} - P_t^{GÖP,SAT} \quad (4.30)$$

Eşitlik 4.31 ve Eşitlik 4.32'deki amaç, Eşitlik 4.17 ve Eşitlik 4.18'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.

$$0 \leq P_{t\omega}^{GIP,AL} \leq (1 - \psi) * P_{t\omega}^{GÖP,AL,max} \quad (4.31)$$

$$0 \leq P_{t\omega}^{GIP,SAT} \leq \psi * P_{t\omega}^{GÖP,SAT,max} \quad (4.32)$$

Eşitlik 4.33 ve Eşitlik 4.34, 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:

$$\Delta P_{t\omega}^{GIP,AL} = \Delta P_{t\omega}^{GIP,AL,+} - \Delta P_{t\omega}^{GIP,AL,-} \quad (4.33)$$

$$\Delta P_{t\omega}^{GIP,SAT} = \Delta P_{t\omega}^{GIP,SAT,+} - \Delta P_{t\omega}^{GIP,SAT,-} \quad (4.34)$$

Eşitlik 4.35 ve Eşitlik 4.36, Eşitlik 4.33'teki değişkenler için sapmaların sınırını belirlerken; Eşitlik 4.37 ve Eşitlik 4.38, Eşitlik 4.34'teki değişkenler için sapmaların

sınırını belirlemektedir. λ ve ρ ikili değişkenleri, sırasıyla piyasadan elektrik satın alma ve piyasaya satma senaryolarına ilişkin sapmaların yönünü tanımlamaktadır.

$$0 \leq \Delta P_{t\omega}^{GiP,AL,+} \leq (1 - \lambda) * P_{t\omega}^{GiP,AL} \quad (4.35)$$

$$0 \leq \Delta P_{t\omega}^{GiP,AL,-} \leq \lambda * P_{t\omega}^{GiP,AL} \quad (4.36)$$

$$0 \leq \Delta P_{t\omega}^{GiP,SAT,+} \leq (1 - \rho) * P_{t\omega}^{GiP,SAT} \quad (4.37)$$

$$0 \leq \Delta P_{t\omega}^{GiP,SAT,-} \leq \rho * P_{t\omega}^{GiP,SAT} \quad (4.38)$$

Talep rezervi kısıtları;

$$0 \leq R_{t\omega}^{DE,Y} \leq R_t^{TY,Y} \quad (4.39)$$

$$0 \leq R_{t\omega}^{DE,A} \leq R_t^{TY,A} \quad (4.40)$$

Eşitlik 4.39 ve Eşitlik 4.40, yine ilk aşamadaki Kısıt 4.19 ve Kısıt 4.20 ile aynı mantıkla, bu kez gerçek zamanda talep tarafı rezervlerinin konuşlandırılması için üst ve alt sınırları belirlemektedir.

4.3.3. Gün içi belirsizlikleri

Belirsizliklerin yoğun olarak yer aldığı problemlerin çözümü için oluşturulan modelde, giriş değişkenleri birden çok parametreye bağlı olabilmektedir. Örneğin bir güneş enerjisi üretim santralinden alınan güç çıkışı, coğrafi konum, hava sıcaklık derecesi, güneşin mevsimlik ve saatlik duruma göre konumu, havanın açık-kapalı olması, panellerin eğim açısı ve temizlik faktörüne bağlıdır. Bu gibi faktörler dolayısıyla gerçekçi modeller, girdi parametrelerinin sistematik varyasyonundan kaynaklanan riske tabidir. Burada ele alınacak etkili bir model, çeşitli girdi parametreleriyle ilişkili riskleri dikkate almalıdır. Bu noktada kullanılabilecek Monte Carlo Simülasyonu yöntemi, belirsizlik faktörlerinin hakim olduğu problemlerde bir olasılık dağılımı kullanmak suretiyle bu faktörlerin yerine olası sonuçları oluşturarak risk analizi yapılabilmesini sağlar. Bu yöntemin probleme uygulanması, rastgele (random) oluşturulan sayıların kullanılıp simüle edilmesiyle hesaplanması amaçlanan parametrelerin bu simülasyon çıktılarına bakılması suretiyle hesaplamaların yaklaşık olarak elde edilmesi fikrine dayanmaktadır (Hillier, 2019).

Monte Carlo Simülasyon yöntemi, belirsizlik faktörünün olduğu durumlarda ve simülasyon çalışmalarında bir veya daha fazla olasılık dağılımından rasgele sayıların seçilmesi tekniğidir. Yöntem sayesinde yüzbinlerce kez deney yapılmasına gerek kalmaksızın tahminleme yapmaya olanak sağlamaktadır. Yöntemin bir probleme uygulanması, problemin rastgele sayılar kullanılarak simüle edilmesi ve bu simülasyonların sonuçlarına bakılarak hesaplanacak parametrenin yaklaşık düzeyde hesaplanmış olması mantığına dayanmaktadır. Böylece, farklı farklı olasılık fonksiyonları, bir dizi rasgele sayı kullanarak model içinde farklı sonuçlar hesaplamaktadır (Hillier, 2019).

Fiziksel sistemlere uygulandığında, Monte Carlo teknikleri karmaşık modelleri bir dizi temel olay ve etkileşime indirgeyerek, bir bilgisayarda verimli bir şekilde uygulanabilen bir dizi kural aracılığıyla model davranışını kodlama olasılığını açabilir (Kroese ve ark., 2014). Bir olasılık mesafesi, aynı stokastik süreci temsil eden iki farklı senaryo kümesinin yakınlığını ölçmemize izin verir. İki aşamalı stokastik doğrusal programlama problemlerinde, bir olasılık mesafesi ile ölçülürse, büyük bir senaryo setini orijinal senaryoya yakın olan daha basit bir senaryoya düşürmek mümkündür.

Monte Carlo simülasyonunda kullanılan rassal sayıların, bilindik olasılık dağılım fonksiyonlarına göre üretilmesi önemlidir. En yaygın olasılık dağılım fonksiyonları normal ve weibul dağılımlarıdır (Johansen, 2009). Bu dağılımlara kısaca değinilecek olursa; normal dağılımın (gauss dağılımı olarak da bilinmektedir), deneysel yürütülen tüm bilim alanlarında yer bulan bir sürekli olasılık dağılımı olduğu ifade edilebilir. Normal dağılım, ortalama (μ) ve standart sapma (σ) ile tanımlanan çan eğrisi şeklindeki yoğunluk eğrisine sahiptir. Orijinali Probability Distribution Function olup kısaltması PDF olan yoğunluk eğrisi, yayılımı standart sapması ile belirlenen, merkez kısmı ortalamaya yakın olan,; ortalama değere yakın verilerin, ortalamadan çok daha uzaktaki verilere göre daha da sık şekilde bulunduğunu ifade eden, simetrik bir fonksiyondur. Bir diğer yaygın dağılım fonksiyonu olan Weibul dağılımı ise geniş bir rasgele değişken yelpazesini modelleyen ve yenilenebilir üretim tahminlerinde sıklıkla kullanılan bir dağılım çeşidi olarak karşımıza çıkmaktadır.

Bu çalışma kapsamında ele alınan; şebeke yükünün ve piyasa fiyatının ortalama değerleri, minimum-maksimum aralıkları ve standart sapma girdileri ile normal dağılımlı olasılık mesafesi oluşturulmuştur. Çalışmada ele alınan güneş enerjisi üretimi için ise minimum ve maksimum üretim aralıkları girilerek bu kez weibull dağılıma sahip olasılık

mesafesi oluşturulmuştur. Böylece, Monte Carlo simülasyonu motoruna ilk olarak edinilen 24 saatlik periyottaki şebeke yükünün ortalama değeri, minimum-maksimum aralıkları ve standart sapma değeri girilmiştir. Böylece belirsiz bir değişken olan yük değerinin normal dağılıma sahip olasılık mesafesi oluşturulmuştur. Benzer şekilde piyasa fiyatının da ortalama, aralıklı ve standart sapma değerlerinden normal dağılımlı olasılık mesafesi oluşturulmuştur. Üretim değişkeni için ise minimum ve maksimum üretim aralıkları girilerek (güneş enerjisi üretim grafikleri parabolik yapıda olduğundan landa-k aralığı 0.9 ve 2 aralığı girilmiştir) bu kez weibull dağılıma sahip olasılık mesafesi oluşturulmuştur. Daha sonra belirtilen aralıklarda 0.01 hassasiyetle olasılık dağılım fonksiyonları hesaplanmıştır. Hesaplanan olasılık dağılım fonksiyonları senaryo oluşturmada kullanılmıştır. Tüm olası gerçekleştirmeleri ele alabilmek için çok sayıda senaryo oluşturulmalıdır. Bu sebeple ilk olarak 2000 senaryo gibi çok sayıda senaryo oluşturulmuştur. Daha sonra, senaryo sayısı makul bir sayıya indirgenmek istendiğinden dolayı, olasılık dağılım algoritması ile 5 temsili senaryo elde edilmiştir. Monte Carlo simülasyon motoruna girilen veriler ile alınan sonuçlar, simülasyon çalışmaları başlığında ayrıntılarıyla birlikte aktarılmaktadır.

4.3.4. Problem çözümü

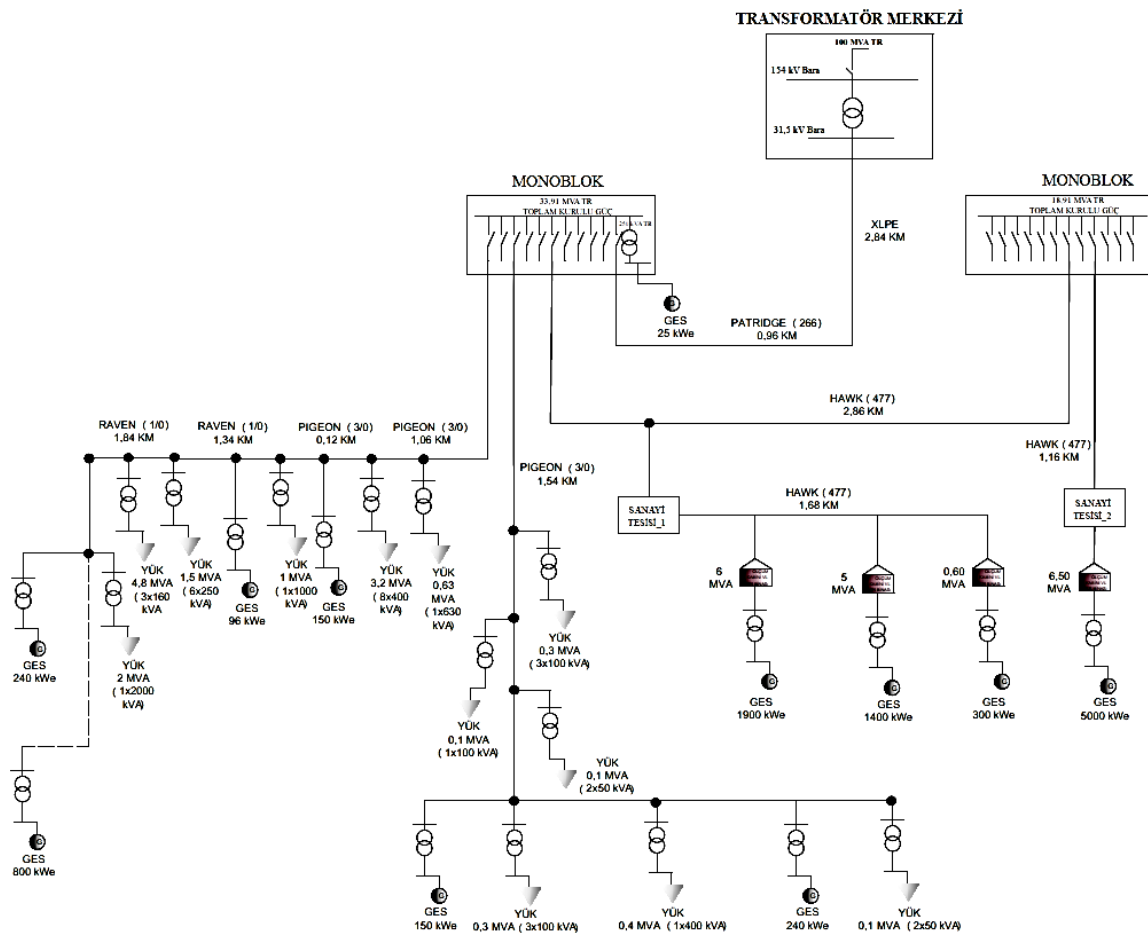
Ele alınan problem, Türkçe karşılığı genel cebirsel modelleme sistemi olarak geçen, orijinal ifadesi General Algebraic Modeling System olan ve bu kelimelerin baş harflerinden oluşan GAMS'te, karma tamsayılı doğrusal programlama modeli (MILP/Mixed Integer Linear Programming) olarak kodlanmış ve GAMS/CPLEX çözücüsü kullanılarak çözülmüştür. GAMS temelinde matematiksel programlamalar ve optimizasyonlar için tasarlanmış bir üst düzey modelleme sistemidir. Zira günümüzde cebirsel modelleme dilleri, matematiksel programlama problemlerini temsil etmenin ve çözmenin en iyi yolu olarak kabul edilebilmektedir. Bu modelleme dillerinin başlıca ayırt edici özellikleri, ilişkisel cebir kullanmaları ve çok boyutlu, çok büyük ve seyrek yapılar üzerinde kısmi türevler verebilmeleridir. Bu bağlamda GAMS modelleme dili, modelleyicilerin reel optimizasyon problemlerini hızlıca bilgisayar koduna çevirmesine olanak tanımakta, sonrasında GAMS derleyicisi de bu kodun çözücülerin anlayabileceği ve çözebileceği bir biçime dönüştürülmesini sağlamaktadır.

Genel itibariyle optimizasyon problemleri, içerdikleri denklemlere göre lineer veya lineer olmayan tiplerde olabilmektedirler. Lineer olan programlama modellerinde karar

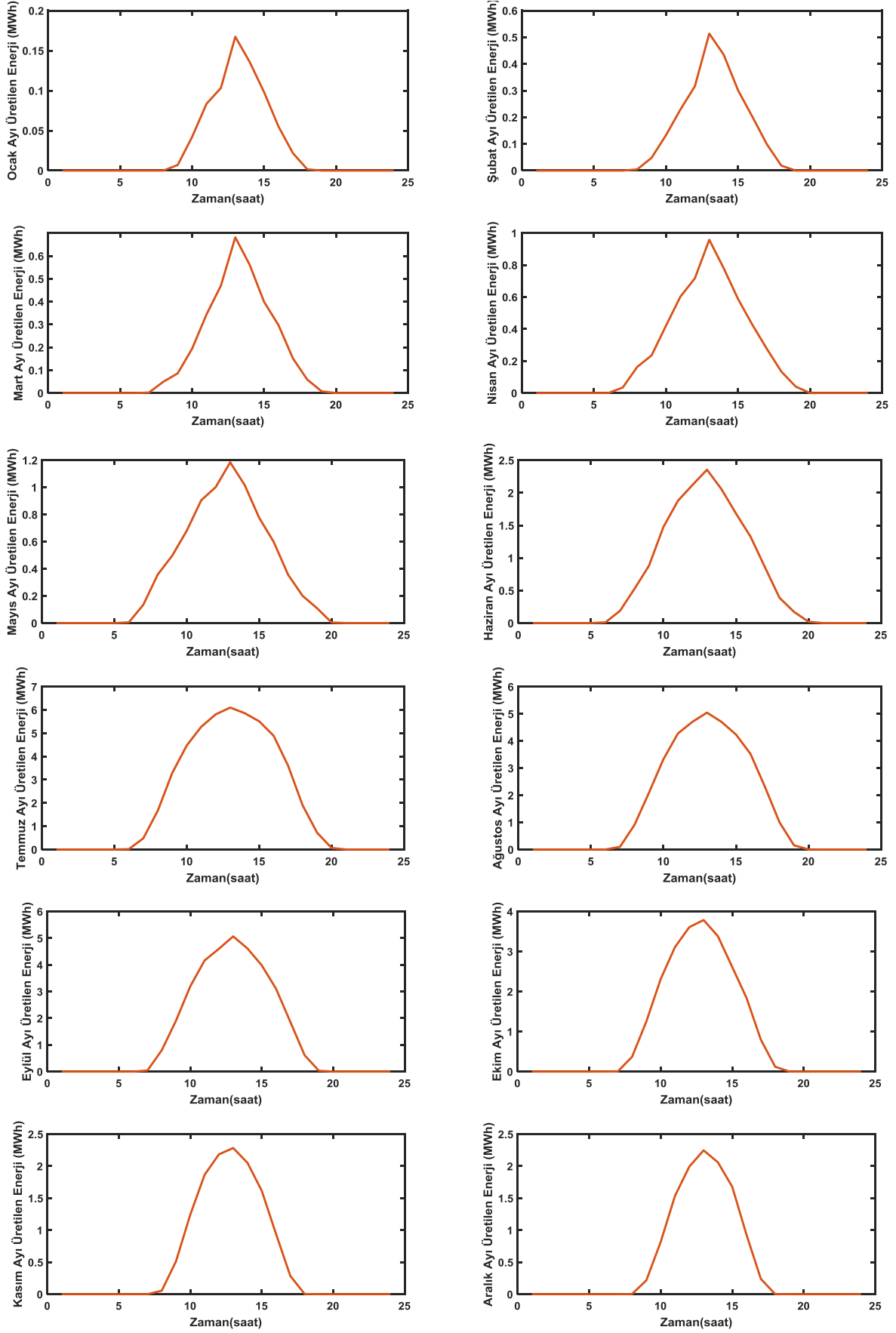
değişkenlerindeki azalışlar ya da artışlar, amaç fonksiyonu ve kısıtlarla beraber doğrusal ve sürekli bir ilişki içerisinde. Bu yapıdaki problemlerin çözümünde lineer programlama yöntemi ile çözüm yapılabilir ancak lineer olmamaları durumunda lineer programlama, problemi çözmemektedir. Problemlerde sürekli ve ayrık tiplerdeki değişkenleri aynı anda bulunduğu çözüm sağlanabilmesi için, karışık tam sayılı doğrusal programlama modeli uygun olabilmektedir. GAMS/CPLEX ise, kullanıcıların GAMS'in modelleme yeteneklerini CPLEX optimize edicilerin gücüyle birleştirmesine olanak tanıyan bir GAMS çözücüsüdür. CPLEX çözücüleri karmaşık ve zor problemleri hem minimum kullanıcı müdahalesiyle hem de hızlı bir şekilde çözebilmek için tasarlanmıştır. Özellikle doğrusal ve karışık tamsayılı programlama problemleri için çok sayıda çözme seçeneği bulunsun bile GAMS/CPLEX, çoğu seçeneği otomatik olarak hesaplar ve çözümü belirli problemler için en iyi değerlere ayarlar (Web9).

4.4. Benzetim Çalışmaları

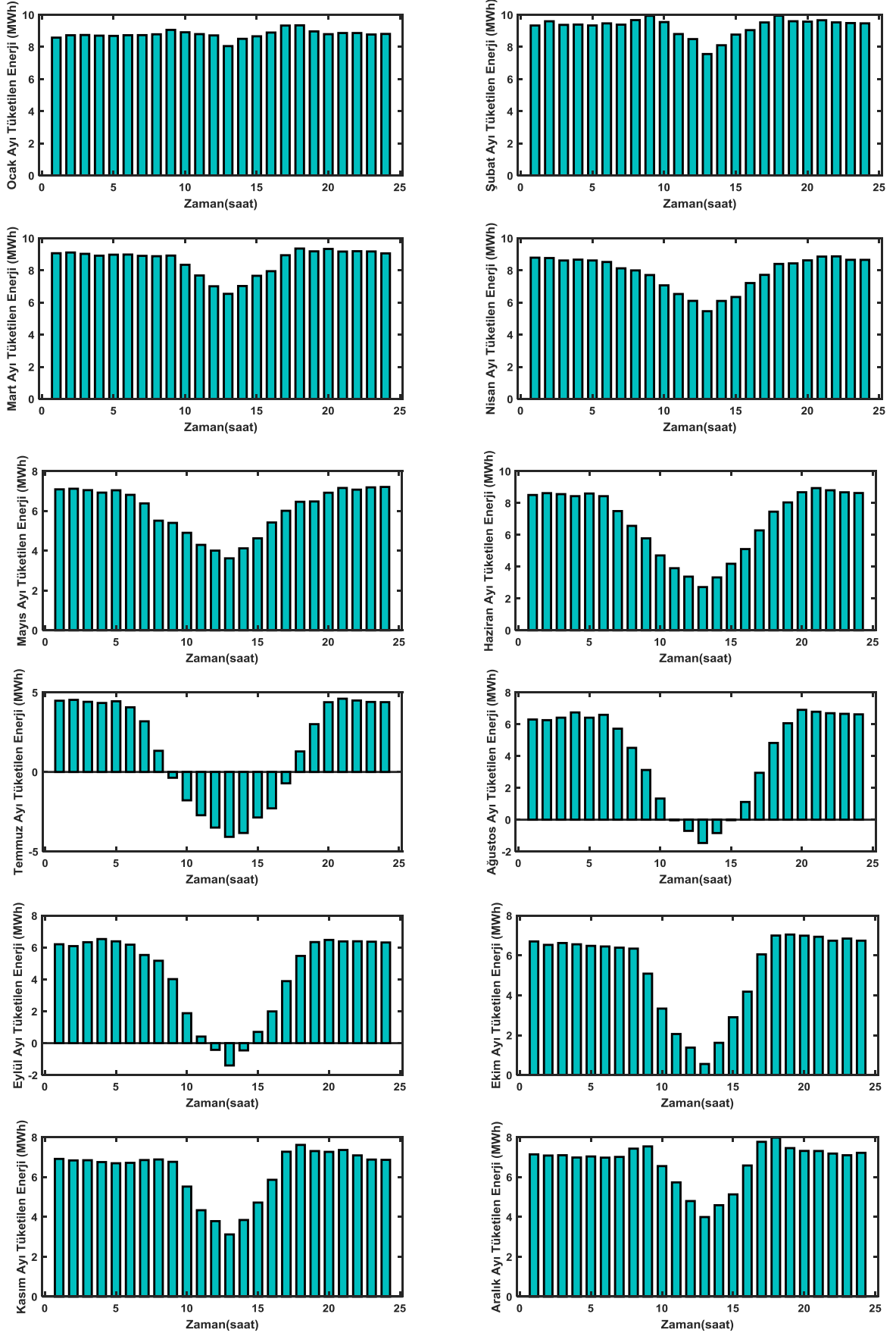
Bu bölümde, önerilen stokastik doğrusal programlama modeli, bir elektrik dağıtım şebekesine orta gerilim seviyesinden bağlı fiderler arasından seçilmiş olan pilot bir fider üzerinde uygulanmıştır. Seçili fider üzerinde orta gerilim seviyesinden entegre halde 2022 yılının ilk yarısında 5.06 MW kurulu güçte 9 adet güneş enerji santrali bulunmakta iken yılın ikinci yarısı itibarıyla da 5.24 MW kurulu güçte 2 adet güneş enerji santralinin entegre edilmesiyle toplam 10.30 MW kurulu gücünde 11 adet güneş enerji santrali bulunmaktadır. Fider üzerinde 44 adet dağıtım güç transformatorü bulunmakta olup toplam kurulu güç 32.53 MW'dır. Seçili fiderin tek hat şeması ise Şekil 4.2'de gösterilmektedir.



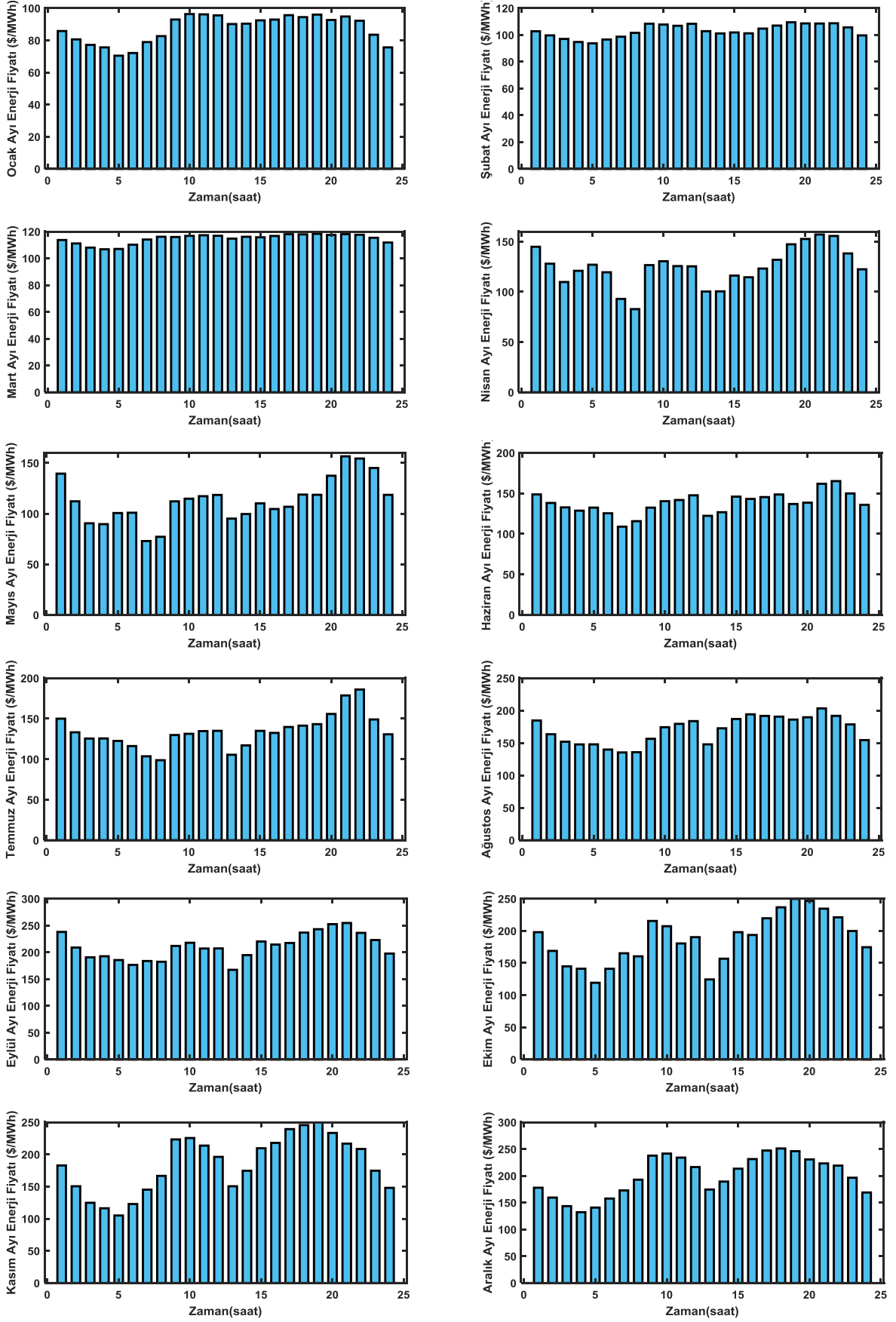
4.4.1. Veriler



Şekil 4.3. Aylık kırınlımlarda güneş enerji santrallerinden üretilen ortalama enerji



Şekil 4.4. Aylık kırımlarda fider üzerinde tüketilen ortalama enerji



Şekil 4.5. Aylık kırınımlarda ortalama enerji fiyatları

Aylık kırınlarda gösterilen ve yıl içerisinde gerçekleşen tüm üretim santrallerinden alınan şebekeye veriş güçlerine ait grafikler incelendiğinde, mevsimsel koşullar dolayısıyla kış aylarında gerçekleşen üretimin oldukça düşük iken bahar aylarından itibaren üretim eğrisinin parabolik eğriye yakın bir yapıda olduğu bariz olarak görülmektedir. Mevcut santrallere yılın ikinci yarısı itibariyle yeni üretim santrallerinin eklenmesiyle bu parabolik yapı, yaz aylarının sıcaklık faktörünün de eklenmesiyle daha da bariz bir yapıya bürünmüştür.

Benzer şekilde fider üzerindeki şebeke yüklerinin çekiş güçleri incelendiğinde, şebekedeki yük ihtiyacının öncelikli olarak bağlı bulunduğu aynı fider üzerindeki üretim santralinden karşılandığından dolayı, üretimdeki artışla birlikte ana şebekeden gereksinim duyduğu yük ihtiyacının minimize edildiği ve yaz aylarında bazı saatlerde sıfıra indiği görülmüştür. Şekil 4.4'te yıl boyunca şebeke yüklerinin çekiş güçlerine ait grafik, aylık kırınlarda verilmektedir.

İşletme maliyetinin hesaplamalarında ihtiyaç duyulan enerji piyasasına ait fiyat verileri ise EPİAŞ Şeffaflık Platformu'ndan edinilerek yine bir yıldaki tüm aylar için, her bir ayın ortalaması alınmış ve 24 saatlik aralıklarda günlük verilere dönüştürülmüştür. Şekil 4.5'te aylık olarak ve bir yıl için bu fiyat verileri gösterilmiştir.

Ele alınan bu reel veriler ışığında yürütülen benzetim çalışmaları, mevcut elektrik dağıtım sisteminin seçili bir fiderine batarya enerji depolama sisteminin entegre edildiği varsayılarak gerçekleştirilmiştir. Burada enerji depolama sistemi, ele alınan elektrik dağıtım sisteminin enerji kaynaklarını oluşturulan güneş enerji santrallerinin üretimlerini ve ana şebekeden alınan enerjinin 24 saat boyunca optimum bir şekilde kullanılabilmesini sağlamakla yükümlüdür. Burada gerçekleştirilen güneş enerji santralleri kaynaklı üretim öncelikle sistemin ihtiyaç duyduğu yükü karşılamakta, yükten fazla olan üretim ise batarya depolama sisteminde depolanmaktadır. Batarya depolama sistemi ise yeri geldiğinde kaynak, yeri geldiğinde ise yük rolünde çalışmakta, enerji piyasası fiyatlarının düşük ya da yüksek olduğu zaman dilimlerine göre optimum işletme maliyetini sağlayacak şekilde şarj-deşarj işlemlerini sağlamaktadır. Sisteme entegre halde olduğu varsayılan batarya depolama sisteminin şarj vedeşarj gücü 2 MW olarak belirlenmiştir. Gerçekleştirilecek analizlerde, enerji depolamasının etkinliğinin net olarak görülebilmesi için batarya gücü sabit tutulup muhtelif kapasitelerde maliyet analizleri gerçekleştirilmiştir. Bataryanın şarj-deşarj işlemlerini güvenli çalışma aralığında gerçekleştirebilmesi için SoC değerleri, %10 doluluk sınırın altına düşmeyecek ve %90 doluluk sınırının yukarısına çıkmayacak şekilde

belirlenmiştir. Bataryanın planlama ufkunun başlangıcındaki SoC değeri ise, sırasıyla %20, %40, %60 ve %80 doluluk oranlarında belirlenerek çalışmalar yürütülmüştür. Analizlerde baz alınan depolama sisteminin parametreleri Çizelge 4.1’de görülmektedir.

Çizelge 4.1. Depolama parametreleri

Teknoloji	SoCmin	SoCmax	SoC Başlangıç Değerleri	Depolama Verimliliği	Depolama Şarj Gücü	Depolama Deşarj Gücü	Depolama Kapasiteleri
	%	(%)	(%)	(%)	(MW)	(MW)	(MWh)
Batarya	10	90	20-40-60-80	90	2	2	4 - 6 - 8 - 10

4.4.2. Plansız durumların senaryo sonuçları

Çalışma kapsamında ele alınan, belirsizlikler dahilinde senaryoların oluşturulmasında, elektrik fiyatı, yük ve güneş enerjisi üretimi çıkış gücünün stokastik olduğu varsayılmıştır. Bu faktörlerin tarihsel verilerine dayanarak, Monte Carlo simülasyon yöntemi ile çok sayıda senaryolar oluşturulmuştur. Bu kapsamda ilk olarak olasılık dağılım fonksiyonunun hesaplamaları kullanılmış ve her bir belirsiz parametreye olasılık yoğunlukları atanmıştır. Burada yük ve fiyat parametreleri için normal dağılım, üretim parametreleri için weibull dağılımı kullanılmaktadır. Monte Carlo simülasyon motoruna verilmek üzere hesaplanan; güneş enerjisi üretimi, şebeke yükü ve piyasa fiyatı parametrelerinin olasılık dağılım karakteristikleri Çizelge 4.2’de gösterilmiştir.

Çizelge 4.2. Olasılık dağılım karakteristikleri

Olasılık Dağılım Karakteristikleri										
Zaman	Tüketim Parametreleri				Fiyat Parametreleri				Üretim Parametreleri	
Ay	Pmin (MW)	Pmax (MW)	Ortalama	Standart Sapma	λ_{min} (\$/MWh)	λ_{max} (\$/MWh)	Ortalama	Standart Sapma	Pmin (MW)	Pmax (MW)
Ocak	8.052	9.343	8.793	0.247	71.226	96.369	87.086	7.969	0.000	0.167
Şubat	7.559	9.947	9.275	0.552	93.200	108.721	102.277	4.761	0.000	0.514
Mart	6.540	9.358	8.601	0.806	106.791	118.359	114.420	3.452	0.000	0.681
Nisan	5.459	8.872	7.869	1.033	83.943	154.517	123.183	17.881	0.000	0.957
Mayıs	3.620	7.209	6.035	1.172	73.487	155.417	112.058	20.872	0.000	1.184
Haziran	2.719	8.939	6.826	2.078	109.557	161.880	135.504	12.550	0.000	2.355
Temmuz	0.000	4.604	2.389	2.040	99.315	182.326	133.113	19.307	0.000	6.098
Ağustos	0.000	6.904	4.250	2.720	133.462	202.957	169.344	21.174	0.000	5.042
Eylül	0.000	6.532	4.379	2.486	166.008	250.938	207.691	22.770	0.000	5.067
Ekim	0.554	7.052	5.317	2.076	120.199	245.255	184.120	35.783	0.000	3.786
Kasım	3.120	7.614	6.254	1.273	104.527	249.793	184.201	43.480	0.000	2.282
Aralık	3.994	7.980	6.707	1.035	132.301	251.492	198.723	37.011	0.000	2.246

Hesaplanan olasılık yoğunlukları Monte Carlo simülasyonu (Binder, 2005; Kroese ve ark., 2012) motoruna verilmiş ve çoklu değerler (2000 adet) üretilmiştir. Monte Carlo simülasyonu tarafından üretilen çok sayıda senaryo daha sonra aynı grup içinde en yakın olasılıkları sunmak için olasılık uzaklığı algoritmasına göre indirgenmiştir (Teimourzadeh ve ark., 2019). Sonuçta en yakın olasılıkların aynı grupta toplandığı 5 olasılık paketi oluşturularak bu paketler kapsamında hesaplanan olasılık yoğunluk fonksiyonu sonuçları Çizelge 4.3'te verilmiştir.

Oluşturulan senaryo paketleri dahilinde hesaplanmış olan yük, fiyat ve üretim senaryolarına ait sonuçlar, oluşturulan stokastik doğrusal programlama modelindeki gün içi işletimindeki yük, fiyat ve üretim verileri olarak kullanılması için girdi teşkil etmiş ve bu kısımda kullanılmıştır. Tüm durumların olasılıklarının sonucu olan nihai senaryo sonucu ise yine gün içi işletiminde beklenen maliyet kısmında yer alan senaryo indeksi girdisi olarak kullanılmıştır. Böylelikle stokastik bilgi mümkün olduğunca sağlam kalırken optimizasyon problemi de izlenebilir hale getirilmiştir. Ayrıca bu sonuçlar, gerçekleştirilen simülasyon çalışmalarında gerçek zamanlı durumların öngörülerek daha realist bir çalışmanın yürütülmesini mantıklı ve sistematik bir çerçevede yürütülmesini sağlamıştır. Nihai senaryo sonuçlarına ilişkin elde edilen senaryo sonuçları Çizelge 4.4'te verilmiştir.

Çizelge 4.3. Olasılık yoğunluk fonksiyonu sonuçları

Veri	Olasılık Yoğunluk Fonksiyonu Sonuçları												
	Senaryo	Aylar											
		Ocak	Şubat	Mart	Nisan	Mayıs	Haziran	Temmuz	Ağustos	Eylül	Ekim	Kasım	Aralık
Yük (MW)	w1	8.35	8.10	7.32	6.58	4.80	4.78	1.74	2.11	1.95	2.30	4.28	4.96
	w2	8.51	8.41	7.65	6.74	4.95	5.22	1.83	2.78	2.52	2.78	4.64	5.24
	w3	8.73	8.77	7.90	7.04	5.29	5.61	1.74	3.21	2.95	3.75	5.42	6.05
	w4	8.85	9.09	8.22	7.40	5.62	6.20	2.57	4.04	3.73	4.51	5.97	6.47
	w5	9.02	9.39	8.62	8.02	6.25	7.50	3.57	5.33	5.13	5.70	6.60	7.14
Fiyat (\$/ MWh)	w1	80.55	98.72	110.61	106.61	103.28	124.33	118.69	154.04	191.72	159.17	148.71	175.82
	w2	82.32	100.17	111.41	111.89	107.92	128.45	134.09	161.09	199.63	172.59	171.43	188.53
	w3	82.50	100.51	112.34	118.70	110.60	135.40	140.15	166.32	206.52	176.96	171.17	184.55
	w4	84.94	100.87	113.30	125.81	119.06	141.39	148.37	173.40	216.85	191.79	185.37	194.60
	w5	89.13	104.27	115.28	134.39	130.21	148.57	161.28	184.92	227.83	211.17	212.10	215.66
Üretim (MW)	w1	0.05	0.13	0.15	0.21	0.23	0.57	2.18	1.53	1.68	1.23	0.71	0.66
	w2	0.07	0.22	0.28	0.44	0.48	1.10	3.00	2.59	2.55	1.90	1.09	1.03
	w3	0.08	0.25	0.36	0.55	0.66	1.24	3.32	2.60	2.69	1.98	1.22	1.14
	w4	0.10	0.31	0.40	0.58	0.74	1.32	3.31	2.71	2.63	2.06	1.25	1.30
	w5	0.12	0.37	0.48	0.69	0.86	1.54	3.67	3.00	3.06	2.25	1.52	1.48

Çizelge 4.4. Nihai senaryo sonuçları

Zaman	Senaryo Sonuçları				
Aylar	Senaryolar				
	w1	w2	w3	w4	w5
Ocak	0.0005	0.0058	0.0335	0.1437	0.8165
Şubat	0.0004	0.0048	0.0298	0.1310	0.8340
Mart	0.0010	0.0089	0.0364	0.1382	0.8155
Nisan	0.0017	0.0134	0.0483	0.1656	0.7710
Mayıs	0.0030	0.0195	0.0684	0.1988	0.7103
Haziran	0.0037	0.0253	0.0738	0.2112	0.6860
Temmuz	0.0129	0.0508	0.1124	0.2605	0.5634
Ağustos	0.0095	0.0426	0.1043	0.2374	0.6061
Eylül	0.0076	0.0332	0.0858	0.2352	0.6382
Ekim	0.0055	0.0272	0.0780	0.2243	0.6650
Kasım	0.0032	0.0200	0.0662	0.2040	0.7065
Aralık	0.0024	0.0155	0.0584	0.1941	0.7296

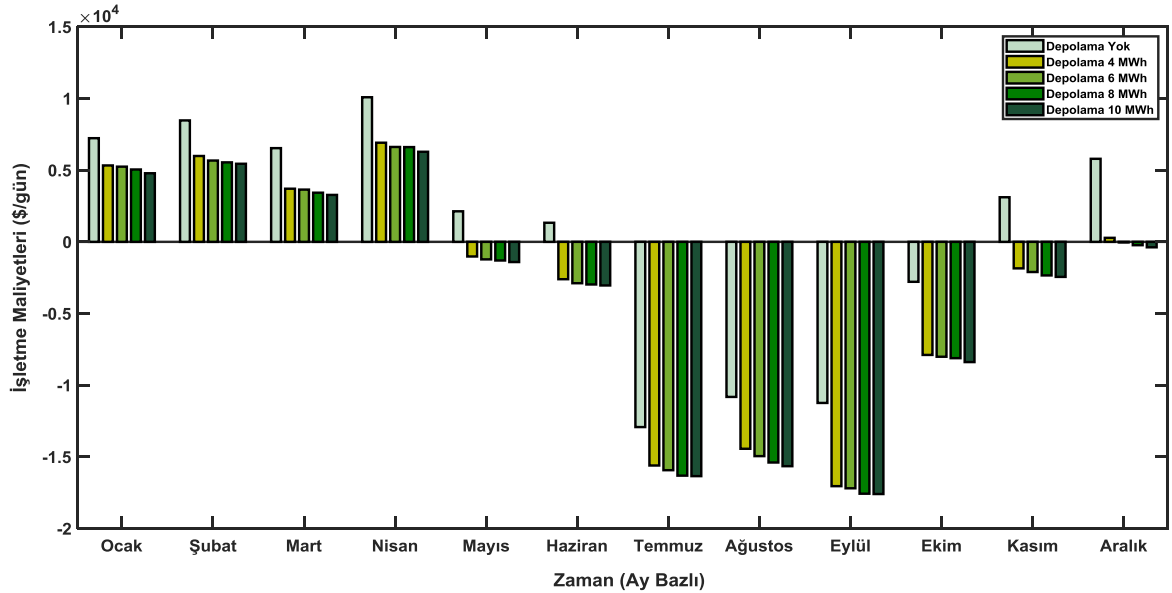
4.4.3. Analiz sonuçları

Gerçekleştirilen simülasyon çalışmalarına ilişkin sonuçlar, öncelikle ele alınan elektrik dağıtım sisteminde herhangi bir enerji depolama sisteminin bulunmaması durumları ile mevcut sisteme depolama entegrasyonunun sağlanmış olduğu durumlarında hesaplanan işletme maliyetlerinin karşılaştırılması suretiyle incelenmiştir. Gerçekleştirilen işletim optimizasyonları sonucunda mevcut sistemde enerji depolama kullanılmadığında ve kullanıldığında bir yıl boyunca aylık kırınlımlarda hesaplanan işletme maliyetleri Çizelge 4.5’te verilmiştir.

Çizelge genel hatlarıyla incelendiğinde; enerji depolama sisteminin kullanılmadığı durumda, eksi maliyet olarak gösterilen kazanç noktasına geçişin yılın ikinci yarısından itibaren (Temmuz ayı) başlayıp 4 ay sürdüğü, enerji depolama sistemi bulunduğu durumlarda ise (ilk durum hariç) yılın ilk yarısında (Mayıs ayı) başlayıp yıl sonuna kadar sürdüğü görülmüştür. Depolama sisteminin kullanıldığı durumlarda genel itibariyle başlangıç SoC değerlerinin ve depolama kapasitesinin artışına göre işletme maliyetinde azalışın sürdüğü (kazancın arttığı), depolama kapasitesinin ve başlangıç SoC değerinin yeterince artarak saturasyon halinin gözlendiği durumlarda maliyet azalışının sabit kaldığı görülmüştür. Enerji depolama sisteminin kullanılmadığı durumlarda hesaplanan işletme maliyetleri ile 4 farklı başlangıç SoC değerinde hesaplanan maliyetlerin ortalama değerinin alınmasıyla elde edilen ortalama işletme maliyetlerinin kapasite kırınlımlı toplu gösterimleri Şekil 4.6’da verilmiştir.

Çizelge 4.5. Yıl boyunca hesaplanan işletme maliyetleri

Kapasite (MWh)	SoC (%)	Aylık Ortalamalara Göre Hesaplanan İşletme Maliyetleri (\$/gün)											
		Ocak	Şubat	Mart	Nisan	Mayıs	Haziran	Temmuz	Ağustos	Eylül	Ekim	Kasım	Aralık
0	0	7232.75	8472.62	6538.40	10089.49	2131.36	1332.20	-12922.63	-10818.95	-11238.87	-2787.21	3112.11	5794.57
4	20	5330.59	5990.24	3707.28	6916.39	-1021.65	-2606.07	-15603.73	-14436.59	-17045.41	-7889.93	-1849.19	280.84
	40	5246.39	5672.89	3645.53	6620.44	-1223.17	-2885.69	-15930.85	-14950.00	-17193.78	-8015.36	-2104.86	-38.25
	60	5048.24	5546.25	3429.07	6611.75	-1300.45	-2972.68	-16311.35	-15394.40	-17571.22	-8115.84	-2341.49	-232.68
	80	4786.16	5448.40	3274.58	6284.47	-1409.45	-3041.91	-16345.81	-15651.68	-17594.19	-8388.39	-2444.85	-380.51
6	20	4512.66	5387.33	2987.23	5799.35	-1751.10	-3366.94	-16380.67	-16081.86	-18573.14	-9241.49	-3082.54	-997.41
	40	4421.48	5258.38	2820.07	5941.15	-1811.73	-3583.92	-17158.25	-16586.74	-18569.13	-9258.08	-3375.10	-1257.35
	60	4098.16	4989.15	2535.64	5351.25	-2087.99	-4009.77	-17813.04	-17414.43	-19621.29	-10070.93	-3596.76	-1609.07
	80	4002.02	4723.94	2268.38	5376.88	-2087.99	-3982.27	-17786.59	-17161.12	-19587.19	-9946.46	-3760.53	-1826.98
8	20	4201.80	4984.05	2674.44	5868.25	-1918.59	-3637.97	-17281.83	-16737.05	-19076.11	-9663.99	-3480.38	-1410.10
	40	4182.21	4950.52	2248.32	5623.54	-2203.99	-4111.43	-17505.14	-17021.94	-19144.94	-9709.23	-3963.42	-1879.52
	60	3663.71	4284.21	1883.91	4950.85	-2456.62	-4513.41	-18229.38	-18005.02	-20364.96	-10640.76	-4341.93	-2390.93
	80	3462.60	4016.56	1579.58	4714.45	-2664.79	-4705.60	-18543.92	-18130.12	-20868.96	-10720.09	-4641.72	-2768.20
10	20	3938.52	4646.43	2306.73	5377.10	-2100.19	-3873.47	-17606.49	-17203.26	-18246.62	-10168.33	-3907.08	-1859.54
	40	3664.49	4285.25	1885.10	4951.77	-2455.81	-4512.20	-18226.73	-18003.09	-20363.00	-10639.44	-4340.76	-2389.46
	60	3462.60	4016.56	1579.58	4714.45	-2664.79	-4824.29	-18543.92	-18398.54	-20868.96	-10981.47	-4641.72	-2768.20
	80	3462.60	4016.56	1579.58	4714.45	-2664.79	-4591.39	-18543.92	-17882.31	-20868.96	-10839.79	-4641.72	-2768.20

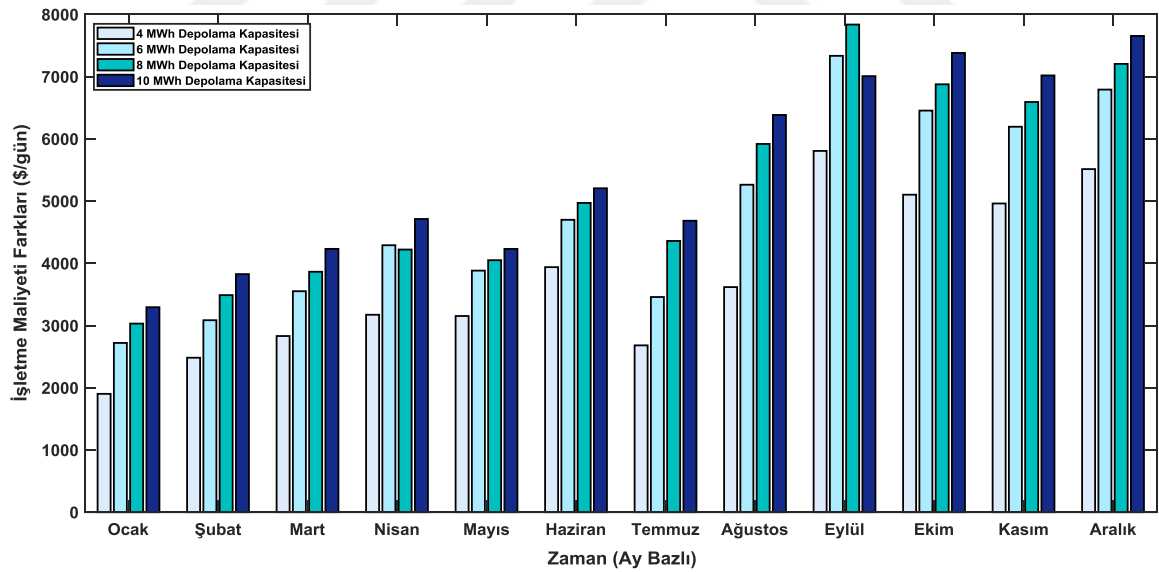


Şekil 4.6. Yıl boyunca aylık kırımlarla hesaplanan işletme maliyetleri

Grafik incelendiğinde, depolama sisteminin bulunmadığı durumlarda işletme maliyetinin diğer tüm durumlardan fazla, karlılığın da yine tüm durumlardan düşük olduğu bariz bir şekilde görülmektedir. Depolamasız durumlarda yaz aylarında eksi maliyet olarak gösterimi sağlanan kazançlılık durumu, mevcut sistemde entegre halde bulunan çok sayıda

güneş enerji santrallerinden üretilen oldukça yüksek seviyelerdeki üretimin, yük tüketimini karşıladığı gibi fazla kalan enerjiyi de yukarı yönlü piyasalara satarak kazanç elde etmesidir. Bu kazanç durumu, depolama sisteminin kullanılmasıyla üretim santrallerinden üretilen enerjiyi en uygun zamanda ve planlamada saklayıp sonrasında kullanacağı için daha da artmaktadır. Ayrıca kazançlılık süresi daha geniş bir yelpazeye yayılarak depolamasız duruma kıyasla 2 katına çıkmaktadır (depolamasız durumda 4 ay, depolamalı durumda 8 ay).

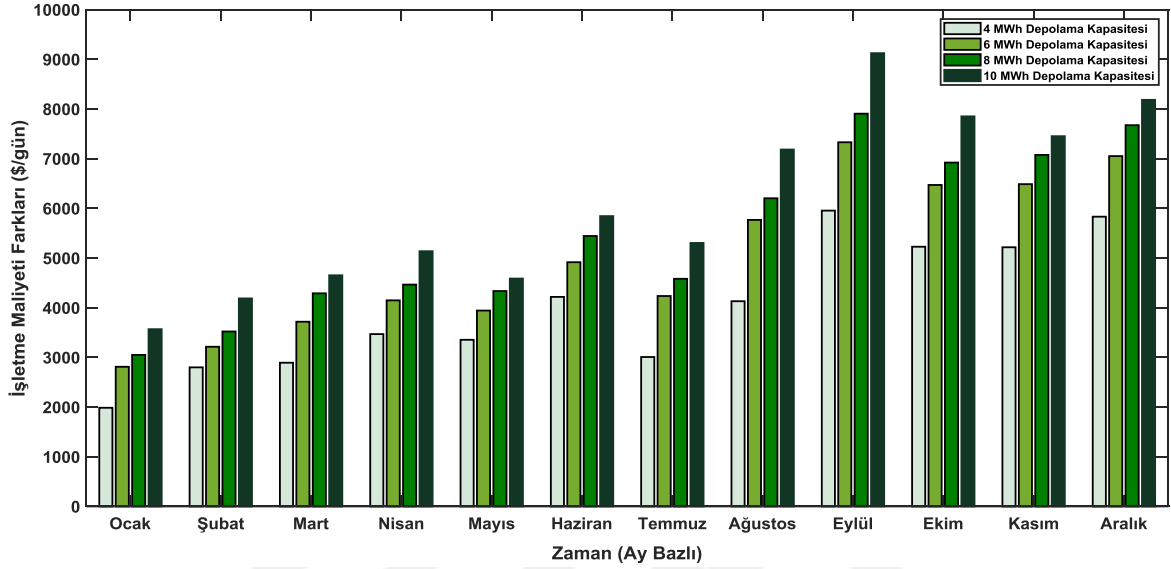
Çalışmada ele alınan işletme maliyeti değişimlerinde, sistemde enerji depolama kullanımının etkisinin ve depolama optimizasyonu sonuçlarının daha net olarak görülebilmesi adına, elde edilmiş olan işletme maliyetleri yeniden işleme alınarak, sistemde yıl içerisinde farklı başlangıç SoC değerlerinde enerji depolama sisteminin kullanılmasıyla oluşan kazanç yönlü maliyet farkları (işletme maliyetinden doğan kar) hesaplanmıştır. Bu maliyet farklarının yıl boyunca aylık olarak belirlenen depolama kapasitelerinde 4 farklı SoC başlangıç değeri için gösterimleri görselleştirilmiştir. İlk olarak başlangıç SoC değeri %20 olarak belirlenen batarya depolama sisteminin optimal işletimi sonucunda elde edilen işletme maliyeti kazançları Şekil 4.7’de görülmektedir.



Şekil 4.7. %20 başlangıç doluluk oranında hesaplanan işletme maliyeti farkları

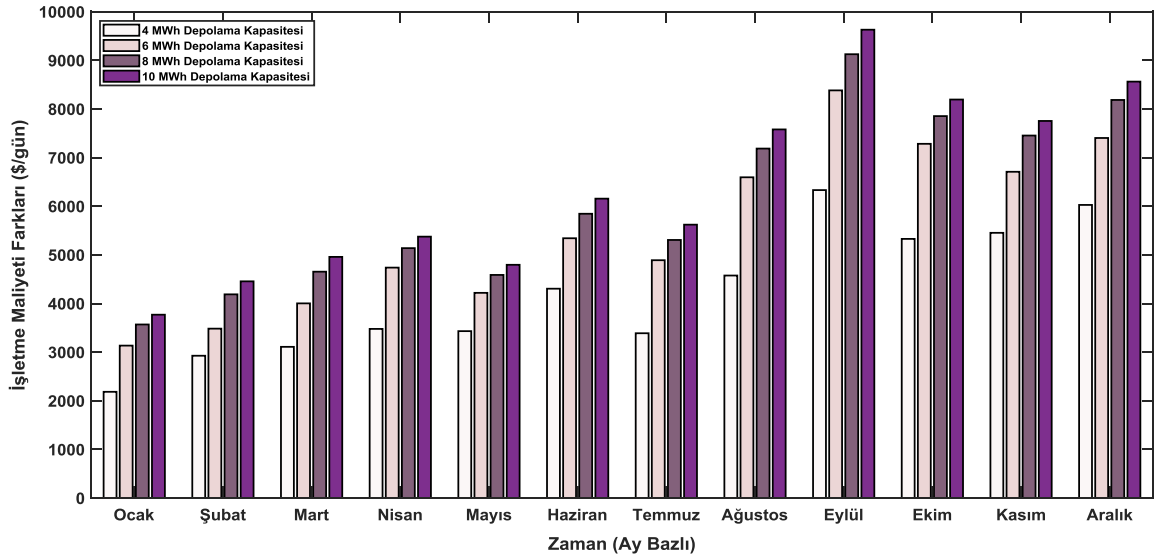
Grafik incelendiğinde, yılın ilk 3 ayındaki kazançlılık hali, depolama kapasitesinin artışıyla genel bir paralellik gösterirken Nisan ayına gelindiğinde 6 MWh kapasitesindeki getirinin 8 MWh kapasitesinden daha fazla olduğu görülmüştür ki bu durumda, ilgili aydaki tüketimlerin yüksek olmasıyla saatlik olarak yüksek değişkenlik gösteren piyasa fiyatlarından optimum karlılıkla çıkmak için nispeten düşük kapasitede boş sayılabilecek

bir batarya ile işleme başlamanın gün içinde daha etkin depolama işlevi olduğunu söylemek mümkündür. Benzer şekilde depolama kapasitesinin artması ile kazançlılığın artışı durumlarındaki paralelliğin değiştiğini Eylül ayı için de söylemek mümkündür. Bu durumun da yine saatlik olarak yüksek değişkenlik gösteren piyasa fiyatlarına yönelik gerçekleştirilen planlama ve optimizasyondan kaynaklandığını söylemek mümkündür.



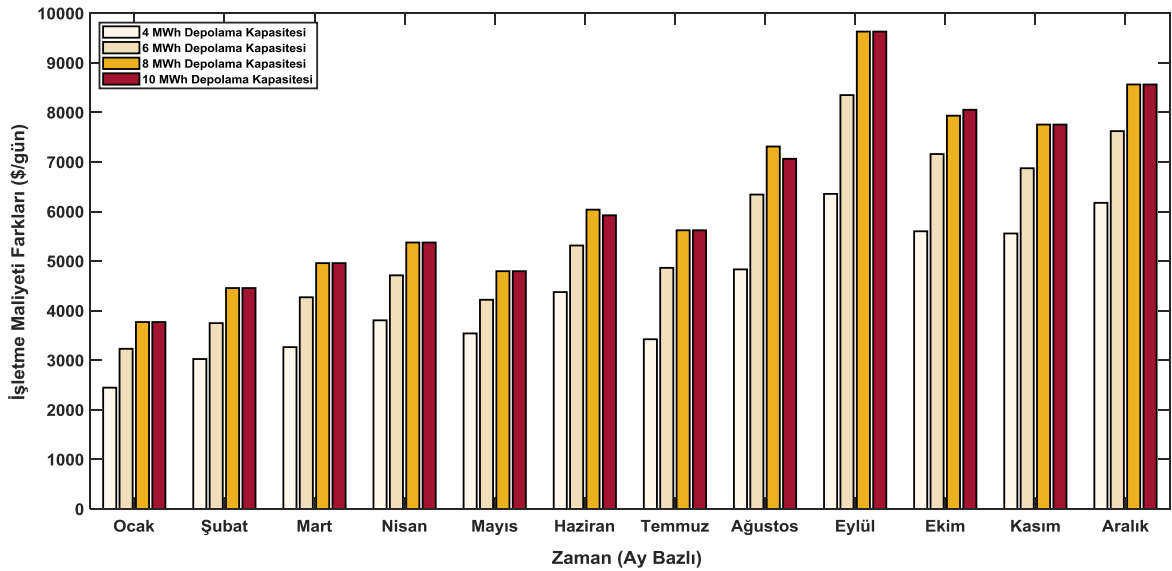
Şekil 4.8. %40 başlangıç doluluk oranında işletme maliyeti farkları

Bir diğer SoC başlangıç değeri olan %40 batarya ile gerçekleştirilen depolama işletim optimizasyonu sonucunda hesaplanan işletme maliyeti farkları Şekil 4.8’de görülmektedir. Elde edilen sonuçlar incelendiğinde kazançlılık halinin depolama kapasitesinin artışıyla paralellik halinde olduğu ancak oranlarının değişkenlik gösterdiği görülmüştür. Özellikle yaz aylarıyla birlikte mevcut sistemde entegre halde bulunan üretim santrallerinin üretim artışından dolayı kapasitenin artışı karlılıktaki artışa ivme kazandırmış, kış aylarına doğru yerel kaynaktan elde edilen üretimin azalmasıyla kazançlılık artışında nispeten gerilemeler olmuştur.



Şekil 4.9. %60 başlangıç doluluk oranında işletme maliyeti farkları

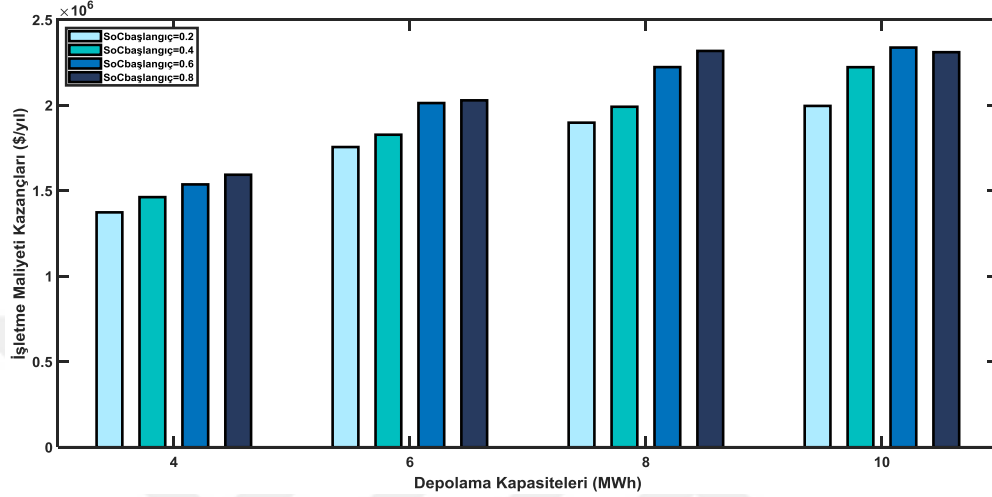
SoC başlangıç değeri %60 olan batarya ile gerçekleştirilen depolama işletim optimizasyonu sonucunda hesaplanan işletme maliyeti farkları Şekil 4.9’da görülmektedir. Bu durumda da yine kazançlılık halinin depolama kapasitesinin artışıyla paralellik arz ettiğini ancak mevsimsel koşullara bağlı olarak gerçekleştirilen üretimlerin depolanıp daha sonra kullanımına yönelik gerçekleştirilen optimizasyon sonucunda elde edilen karlılık oranlarının değiştiğini söylemek mümkündür.



Şekil 4.10. %80 başlangıç doluluk oranında işletme maliyeti farkları

Belirlenen son SoC başlangıç değeri %80 olan batarya ile gerçekleştirilen depolama optimizasyonu sonucunda hesaplanan işletme maliyeti farkları Şekil 4.10’da görülmektedir. Grafik incelendiğinde, kazançlılık halinin depolama kapasitesinin artışıyla genel itibariyle paralel seyretmediği görülmektedir. Haziran ve Ağustos ayları

incelendiğinde 8 MWh kapasitesindeki getirinin 10 MWh kapasitesinden daha fazla olduğu görülmüştür ki bu durumda, ilgili aydaki tüketimlerin yüksek olmasıyla saatlik olarak yüksek değişkenlik gösteren piyasa fiyatlarından optimum karlılıkla çıkmak için yeterli sayılabilecek kapasitede dolu sayılabilecek bir batarya ile işleme başlamanın gün içinde daha etkin depolama işlevi olduğunu söylemek mümkündür.



Şekil 4.11. Yıllık hesaplanan maliyet farkları

Şekil 4.11'den görüleceği üzere hesaplanan aylık kırımlı tüm işletme maliyetleri farklarının yıl bazlı ortalaması ele alındığında da benzer bir dağılım görülmektedir. Baz kapasitede (4 MWh) batarya başlangıç doluluk oranının artışıyla paralel bir karlılık artışı görülürken, kapasite artışıyla (6 MWh ve 8 MWh kapasitelerde) birlikte bu doğrusallık değişmiş ve karlılık değerleri giderek birbirine yaklaşmıştır. Baz kapasitenin 2 katı kapasitede (10 MWh) gerçekleştirilen analizler sonucunda da depolama sisteminin sature olmasıyla (doyuma ulaşması) birlikte maliyet farkı giderek azalmış ve batarya başlangıç doluluk oranının artmasına rağmen (%60 doluluk oranından %80 doluluk oranına çıkmasına rağmen) karlılık azalmıştır. Analiz edilen bu durum da, depolama kapasitesinin optimum bir şekilde belirlenmesinin ne kadar kritik önem taşıdığını göstermektedir.

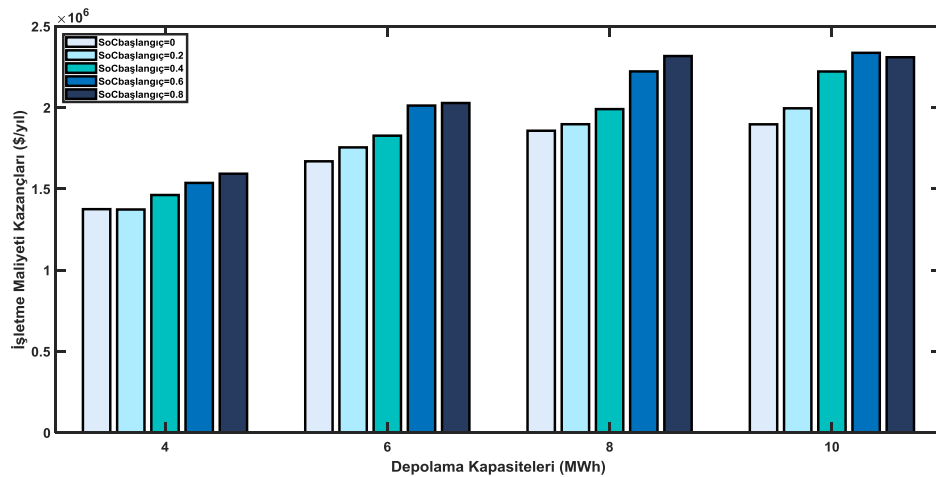
Bataryanın güvenli aralığın dışında çalışması durumu kapsamında ise; çalışma genelinde batarya enerji depolama sisteminin güvenli aralıkta olarak kabul edilebileceği çalışma koşulları, SoC değeri %10 doluluk sınırın altına düşmeyecek ve %90 doluluk sınırının yukarısına çıkmayacak şekilde ayarlanmış ve depolama optimizasyonuna ilişkin sonuçlar bu suretle elde edilmiştir. Ancak gerçekleştirilen depolama işletim optimizasyonunun etkin yönünü daha detaylı inceleyebilmek adına bataryanın güvenli çalışma aralığının dışına çıkıldığı varsayılarak bu doğrultuda da analizler

gerçekleştirilmiştir. Bu kapsamda bataryanın alt ve üst sınır SoC değerleri sırasıyla %0 ve %100 olarak, planlama ufkunun başlangıcındaki SoC değeri ise %0 doluluk oranında belirlenmiştir.

Çizelge 4.6. Yıl boyunca aylık kısımlarla hesaplanan işletme maliyetleri ve farkları

	Kapasite (MWh)	Ocak	Şubat	Mart	Nisan	Mayıs	Haziran	Temmuz	Ağustos	Eylül	Ekim	Kasım	Aralık
Maliyet (\$/gün)	4	5231.87	6289.75	3880.47	6898.37	-870.25	-2417.77	-16010.97	-15106.06	-16858.44	-7755.02	-1823.73	248.64
	6	4605.43	5477.66	3216.81	6294.09	-1450.74	-2996.05	-16763.50	-16149.89	-17998.69	-8769.93	-2689.59	-750.15
	8	4244.40	5026.60	2723.51	5883.85	-1688.66	-3478.75	-17280.07	-16835.56	-18843.78	-9390.94	-3286.77	-1233.51
	10	4185.97	4939.87	2609.57	5746.86	-1781.35	-3493.34	-17411.37	-16935.76	-19010.83	-9578.09	-3336.43	-1390.72
Maliyet Farkı (\$/gün)	4	2000.9	2182.9	2657.9	3191.1	3001.61	3749.97	3088.342	4287.108	5619.573	4967.81	4935.84	5545.93
	6	2627.3	2995	3321.6	3795.4	3582.1	4328.25	3840.869	5330.94	6759.823	5982.72	5801.7	6544.72
	8	2988.4	3446	3814.9	4205.6	3820.02	4810.95	4357.442	6016.609	7604.912	6603.73	6398.88	7028.08
	10	3046.8	3532.8	3928.8	4342.6	3912.71	4825.54	4488.744	6116.808	7771.962	6790.88	6448.54	7185.29

Çizelge 4.6’da ilk kısımda yer alan işletme maliyetleri sonuçları incelendiğinde, depolama kapasitesinin artmasıyla birlikte maliyetlerde genel bir düşüş görülmektedir. Başlangıç SoC değerinin 0 olarak belirlenmiş olması dolayısıyla tamamen boş olarak işleme başlayan batarya, günün ilk saatlerinden itibaren düşük fiyatlı enerjiyi piyasadan alarak şarj olmakta, uygun zamanlamada ise deşarj olarak enerjiyi sisteme vermektedir. Benzer mantıkla, sistemde depolama sisteminin bulunmadığı durumlara kıyasla hesaplanan işletme maliyetinden doğan karlar da doğrusal bir artış halindedir. İşletme maliyetlerindeki farkların yıllık toplamda, güvenli aralıkta çalışma sonuçlarıyla bir arada verilmiş grafik, Şekil 4.12’de verilmiştir.



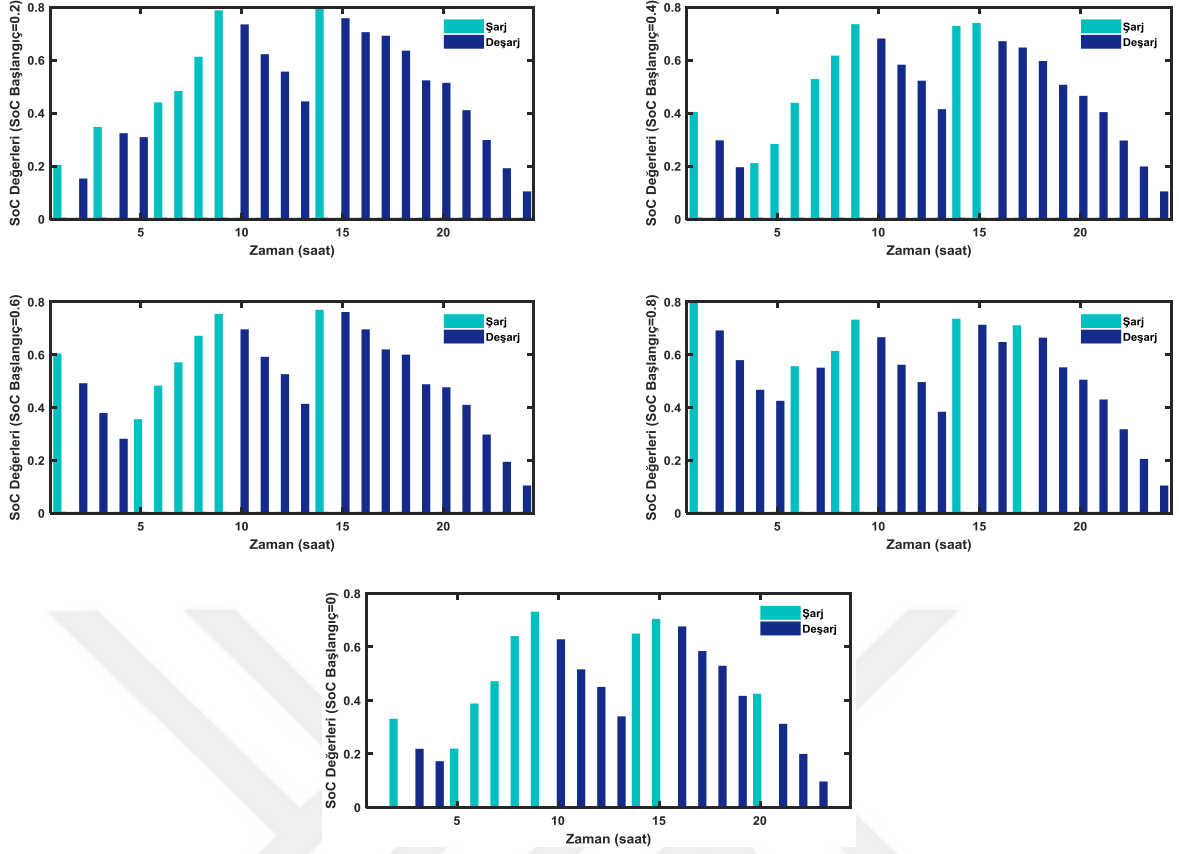
Şekil 4.12. Yıllık hesaplanan maliyet farkları

Grafik incelendiğinde, bataryanın güvenli çalışma aralığının dışında ve tamamen boş olarak çalışmaya başlaması (SoC başlangıç değeri %0 olduğunda) durumunda hesaplanan

işletme maliyeti farklarının diğer durumlarda (SoC başlangıç değerleri %20, %40, %60 ve %80) hesaplanan işletme maliyeti farklarının) gerisinde kaldığını göstermektedir. Depolama kapasitesinin daha da arttığı durumlarda daha da gerilerde kalmakta olduğu görülmektedir. Bu analizler sonucunda ise, depolama kapasitelerine kıyasla belirlenmesi planlanan batarya başlangıç doluluk oranlarının (SoC başlangıç değerlerinin) belirlenmesinin oldukça önemli olduğunu göstermektedir.

Hesaplanan işletme maliyetleri ve maliyet farklarından doğan karlara ilişkin bulgulara ilaveten, belirlenen muhtelif kapasitelerde ve değişken başlangıç SoC değerlerinde depolama sisteminin davranışı saatlik çözünürlükte gözlenmek istenmiştir. Bu doğrultuda, batarya depolama sisteminin %20, %40, %60 ve %80 doluluk oranında olduğu durumlara ilaveten bataryanın güvenli aralığın dışına çıkıp (%0 - %100 sınırlarında) planlama ufkunun başlangıcında şarj durumunun boş olduğu (%0 doluluk oranı) durum da eklenmiştir. Bu yüzdelik oranlar sırasıyla 0, 0.2, 0.4, 0.6 ve 0.8 olarak ifade edilmiş ve belirlenen depolama kapasitelerinde SoC değişimleri gözlenmiştir. Gerçekleştirilen analizlerin ilkini oluşturan ve baz kapasite olarak da ifade edilebilecek 4 MWh'lik kapasiteye sahip batarya depolama sisteminin yıl içerisindeki ortalama SoC değişim değerleri şekil 4.13'te görülmektedir.

Bataryanın planlama ufkunun başlangıcında boş olarak çalıştığı durumda (SoC başlangıç değerinin 0 olması), bataryanın ilk eğiliminin belirli bir seviyeye kadar şarj işlemini gerçekleştirme yönünde olduğu grlmştir. Bataryanın belirli oranlarda doluluk düzeyinde başlangıç yaptığı durumlarda ise ilk eğilim deşarj olma yönünde olmuştur. Bu durumun sebebi mevcut sistemde entegre haldeki güneş enerjisi üretim santrallerinden üretilecek enerjiyi depolamak için gerekli kapasiteyi tahsis etmektir. Bataryanın mevcut SoC sınırları güvenli çalışma aralıklarının dışına çıkılarak genişletildiği ve deşarj işlemi daha derin seviyelerde gerçekleştirilebildiği için şarj işleminin diğer durumlara kıyasla daha az gerçekleşmesi yeterli olmaktadır. Gün sonuna doğru, puant saatlerdeki enerji fiyatlarındaki pahalılıktan kaçınmak için (gün batımından itibaren güneş enerji santrallerinden enerji elde edilmediği sebebiyle) nispeten daha düşük fiyatlardan enerji satın alınarak depolama (şarj işlemi) gerçekleştirilmiştir.

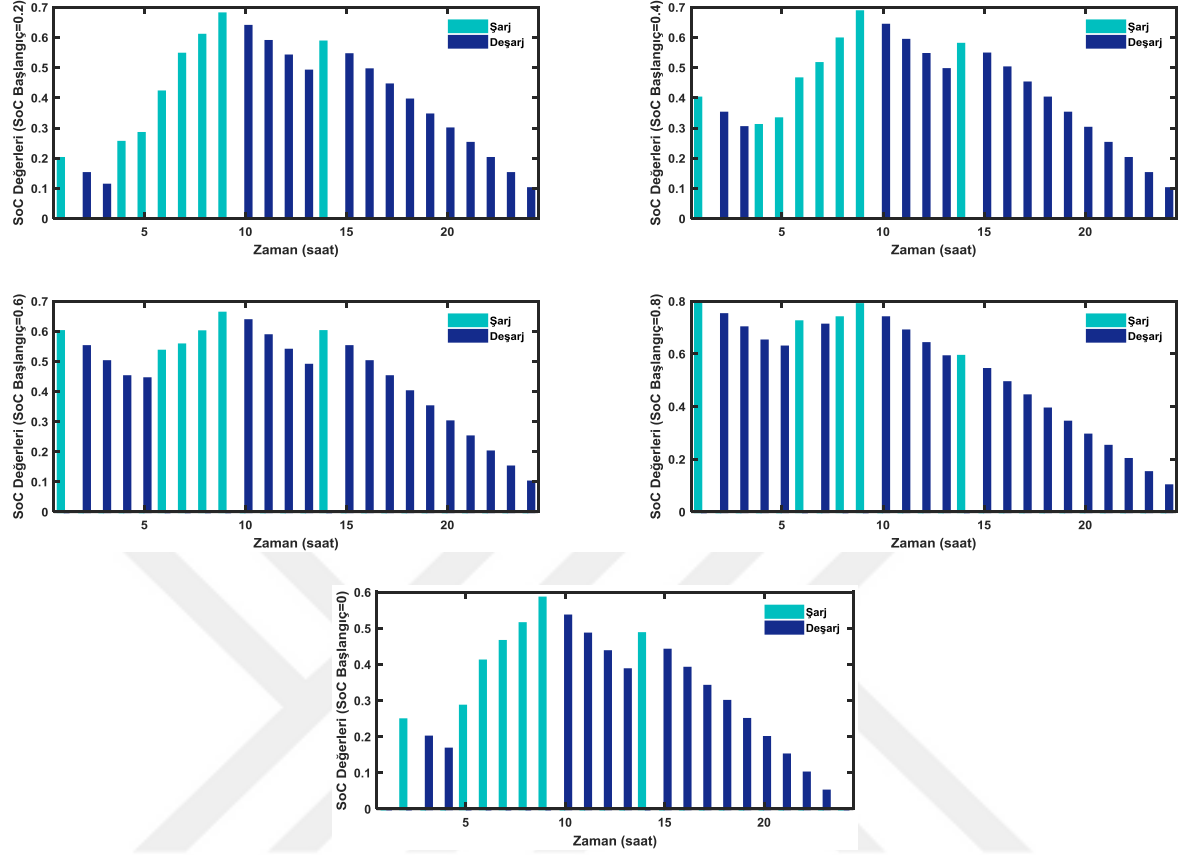


Şekil 4.13. 4 MWh depolama kapasitesinde SoC değişimleri

Batarya başlangıç doluluk oranının oldukça az düzeyde olduğu (SoC başlangıç değerinin 0.2 olması) durumda ise benzer mantıkla ilk olarak çok kısa süre için deşarj, sonrasında yine belirli bir seviyeye kadar kademeli olarak şarj işlemi gerçekleştirilmiştir. Batarya başlangıç doluluk oranlarının arttığı diğer durumlarda (SoC başlangıç değerlerinin 0.4, 0.6 ve 0.8 olması) ise başlangıçtaki şarj düzeylerine göre deşarj eğilimleri azalarak devam etmiştir. Gün içerisinde ilerleyen saatlerde bataryanın doluluk oranı belirli bir değere ulaştığında saatlik enerji piyasa fiyatlarına göre en ekonomik sonucu elde edilecek bir değerlendirme sağlanarak şarj-deşarj işlemi gerçekleştirilmiştir.

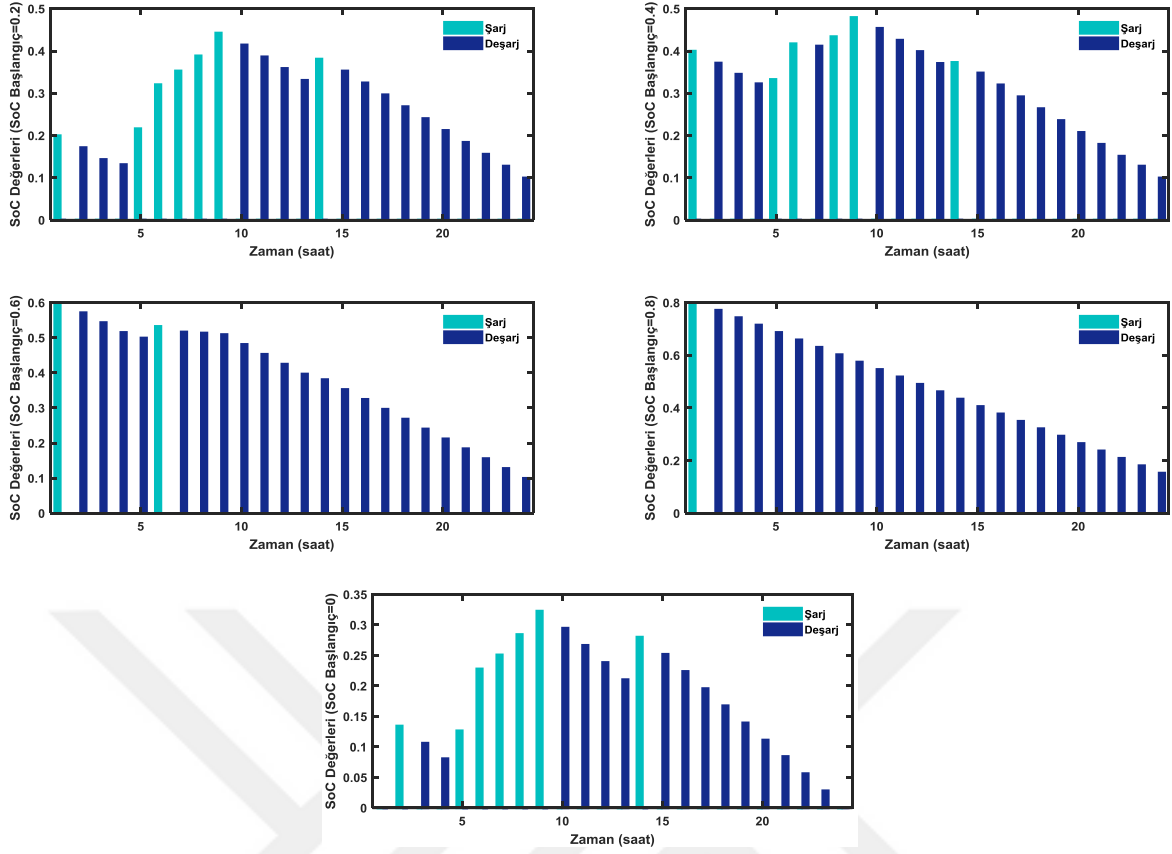
Batarya başlangıç doluluk oranlarının değişkenlik gösterdiği tüm durumlar için, gün ortasında yerel enerji kaynağı olan güneş enerjisi üretim santrallerinden elde edilen enerji ücret ödenmeden depolanarak yeniden şarj işlemleri, ilerleyen saatlerde de kademeli olarak deşarj işlemleri gerçekleştirilmiştir. Tekrarlayan şarj-deşarj işlemlerinin varlığı, ekonomik optimizasyonun sağlanmasında depolama kapasitenin nispeten yetersiz olmasından kaynaklanmaktadır. Yine de mevcut kapasite ölçeğinde bataryaların başlangıç doluluk düzeylerine ve belirlenen sınırlara göre, piyasa fiyatlarının uygunluğuna göre enerji satın

alma (şarj işlemi), fiyatların yüksekliğine göre enerji satma (deşarj işlemi) gerçekleştirilerek amaçlanan ekonomik optimizasyon sağlanmıştır.



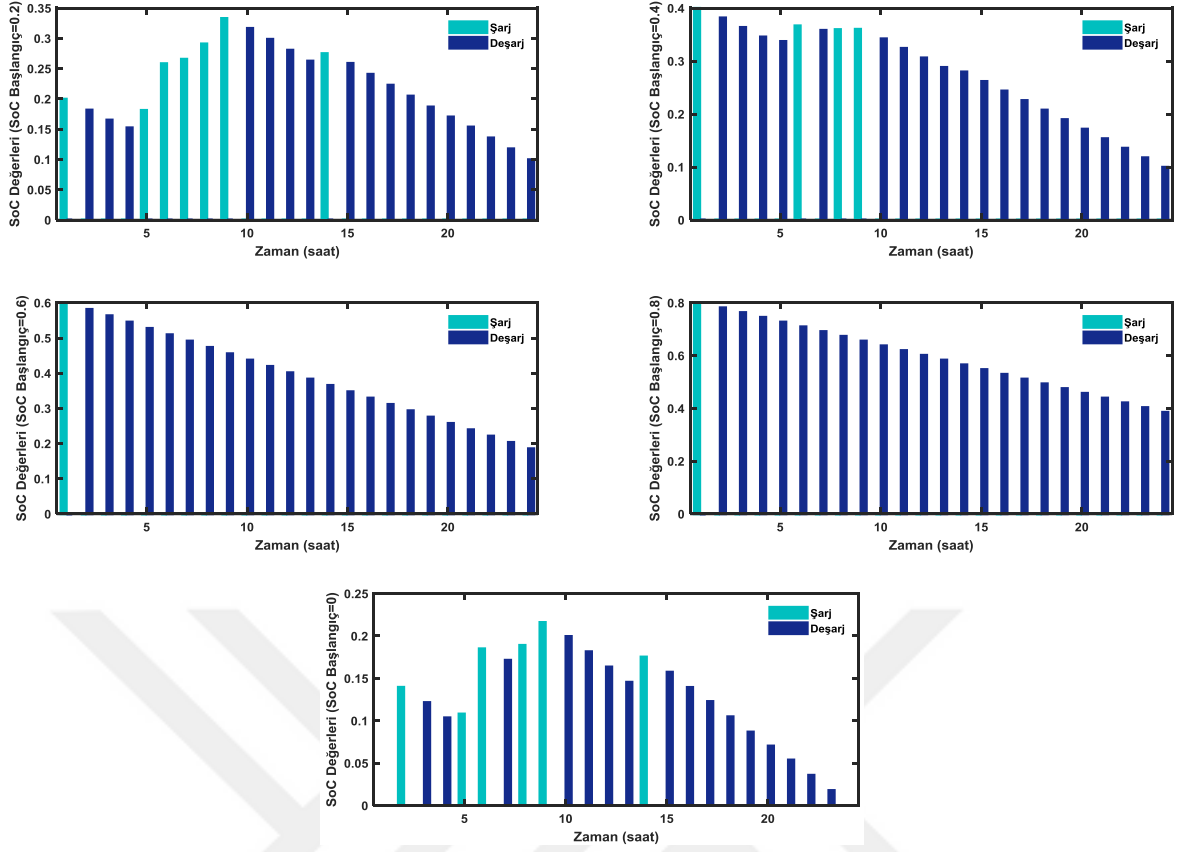
Şekil 4.14. 6 MWh depolama kapasitesinde SoC değişimleri

Enerji depolama kapasitesinin 6 MWh olarak belirlendiği batarya depolama sisteminin yıl içerisindeki ortalama SoC değişim değerleri Şekil 4.14'te görülmektedir. Grafik incelendiğinde batarya başlangıç doluluk oranlarının değişkenlik gösterdiği tüm durumlarda şarj vedeşarj eğilimlerinin baz kapasitedeki SoC değişimleri ile genel itibariyle benzer mantıkla işlediği görülmüştür. Bu depolama kapasitesindeki SoC değişimlerinin baz kapasitedeki değişimlerden farklılık arz eden yönleri, depolama kapasitesinin artmış olması dolayısıyla, gün sonuna doğru, puant saatlerdeki enerji fiyatlarındaki pahalılıktan kaçınmak için gerçekleştirilen enerji depolamasına gerek kalınmaması ve genel itibariyle hem şarj hemdeşarj derinliğinin azalmış olmasıdır.



Şekil 4.15. 8 MWh depolama kapasitesinde SoC değişimleri

Depolama kapasitesinin baz kapasitenin 2 katına çıkarıldığı batarya depolama sisteminin yıl içerisindeki ortalama SoC değişim değerleri ise Şekil 4.15'te görülmektedir. Grafik incelendiğinde genel olarak hem şarj hem de deşarj derinliğinin daha da azaldığı, dahası batarya başlangıç doluluk oranının en yüksek düzeyde olduğu durumda (SoC başlangıç değerinin 0.8 olması) şarj işleminin hiç gerçekleşmediği görülmüştür. Bu farklılıkların yaşanmasının sebebi, depolama kapasitesinin daha da artmış olmasıdır.



Şekil 4.16. 10 MWh depolama kapasitesinde SoC değişimleri

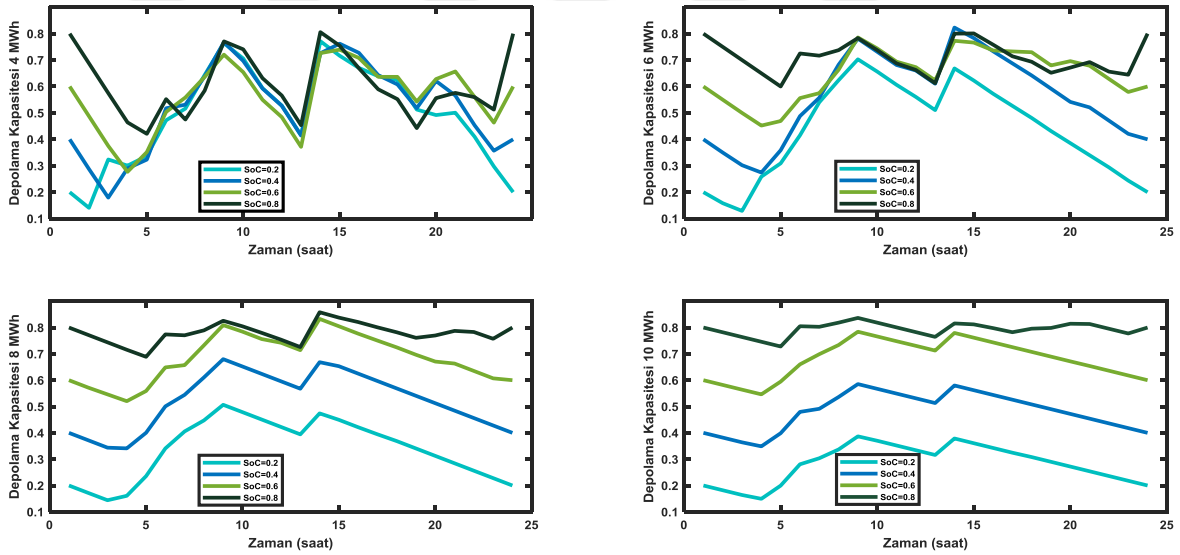
Depolama kapasitesinin 10 MWh olarak belirlendiği batarya depolama sisteminin yıl içerisindeki ortalama SoC değişim değerleri Şekil 4.16’da görülmektedir. Grafik incelendiğinde bir önceki kapasitede gözlenen SoC değişimlerine benzer durumlar yaşandığı, depolama kapasitesinin daha da artmış olması sebebiyle batarya başlangıç doluluk oranının en yüksek düzeyde olmasına ilaveten bir alt kademedeki doluluk oranında olduğu durumlarda (SoC başlangıç değerlerinin 0.6 ve 0.8 olması) şarj işleminin hiç gerçekleşmediği görülmüştür. Bu durumun da, depolama sistemlerinde kapasite artırımının belirli bir üst sınırı olduğunun göstergesi olduğu ifade edilebilmektedir.

4.4.4. Yatırım maliyetine ilişkin hesaplar

Genel itibariyle edinilen sonuçlardan görüleceği üzere; enerji depolama sistemi tarafından piyasa fiyatlarının düşük seviyede seyrettiği zamanlarda şarj işleminin, piyasa fiyatlarının yüksek seyrettiği zamanlarda deşarj işleminin gerçekleşmekte olduğu görülmektedir. Ayrıca enerji depolamanın eğiliminin; uygun fiyatlı enerji kaynağı olarak öncelikli yerel enerji kaynağını (güneş enerji santrali üretimini) kullanıp şarj olması, şebeke yükünün fazla ve piyasa fiyatının yüksek olduğu zamanlarda deşarj olarak enerji ihtiyacını karşılaması yönünde olduğunu söylemek mümkündür. Bu sayede hem pik yük

talebi şebekenin öz kaynağından karşılanarak tedarik sürekliliği sağlanmakta, hem de problemin ana amaç fonksiyonu olan ekonomik optimizasyon sağlanmış olmaktadır.

Önerilen optimizasyon modeli ile amaçlanan işletme maliyeti minimizasyonu sağlanırken diğer yandan böyle bir yatırımı gerçekleştirmenin finansal açıdan makul olup olmadığı da değerlendirilmelidir. Bu sebeple, çalışma kapsamında bataryanın güvenli çalışma aralığında (minimum %10 ve maksimum %90 sınırları dâhilinde) %20, %40, %60 ve %80 batarya doluluk oranlarında ve 4, 6, 8 ve 10 MWh kapasitelerinde belirlenen depolama optimizasyonları gerçekleştirilerek işletme maliyetleri hesaplanmıştır. Gerçekleştirilen optimizasyon çalışmalarında, mali kazancın doğru ve eksiksiz olarak belirlenebilmesi için, batarya depolama sisteminin hangi SoC başlangıç seviyesinde planlama ufkunda çalışmaya başladı ise o seviyedeki SoC değerinde çalışmayı sonlandırması sağlanmıştır.



Şekil 4.17. Farklı depolama kapasitelerinde SoC değerleri değişimleri

Belirlenen depolama kapasitelerinde ele alınan batarya depolama sisteminin yıl boyunca değişen bu SoC değerlerinin değişimleri Şekil 4.17’de verilmiştir. SoC değişim grafiklerinden de görüleceği üzere belirlenen optimizasyon gereği batarya enerji depolama sistemi, gün başlangıcında başladığı şarj seviyesine gün sonunda ulaşmakta ve şarj-deşarj planlamasını bu koşula göre ayarlamaktadır. Bu durumda hesaplanan işletme maliyetleri farklarından kaynaklı karlılıklar Çizelge 4.7’ de verilmiştir.

Çizelge 4.7. Amortisman hesabına esas işletme maliyetinden kaynaklı kazançlar

Kapasite (MWh)	SoC Başlangıç ve Bitiş (%)	Aylık Ortalamalara Göre Hesaplanan İşletme Maliyetlerinden Doğan Karlar (\$/gün)											
		Ocak	Şubat	Mart	Nisan	Mayıs	Haziran	Temmuz	Ağustos	Eylül	Ekim	Kasım	Aralık
4	20	1747.48	2378.01	2719.29	2971.63	3123.42	3801.54	2536.19	3530.65	5252.79	5006.27	4865.13	5405.49
	40	1961.62	2356.15	2881.74	2842.86	3096.71	3778.55	2598.07	4008.03	5389.62	4964.12	4936.13	5442.84
	60	1908.03	2590.93	2896.88	3061.42	3008.58	3791.67	2533.06	3937.67	5377.18	4730.57	4932.57	5350.96
	80	2043.77	2454.63	2671.67	3002.65	3000.87	3676.03	3179.96	4294.77	5731.55	5004.50	4821.74	5260.84
6	20	2384.64	2782.80	3535.26	4070.32	3698.92	4318.07	3687.42	4717.23	6733.70	5795.69	5972.80	6548.92
	40	2599.33	3064.49	3391.33	3941.94	3645.57	4478.61	4165.04	5521.05	6760.37	6136.42	5945.17	6509.18
	60	2309.45	2760.69	3531.28	3569.51	3618.74	4346.66	3713.49	4635.72	6029.18	5613.46	5792.29	6370.48
	80	2536.79	3002.89	3346.94	3799.88	3381.32	4323.83	3996.98	4710.65	6374.36	5673.03	5666.74	6229.42
8	20	2981.79	3530.64	3915.50	4394.12	3880.80	4889.18	3910.95	5016.44	6437.17	6326.17	6618.45	7124.31
	40	2981.79	3530.64	3878.60	4420.62	3990.40	4894.29	4662.10	6015.72	7467.00	6817.32	6618.45	7069.24
	60	2900.82	3503.77	3894.12	4420.62	3838.21	4807.57	4691.41	5052.63	7605.70	6808.64	6518.93	7015.07
	80	2842.07	3352.50	3842.00	4023.30	3773.22	4710.26	3440.29	5550.82	7280.74	6579.64	6324.01	6815.18
10	20	3056.96	3627.23	4023.39	4513.35	4083.83	5019.82	4721.11	5715.42	7791.91	6793.48	6741.26	7267.72
	40	3056.96	3627.23	4023.39	4520.92	4083.83	5019.92	4750.17	6181.18	7789.86	6966.94	6741.26	7267.72
	60	3054.95	3574.46	3958.31	4520.92	4083.83	5019.92	4793.82	6181.18	7791.91	6763.84	6661.98	7194.04
	80	2962.50	3206.39	3907.41	3975.49	3925.89	4941.11	4081.58	5998.88	7530.70	6756.92	6412.61	7015.29

Farklı depolama kapasiteleri ve SoC değerlerinden alınan sonuçlar doğrultusunda, her bir depolama kapasitesinin farklı SoC değerlerinin ortalaması alınarak elde edilen değerlerin yıllık toplamı hesaplanmıştır. Aynı doğrultuda, batarya enerji depolama sisteminin çalışmada belirlenen güç ve kapasite değerlerine karşılık gelen yatırım maliyetlerine ilişkin piyasa araştırması yapılmıştır. Piyasa araştırmalarından elde edilen mali sonuçlara, mevcut durumda şebekede entegre halde bulunan ve toplam kurulu gücü 10.3 MW olan güneş enerji santrallerinin kurulum maliyetleri de dahil edilmiştir. Bu minvalde edinilen mali sonuçlardan yola çıkılarak böyle bir sisteme gerçekleştirilecek yatırımın, başlangıç maliyetini ne kadar sürede karşılayacağı (amortisman süresi) hesaplanmıştır. Mevcut durumda güneş enerji santrallerinin bulunduğu sisteme entegre edilecek batarya enerji depolama sisteminine ilişkin gerçekleştirilen amortisman hesabı sonuçları Çizelge 4.8’de verilmiştir.

Çizelge 4.8. Sistem amortisman hesabı

Depolama Kapasitesi (MWh)	Yatırım Maliyeti (\$)	Kar Miktarı (\$/Yıl)	Amortisman Süresi (Yıl)	10 Yılda Elde Edilecek Net Kar (\$)
4	11.652.500,00	1.344.848,53	8,66	1.795.985,30
6	12.828.500,00	1.640.508,13	7,82	3.576.581,34
8	13.908.500,00	1.832.324,25	7,59	4.414.742,49
10	15.012.500,00	1.913.959,35	7,84	4.127.093,51

Çizelge 4.8’den görüleceği üzere, batarya enerji depolama sistemlerinin başlangıç maliyetlerinin oldukça yüksek olmalarından dolayı, depolama kapasitesinin artmasıyla yıllık işletme maliyetlerinden doğan kazançlar artmış olsa bile, ilk etapta amortisman süresinde bariz azalışlar gözlenmemiştir. Ayrıca, enerji depolama sistemi kapasitesindeki artışla birlikte amortisman süresindeki azalışın aynı doğrusallıkta ilerlemediği görülmüştür. Bu çerçevede amortisman süresinin büyükten küçüğe doğru sıralanışı 4 MWh, 6 MWh, 8 MWh ve 10 MWh kapasitelerinde olması beklenirken bu sıralama 4 MWh, 10 MWh, 6 MWh ve 8 MWh kapasitelerinde olarak değişmiştir. Amortisman hesabına ilişkin çalışmalar biraz daha detaylandırılmak istendiğinde; uzun vadeli yatırımı temsil eden ve 10 yıl olarak hesaplanan durumda yatırım maliyeti düştüğünde geriye kalan net karlar, belirlenen depolama kapasiteleri için hesaplanmıştır. Bu durumda, amortisman süresinin en kısa süre olarak hesaplandığı 8 MWh’lık kapasitede en karlı durum yaşanmıştır. Bu hesaplama ve analizlerden yola çıkılarak, depolama yatırımları gerçekleştirilmeden önce, depolama yatırımı gerçekleştirilecek sistemlerdeki çeşitli parametrelerin dikkate alınarak planlanan vadelerde getirilerine göre kapasite analizlerinin hesaplanmasının kritik önem taşımakta olduğu sonucuna varılabilmektedir.

5. SONUÇ VE ÖNERİLER

Bu çalışmada, elektrik güç sistemlerinde enerji depolama sistemlerinin kullanılmasıyla elektrik piyasalarında yürütülecek enerji alışverişi işlemlerinde, sistemin teknik kısıtları karşılanırken ekonomik anlamda optimum sonuca ulaşılan depolama işletimi optimizasyonu geliştirilmiştir. Bu kapsamda dağıtım sistemi işletmecisinin gün öncesi ve gün içi elektrik piyasalarında gerçekleştirdiği işlemleri temsil eden iki aşamalı stokastik programlama yaklaşımı ele alınmıştır. Problemdeki belirsiz parametreler, Monte Carlo Simülasyonu metodu ile ele alınarak senaryo seçimi gerçekleştirilmiştir. Programlama problemi, Mixed Integer Linear Programming ile modellenerek GAMS aracılığıyla kodlanmış ve CPLEX çözücüsü ile çözülmüştür. Geliştirilen modelleme, güç sistemlerinde gün öncesinde planlanmış üretimlerin ve yüklerin konuşlandırmasını ve gerçek zamanlı işletimde sistemin çift yönlü güç akışına ilişkin süreçleri kapsamakta iken elektrik piyasalarının gün öncesi ve gün içi işletimlerinde gerçekleştirilecek işlemlerde ekonomik optimizasyon sağlamaktadır.

Çalışma ile önerilen yaklaşımın etkinliğini kanıtlamak için gerçekleştirilen benzetim çalışmaları, çift yönlü akışa sahip, aktif bir elektrik dağıtım şebekesinin seçili bir fideri üzerinde aylık kırımlarla ele alınan bir yıllık gerçek üretim, yük ve piyasa fiyat verilerine dayalı olarak uygulanmıştır. Seçili fider, yaklaşık %30 doluluk oranında 32.5 MW kurulu güçte şebeke yüküne karşılık verimlilikleri %60 oranlarını bulan toplamda 10.3 MW kurulu güce sahip 11 adet güneş enerji santralini barındırdığından, öztüketim fazlası enerjinin depolanıp daha sonra kullanılması mantığında gerçekleşen depolama optimizasyonunun etkinliğini net olarak göstermektedir. Depolama optimizasyonu; mevcut sisteme 2 MW gücünde sabit olacak şekilde 4, 6, 8 ve 10 MWh kapasitelerinde batarya depolama sisteminin entegre edildiği varsayılarak gerçekleştirilmiştir. Ayrıca, batarya depolama sistemlerinin %20, %40, %60 ve %80 olmak üzere farklı başlangıç doluluk oranlarında işletimin başlatılarak planlama ufkundaki şarj durumlarının değişimleri de incelenmiştir. Enerji depolama sisteminin kullanılmadığı durumlara kıyasla depolamanın kullanıldığı durumlarda, 4 MWh depolama kapasitesi için yılda ortalama 1.3 milyon dolara varan işletme maliyeti farklarından doğan kazanç hesaplanmış; kapasitenin artırılmasıyla bu karlılık yılda 1.9 milyon dolar değerine ulaşmıştır.

Ayrıca gerçekleştirilecek enerji depolama sistemi yatırımlarına ilişkin gerçekleştirilen amortisman hesaplamalarında, 4 MWh'lik baz kapasitede gerçekleştirilecek yatırımın ortalama 8 yılda amortisman sürecini tamamladığı, depolama kapasitenin artmasıyla başlangıç maliyetinin ve amortisman süresinin artmasına rağmen uzun vadede edinilen karlılıkların arttığı görülmüştür. Bu minvalde uzun vadede baz kapasitenin 2 katı kapasitede en karlı durum görülmüştür. Bu hesaplama ve analizlerden yola çıkılarak, depolama yatırımları gerçekleştirilmeden önce planlanan özellikle uzun vadeli getirilerine göre kapasite analizlerinin hesaplanmasının kritik önem taşımakta olduğu sonucuna varılmıştır.

Yenilenebilir enerji kullanımının daha ucuz ve güvenilir bir moda haline gelmesini sağlayacak olan geleceğin enerji sistemlerinde enerji depolama sistemleri oldukça önemlidir. Bu tez çalışmasından edinilen sonuçlar, çok sayıda yenilenebilir enerji santrallerinin entegre halde bulunduğu sistemlerde; bir diğer ifadeyle çift yönlü enerji akışına sahip elektrik güç sistemlerinde, enerji depolama sistemlerinin işletim optimizasyonu uygulamalarının; ekonomik optimizasyonu sağlamada etkili bir araç olduğunu göstermiştir. Gerçekleştirilecek enerji depolama sistemlerinin amortisman hesaplamalarının sonucu, sistem yatırımcılarının kısa, orta ve uzun vadeli yatırım planlamalarına, enerji depolama yatırımının dâhil edilip edilmeyeceği ya da optimum karlılıkla hangi kapasitede depolama yatırımı gerçekleştirmesinin uygun olduğu kararına varmasına yardımcı olabilir. Çalışmanın sonuçları ayrıca, sistem operatörlerine ekonomik yönden optimum işletim sağlayacak şekilde mevcut sistemlere entegre edilecek enerji depolama sistemlerinin nasıl programlanması gerektiği konusunda bir kılavuz olarak da kullanılabilir. Son olarak, çalışma ile önerilen çerçevenin, bu kapsamda yine gerçek sistemlerde gerçek verilerle yürütülecek; gelecekteki çalışmalar için bir referans noktası olacağı öngörülmektedir.

KAYNAKLAR

- Altuntaş, O., 2019. Eğitim Amaçlı Elektrik Piyasası Simülörünün Geliştirilmesi. Yüksek Lisans Tezi, Marmara Üniversitesi, Fen Bilimleri Enstitüsü, İstanbul. 84s.
- Aneke, M., Wang, M., 2016. Energy Storage Technologies and Real Life Applications – A State of the Art Review. *Applied Energy*, 179: 350–377.
- Arangarajan, V., Amanullah, M.T.O., Jaideep, C., Shafiullah, G., Stojcevski, A., 2015. Role of Energy Storage in the Power System Network. *Renewable Energy and Sustainable Development*, February 2016: 201–225.
- Barcellona, S., Piegari, L., 2020. Effect of Current on Cycle Aging of Lithium Ion Batteries. *Journal of Energy Storage* 29:101310.
- Binder, K. 2005. Monte-Carlo Methods. Johannes Gutenberg Üniversitesi, Fizik Enstitüsü, Mainz.
- Bolat, M., Yavuz, C., Kaya, M. 2021. Investigation of Dual-Functionalized Novel Carbon Supported Sn Material From Corn Stalk For Energy Storage And Fuel Cell Systems On Distributed Generations. *Journal of Materials Science: Materials in Electronics*, s. 1- 15.
- Byrne, R., Nguyen, T., Copp, D., Chalamala, B., Gyuk, I., 2017. Energy Management and Optimization Methods for Grid Energy Storage Systems. *IEEE Access* 6: 13231–60.
- Çıtak, E., Pala, P., 2016. Yenilenebilir Enerjinin Enerji Güvenliğine Etkisi. *Süleyman Demirel Üniversitesi Sosyal Bilimler Enstitüsü Dergisi*. 2016/3, Sayı:25, s.79-102.
- Deng, S. J., and S. S. Oren. 2006. Electricity Derivatives and Risk Management. *Energy* 31 (6–7): 940–53.
- Gonzalez, F., Sumper, A., Bellmunt, O., 2016. Energy Storage in Power Systems. Published 2016 by John Wiley & Sons, Ltd. Cost Models and Economic Analysis. 143-162.
- Farias, H., Canha, L., 2018. Battery Energy Storage Systems (BESS) Overview of Key Market Technologies. *Proceedings of the 2018 IEEE PES Transmission and Distribution Conference and Exhibition - Latin America, T and D-LA 2018*.
- Hiller, F., 2019. Decision Making Under Uncertainty in Electricity Markets. Springer New York Dordrecht Heidelberg London Library, 2010935724.
- Hassenzahl, W. 1989. Superconducting Magnetic Energy Storage. *IEEE Transactions on Magnetics* 25 (2): 750–58.
- Ibrahim, H., A. Ilinca, J. Perron., 2008. Energy Storage Systems-Characteristics and Comparisons. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 12 (5): 1221–50.

- IEA, 2016. Re-Powering Markets: Market Design and Regulation during the Transition to Lowcarbon Power Systems. International Energy Agency Electricity Market Series.
- IRENA, 2015. Battery Storage for Renewables : Market Status and Technology Outlook. Irena, January: 60.
- Johansen, A., 2009. Monte Carlo Methods. International Encyclopedia of Education, Third Edition, 296–303.
- Kaş, R., 2022. Yenilenebilir Enerji Sistemlerinin Bulunduğu Bir Mikroşebekede Enerji Depolama Sistemlerinin Maliyet Optimizasyonu. Yüksek Lisans Tezi, Konya Teknik Üniversitesi, Lisansüstü Eğitim Enstitüsü, Konya. 95s.
- Kim, K., Yoneoka, S., Banatwala, A., Kim, Y., Nam, K., 2018. Handbook on Battery Energy Storage System. Asian Development Bank.
- Krieger, M., Cannarella, J., Arnold, C., 2013. A Comparison of Lead-Acid and Lithium-Based Battery Behavior and Capacity Fade in off-Grid Renewable Charging Applications. Energy 60: 492–500.
- Kroese, P., Brereton, T., Taimre, T., Botev, Z., 2014. Why the Monte Carlo Method Is so Important Today. Wiley Interdisciplinary Reviews: Computational Statistics 6 (6): 386–92.
- Kroese, P., Rubinstein, R., 2012. Monte Carlo Methods. Wiley Interdisciplinary Reviews: Computational Statistics 4 (1): 48–58.
- Xiangjun, L., Wang, S., 2021. Energy Management and Operational Control Methods for Grid Battery Energy Storage Systems. CSEE Journal of Power and Energy Systems 7 (5): 1026–40.
- Mufti, M., Lone, S., Iqbal, S., Ahmad, M., Ismail, M., 2009. Super-Capacitor Based Energy Storage System for Improved Load Frequency Control. Electric Power Systems Research 79 (1): 226–33.
- Özdemir, E., Özdemir, Ş., Erhan, K., Aktaş, A., 2017. Akıllı Şebekelerde Enerji Depolama Uygulamalarının Önündeki Fırsatlar Ve Karşılaşılan Zorluklar. Journal of the Faculty of Engineering and Architecture of Gazi University 32:2 (2017) 499-506.
- Özdemirci, E., 2019. Rüzgar-Batarya Hibrit Sisteminin Piyasa Odaklı Enerji Yönetimi, Doktora Tezi, Fırat Üniversitesi, Fen Bilimleri Enstitüsü, Elazığ, 90s.
- Palizban, O., Kimmo, K., 2016. Energy Storage Systems in Modern Grids—Matrix of Technologies and Applications. Journal of Energy Storage 6 (2015): 248–59.
- Qian, H., Zhang, J., Lai, J., 2010. A Grid-Tie Battery Energy Storage System. 2010 IEEE 12th Workshop on Control and Modeling for Power Electronics, COMPEL 2010, 3.
- Shatnawi, M., Qaydi, N., Aljaberi, N., Aljaberi, M., 2018. Hydrogen-Based Energy Storage Systems: A Review. 7th International IEEE Conference on Renewable Energy Research and Applications, ICRERA 2018 2 (1): 697–700.

- Soori, P., Shetty, S., Chacko, S., 2011. Application of Super Capacitor Energy Storage in Microgrid System. 2011 IEEE GCC Conference and Exhibition, GCC 2011, 581–84.
- Teimourzadeh, S., Tör, O., Cebeci, M., Bara, A., Oprea, S., 2019. A Three-Stage Approach for Resilience-Constrained Scheduling of Networked Microgrids. *Journal of Modern Power Systems and Clean Energy* 7 (4): 705–15.
- Teimourzadeh, S., Tör, O., Cebeci, M., Bara, A., Oprea, S., Kısakürek, M., 2020. Enlightening Customers on Merits of Demand-Side Load Control: A Simple-But-Efficient-Platform, *IEEE Access*, vol. 8, pp. 193238-47.
- Tercan, S., 2022. Enerji Sistemlerinin Planlama Ve İşletmesinde Esnekliğin Enerji Depolama Kullanılarak Artırılmasına Yönelik Yeni Bir Yaklaşımın Geliştirilmesi. Doktora Tezi, Yıldız Teknik Üniversitesi, Fen Bilimleri Enstitüsü, İstanbul. 62s.
- Turgut, M., 2015. Türkiye’de Elektrik Endüstrisinde Deregülasyon Süreci Ve Elektrik Borsasından Sürdürülebilir Beklentiler. *Muhasebe ve Finansman Dergisi*, 68 : 99–112.
- Vazquez, S., Lukic, S., Galvan, E., Franquelo, L., Carrasco, J., 2010. Energy Storage Systems for Transport and Grid Applications. *IEEE Transactions on Industrial Electronics* 57 (12): 3881–95.
- Wannasut, C., Hongesombut, K. 2014. A Study of BESS Application for the Diferral of Power Distribution System Investment. *Proceedings - 2014 International Conference on Information Science, Electronics and Electrical Engineering, ISEEE* 2014 3 : 1624–28.
- Web1, 2023. (Erişim Tarihi: 05.01.2023).
<https://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=26932>
- Web2, 2023. (Erişim Tarihi: 23.01.2023).
<https://www.teias.gov.tr/turkiye-elektrik-uretim-iletim-istatistikleri>
- Web3, 2023. (Erişim Tarihi: 16.11.2022).
<https://www.epias.com.tr/en/day-ahead-market/processes>
- Web4, 2023. (Erişim Tarihi: 07.03.2023).
<https://www.epdk.gov.tr/Detay/Icerik/23-2-3/mevzuat>
- Web5, 2023. (Erişim Tarihi: 11.03.2023).
<https://www.epias.com.tr/en/intra-day-market/orders>
- Web6, 2023. (Erişim Tarihi: 11.03.2023).
<https://www.epdk.gov.tr/detay/icerik/3-0-159-3/yonetmelikler>

Web7, 2023. (Erişim Tarihi: 06.04.2023).

<https://www.e-education.psu.edu/ae868/node/896>.

Web8, 2023. (Erişim Tarihi: 25.04.2023).

https://batteryuniversity.com/index.php/learn/article/what_is_the_c_rate.

Web9, 2023. (Erişim Tarihi: 27.04.2023).

<https://www.gams.com/>.

Xie, Hua, Wei Wang, Weixing Wang, and Lulu Tian. 2022. “Optimal Dispatching Strategy of Active Distribution Network for Promoting Local Consumption of Renewable Energy.” *Frontiers in Energy Research* 10 (March): 1–14. <https://doi.org/10.3389/fenrg.2022.826141>.

Xing, Y., Ma, E., Tsui, E., Pecht, M., 2012. A Case Study on Battery Life Prediction Using Particle Filtering. *Proceedings of IEEE 2012 Prognostics and System Health Management Conference, PHM-2012*, no. May.

Zhang, S., Mishra, Y., Nourbakhsh, G., Ledwich, G., 2013. The Application of BESS in Load Shedding Scheme. *2013 Australasian Universities Power Engineering Conference, AUPEC 2013*, no. October: 1–6.

Zhou, X., Lin, Y., Ma, Y., 2015. The Overview of Energy Storage Technology. *2015 IEEE International Conference on Mechatronics and Automation, ICMA 2015*, 43–48.