

T.C.
YILDIZ TEKNİK ÜNİVERSİTESİ
FEN BİLİMLERİ ENSTİTÜSÜ

**ELEKTRİK DAĞITIM SİSTEMİNDE ELEKTRİKLİ ARAÇ
PARK BÖLGELERİNİN TALEP TARAFIGI ESNEKLİĞİ
DİKKATE ALINARAK OPTİMUM İŞLETİMİ**

İbrahim ŞENGÖR

DOKTORA TEZİ
Elektrik Mühendisliği Anabilim Dalı
Elektrik Tesisleri Programı

Danışman
Doç. Dr. Ozan ERDİNÇ

Ekim, 2019

T.C.
YILDIZ TEKNİK ÜNİVERSİTESİ
FEN BİLİMLERİ ENSTİTÜSÜ

**ELEKTRİK DAĞITIM SİSTEMİNDE ELEKTRİKLİ ARAÇ PARK
BÖLGELERİNİN TALEP TARAĞI ESNEKLİĞİ DİKKATE ALINARAK
OPTİMUM İŞLETİMİ**

İbrahim ŞENGÖR tarafından hazırlanan tez çalışması 24.10.2019 tarihinde aşğıdaki jüri tarafından Yıldız Teknik Üniversitesi Fen Bilimleri Enstitüsü Elektrik Mühendisliği Anabilim Dalı Elektrik Tesisleri Programı **DOKTORA TEZİ** olarak kabul edilmiştir.

Doç. Dr. Ozan ERDİNÇ
Yıldız Teknik Üniversitesi
Danışman

Jüri Üyeleri

Doç. Dr. Ozan ERDİNÇ, Danışman
Yıldız Teknik Üniversitesi

Dr. Öğr. Üyesi Mustafa BAYSAL, Üye
Yıldız Teknik Üniversitesi

Prof. Dr. Önder GÜLER, Üye
İstanbul Teknik Üniversitesi

Doç. Dr. Recep YUMURTACI, Üye
Yıldız Teknik Üniversitesi

Prof. Dr. Hüseyin ÇAKIR, Üye
İstanbul Gelişim Üniversitesi

Danışmanım Doç. Dr. Ozan ERDİNÇ sorumluluğunda tarafımca hazırlanan Elektrik Dağıtım Sisteminde Elektrikli Araç Park Bölgelerinin Talep Tarafı Esnekliği Dikkate Alınarak Optimum İşletimi başlıklı çalışmada veri toplama ve veri kullanımında gerekli yasal izinleri aldığımı, diğer kaynaklardan aldığım bilgileri ana metin ve referanslarda eksiksiz gösterdiğimi, araştırma verilerine ve sonuçlarına ilişkin çarpıtma ve/veya sahtecilik yapmadığımı, çalışmam süresince bilimsel araştırma ve etik ilkelerine uygun davrandığımı beyan ederim. Beyanımın aksinin ispatı halinde her türlü yasal sonucu kabul ederim.

İbrahim ŞENGÖR



Bu tez kapsamında gerçekleştirilen çalışmalarda, 40955593-600/E.850 sayılı veri paylaşımı resmi destek yazısı kapsamında İSPARK tarafından veri desteği sağlanmıştır. Ayrıca, Osmangazi Elektrik Dağıtım Anonim Şirketi (OEDAŞ) tarafından "Şarj İstasyonları ve Elektrikli Araçların Şebekeye Etkisinin İncelenmesi ve Bu Yüklerin Optimize Edilmesi İçin Gerekli Yerli Yazılımın Geliştirilmesi" isimli Enerji Piyasası Düzenleme Kurulu (EPDK) Ar-Ge projesi kapsamında veri desteği ve teknik destek sağlanmıştır.

*Pek Kıymetli Eşim Zeynep Ayşe
ve Sevgili Kızım Sare'ye*



TEŞEKKÜR

Bu tez çalışmasında, varolan otoparkların yerini almasına kesin gözüyle bakılan elektrikli araç park bölgelerinin akıllı şebekeler konsepti kapsamında şebeke işletimine etkisi incelenmiş ve olası olumsuz etkilerinin azaltılmasına yönelik yeni bir şarj planlama stratejisi geliştirilmiştir.

Çalışmalarında ve akademik dünyamda ufkumu açıp bulunduğum noktaya gelmemde büyük emeği olan, enerjisiyle sadece çalışmalarında değil hayatın her alanında beni motive eden, kendisiyle çalışmanın ayrıcalık olduğunu düşündüğüm danışmanım Doç. Dr. Ozan ERDİNÇ'e en içten teşekkürlerimi sunarım. Tez aşaması boyunca çalışmamı geliştirme konusunda bana yol gösteren tez izleme jüri üyeleri Prof. Dr. Önder GÜLER'e ve Dr. Öğr. Üyesi Mustafa BAYSAL'a, kıymetli tecrübelerine her zaman başvurduğum Dr. Öğr. Üyesi Akın TAŞCIKARAOĞLU'na ve Dr. Öğr. Üyesi Sıtkı GÜNER'e, yardımlarını talep ettiğimde geri çevirmeyen Elektrik Yük. Müh. Hasan Özer ERGÜN'e, Arş. Gör. Ayşe Kübra ERENOĞLU'na ve Elektrik Yük. Müh. Alper ÇİÇEK'e teşekkür ederim. Ayrıca, beni bugünlere getiren, kendi ayaklarım üzerinde sapasağlam durmamı sağlayan sevgili aileme teşekkürü bir borç bilirim.

Yıldız Teknik Üniversitesi ailesine katıldığım günden bu yana kendilerinden çok şey öğrendiğim, dostluklarını ve muhabbetlerini çok özlediğim ve daha da özleyeceğim mesai arkadaşlarım Dr. Hasan Can KILIÇKIRAN'a, Doç. Dr. Türker TÜRKER'e, Gürcan YANIK'a ve Dr. Ali AĞÇAL'a destekleri için çok teşekkür ederim.

Son olarak, her konuda beni destekleyen, doktora çalışmalarım boyunca bana katlanan, sevgisini ve ilgisini hiç eksik etmeyen hayat arkadaşım, pek kıymetli eşim Zeynep Ayşe'ye ve çalışmalarım boyunca ayrı kaldığım, eve her gidişimde biraz daha büyüyen kızım Sare'ye sabırları için sonsuz teşekkürlerimi sunarım.

İbrahim ŞENGÖR

İÇİNDEKİLER

SİMGE LİSTESİ	viii
KISALTMA LİSTESİ	xiv
ŞEKİL LİSTESİ	xv
TABLO LİSTESİ	xvii
ÖZET	xviii
ABSTRACT	xx
1 Giriş	1
1.1 Literatür Özeti	2
1.1.1 Tek bir EAPB'nin gün öncesi planlanmasına yönelik literatürün irdelenmesi	2
1.1.2 Tek bir EAPB'nin gerçek zamanlı planlanmasına yönelik literatürün irdelenmesi	3
1.1.3 EAPB'lerin dağıtım sistemi işletimine yönelik literatürün irdelenmesi	5
1.1.4 EAPB'lerin enerji piyasalarında rol almasına yönelik literatürün irdelenmesi	6
1.2 Tezin Amacı	8
1.3 Orjinal Katkılar	8
2 Elektrikli Araçların Tek Bir Park Bölgesi Seviyesinde Sistem İşletimindeki Rolünün İncelenmesi	10
2.1 Gün Öncesi Planlama Tabanlı Optimizasyon Analizi	11
2.1.1 Oluşturulan Yönetim Sisteminin Matematiksel Modeli	11
2.1.2 Test ve Sonuçlar	15
2.2 Gerçek Zamanlı Planlama Tabanlı Optimizasyon Analizi	21
2.2.1 Oluşturulan Yönetim Sisteminin Matematiksel Modeli	22
2.2.2 Test ve Sonuçlar	27

3 Elektrikli Araç Park Bölgelerinin Dağıtım Sistemi İşletimindeki Rolünün İncelenmesi	36
3.1 Oluşturulan Yönetim Sisteminin Matematiksel Modeli	36
3.2 Test ve Sonuçlar	40
3.2.1 Giriş Verileri	40
3.2.2 Benzetim Sonuçları	42
3.3 Geliştirilen Modelin Gerçek Bir Dağıtım Sisteminde Test Edilmesi . . .	47
4 Elektrikli Araçların Güç Sistemi İçerisindeki Rolünde Yeni Yaklaşımlar: Araçtan Şebekeye (V2G) Enerji Aktarımı ve Enerji Piyasasındaki Rolü	51
4.1 Elektrikli Araçtan Şebekeye (V2G) Enerji Aktarımı ve Elektrik Enerji Piyasaları	51
4.2 V2G ve Enerji Piyasası Entegrasyonunun Örnek Bir Benzetim Çalışması ile İrdelenmesi	52
4.2.1 Oluşturulan Yönetim Sisteminin Matematiksel Modeli	53
4.2.2 Test ve Sonuçlar	57
5 Sonuç ve Öneriler	67
A GAMS Kodları	70
A.1 Bir EAPB'nin Gün Öncesi Planlanması için GAMS Kodları	71
A.2 Bir EAPB'nin Gerçek Zamanlı Planlanması için GAMS Kodları	74
A.3 EAPB'lerin Dağıtım Sistemi İşletiminde Gün Öncesi Planlanması için GAMS Kodları	79
A.4 EAPB'lerin Enerji Piyasasına Katılımı için GAMS Kodları	84
Kaynakça	96
Tezden Üretilmiş Yayınlar	103

SİMGE LİSTESİ

A	Aracın Ön Yüzey Alanı [m^2]
b	İletim Hattı Kümesi
C_{al}^{GOP}	Gün Öncesi Piyasasından Alınan Enerjinin Maliyeti [EUR]
C_{sat}^{GOP}	Gün Öncesi Piyasasından Elde Edilen Gelir [EUR]
C_{tuk}^{RE}	Rezerv Piyasasından Tüketici Olarak Elde Edilen Gelir [EUR]
C_{urt}^{RE}	Rezerv Piyasasından Üretici Olarak Elde Edilen Gelir [EUR]
C_x	Sürtünme Katsayısı
C_r	Dönel Sürtünme Katsayısı
$card()$	İlgili Kümenin Kardinalitesi
CE_m^{EA}	m Aracının Şarj Verimliliği
CR_m^{EA}	m Aracının Azami Şarj Oranı [kW]
$CE_{k,m}^{EA}$	k Park Bölgesinde Bulunan m Aracının Şarj Verimliliği
$CR_{k,m}^{EA}$	k Park Bölgesinde Bulunan m Aracının Azami Şarj Oranı [kW]
c	SOS2'de Güç Kaybı Modelindeki Sabit Katsayı
d	SOS2'de Güç Kaybı Modelindeki Sabit Katsayı
$DE_{k,m}^{EA}$	k Park Bölgesinde Bulunan m Aracının Deşarj Verimliliği
$DR_{k,m}^{EA}$	k Park Bölgesinde Bulunan m Aracının Azami Deşarj Oranı [kW]
$E_{s,h}^{GOP,al}$	s Senaryosunda h Saati Süresince Gün Öncesi Piyasasından Satın Alınan Enerji [kWh]
$E_{s,h}^{GOP,sat}$	s Senaryosunda h Saati Süresince Gün Öncesi Piyasasına Satılan Enerji [kWh]
$E_{s,t}^{EAs,al}$	s Senaryosunda t Periyodunda Elektrikli Araçların Satın Aldığı Enerji [kWh]
$E_{k,m,s,t}^{EA,srj}$	s Senaryosunda t Periyodunda k Park Bölgesinde Bulunan m Aracının Toplam Şarj Enerjisi [kWh]

$E_{s,h}^{EAs,tuk}$	s Senaryosunda h Saati Süresince Elektrikli Araçların Tükettiği Toplam Enerji [kWh]
$E_{k,m,s,t}^{EA,dsrj}$	s Senaryosunda t Periyodunda k Park Bölgesinde Bulunan m Aracının Toplam Deşarj Enerjisi [kWh]
$E_{s,h}^{EAs,urt}$	s Senaryosunda h Saati Süresince Elektrikli Araçların Deşarj Ettiği Toplam Enerji [kWh]
$E_{s,t}^{EAs,sat}$	s Senaryosunda t Periyodunda Elektrikli Araçlardan Satılan Enerji [kWh]
$E_{s,h}^{RE,tuk}$	s Senaryosunda t Periyodunda Elektrikli Araçların Tüketici Olarak Teklif Ettiği Enerji [kWh]
$E_{s,h}^{RE,urt}$	s Senaryosunda t Periyodunda Elektrikli Araçların Üretici Olarak Sattığı Enerji [kWh]
$EA_{m,t,h}^{stat}$	m Aracının h Optimizasyon Çevriminin t Periyodundaki Durumu: İstasyonda ise 1, Değilse 0
f_b^{maks}	b Hattının Azami Güç Taşıma Kapasitesi [kW]
$f_{b,v,s,t}$	s ve v senaryolarında t Periyodunda b Hattı Boyunca Akan Gücün Yaklaşık Değeri [kW]
$F_{b,v,s,t}$	s ve v senaryolarında t Periyodunda b Hattı Boyunca Akan Gücün Yaklaşık Değerinin Karesi [kW]
$F_{a,(t)}$	t Periyodunda Araç Üzerine Etki Eden Aerodinamik Kuvvet [N]
$F_{d,(t)}$	t Periyodunda Araç Üzerine Etki Eden Diğer Bozucu Kuvvetler [N]
$F_{g,(t)}$	t Periyodunda Araç Üzerine Etki Eden Yerçekimi Kuvveti [N]
$F_{r,(t)}$	t Periyodunda Araç Üzerine Etki Eden Sürtünme Kuvveti [N]
$F_{t,(t)}$	t Periyodundaki Toplam Çekiş Kuvveti [N]
g	Yerçekimi İvmesi [m/s^2]
g_{EA}	Elektrikli Araç Sahibinin Konfor İsteğini Düzenleyen Ağırlık Katsayısı [0-1]
h	Optimizasyon Çevrimi Kümesi
h_1	Gün Öncesi ve Rezerv Piyasaya Katılım Programının Başlama Saati
h_2	Gün Öncesi ve Rezerv Piyasaya Katılım Programının Bitiş Saati
i	Bara Kümesi

k	Elektrikli Araç Park Bölgesi Kümesi
k_w	w Senaryosunun Gerçekleşme Olasılığı
m	Elektrikli Araç Kümesi
m_v	Aracın Ağırlığı [kg]
N	Yeterince Büyük Bir Pozitif Sayı
n	Portföy Yöneticisi Kümesi
p_s	s Senaryosunun Gerçekleşme Olasılığı
$P_{w,h}^{GOP}$	w Senaryosunda h Saati Süresince Gün Öncesi Piyasası Fiyatları [EUR]
$P_{w,h}^{RE}$	w Senaryosunda h Saati Süresince Rezerv Piyasası Fiyatları [EUR]
$P_i^{f,maks}$	Generatör Tarafından i Barasına Verilebilecek Azami Güç [kW]
$P_{i,v,s,t}^f$	s ve v senaryolarında t Periyodunda i Barasına Sağlanan Toplam Aktif Güç [kW]
$P_{i,v,s,t}^{f,yuk}$	s ve v senaryolarında t Periyodunda i Barasına Bağlı Yükleri Beslemek için Sağlanan Toplam Aktif Güç [kW]
$P_{(t)}$	t Periyodundaki Elektriksel Güç [W]
$P_{v,(t)}$	t Periyodundaki Mekanik Güç [W]
$P_{b,v,s,t}^{kyp}$	s ve v senaryolarında t Periyodunda b Hattı Üzerinde Meydana Gelen Toplam Aktif Güç Kaybı [kW]
$P_{v,s,t}^{geri,sbk}$	s ve v senaryolarında t Periyodunda Şebekeye Verilen Güç [kW]
$P_{r,v,s,t}^{blg,top}$	s ve v senaryolarında t Periyodunda r Bölgesinin Talep Ettiği Toplam Aktif Güç [kW]
$P_{r,n,v,s,t}^{PY}$	s ve v senaryolarında r Bölgesindeki n Portföy Yöneticisinin t Periyodundaki Gücü [kW]
$P_{r,n,k,v,s,t}^{EAPB}$	s ve v senaryolarında r Bölgesindeki n Portföy Yöneticisi Altındaki k Park Bölgesinin t Periyodundaki Gücü [kW]
$P_{r,n,k,m,v,s,t}^{EA,Srj}$	s ve v senaryolarında r Bölgesindeki n Portföy Yöneticisi Altındaki k Park Bölgesinde Şarj Olan m Elektrikli Aracının t Periyodundaki Şarj Gücü [kW]
$P_{v,t}^{FV,top}$	v Senaryosunda t Periyodunda Fotovoltaik Sistemden Sağlanan Toplam Güç [kW]
$P_{s,t}^{sebeke}$	s Senaryosunda t Periyodunda Şebekeden Çekilen Güç [kW]

P_t^{sebeke}	t Periyodunda Şebekeden Çekilen Güç [kW]
P_t^{ref}	t Periyodundaki Referans Güç [kW]
$P_{t,s}^{ref}$	s Senaryosunda t Periyodundaki Referans Güç [kW]
P_t^{PGS}	Talep Cevabı Programı Süresince t Periyodunda Dağıtım Sistemi Operatörü Tarafından Talep Edilen Pik Güç Sınırlama Miktarı [kW]
P_t^{tlp}	Talep Cevabı Programı Süresince t Periyodunda Dağıtım Sistemi Operatörü Tarafından Azaltılması Talep Edilen Güç Miktarı [kW]
$P_{m,t}^{EA,Srj}$	m Aracının t Periyodundaki Şarj Gücü [kW]
$P_{s,m,t}^{EA,Srj}$	s Senaryosunda m Aracının t Periyodundaki Şarj Gücü [kW]
$P_{k,m,s,t}^{EA,Srj}$	s Senaryosunda k Park Bölgesindeki m Aracının t Periyodundaki Şarj Gücü [kW]
$P_{k,m,s,t}^{EA,Dsrj}$	s Senaryosunda k Park Bölgesindeki m Aracının t Periyodundaki Deşarj Gücü [kW]
$P_{r,n,k,m,v,s,t}^{EA,Srj}$	s ve v senaryolarında r Bölgesindeki n Portföy Yöneticisi Altındaki k Park Bölgesinde Şarj Olan m Elektrikli Aracının t Periyodundaki Şarj Gücü [kW]
$P^{sebeke,ort}$	Şebekeden Çekilen Ortalama Güç [kW]
$P_s^{sebeke,ort}$	s Senaryosunda Şebekeden Çekilen Ortalama Güç [kW]
$P^{sebeke,maks}$	Şebekeden Çekilen Azami Güç [kW]
$P_s^{sebeke,maks}$	s Senaryosunda Şebekeden Çekilen Azami Güç [kW]
r	Bölge Kümesi
s	Senaryo Kümesi
$SoE_m^{EA,tlp}$	m Aracının Ayrılış Zamanında Talep Ettiği Batarya Enerji Seviyesi [kWh]
$SoE_{s,m}^{EA,tlp}$	s Senaryosunda m Aracının Ayrılış Zamanında Talep Ettiği Batarya Enerji Seviyesi [kWh]
$SoE_{m,t}^{EA}$	m Aracının t Periyodundaki Batarya Enerji Seviyesi [kWh]
$SoE_{k,m,s,t}^{EA}$	s Senaryosunda k Park Bölgesindeki m Aracının t Periyodundaki Batarya Enerji Seviyesi [kWh]
$SoE_{s,m,t}^{EA}$	s Senaryosunda m Aracının t Periyodundaki Batarya Enerji Seviyesi [kWh]

$SoE_{r,n,k,m,v,s,t}^{EA}$	s ve v senaryolarında r Bölgesindeki n Portföy Yöneticisi Altındaki k Park Bölgesinde Şarj Olan m Elektrikli Aracının t Periyodundaki Batarya Enerji Seviyesi [kWh]
SoE_m^{bas}	m Aracının Parklanma Bölgesine Geldiğinde Sahip Olduğu Batarya Enerji Seviyesi [kWh]
$SoE_{s,m}^{bas}$	s Senaryosunda m Aracının Park Bölgesine Geldiğinde Sahip Olduğu Batarya Enerji Seviyesi [kWh]
$SoE_m^{EA,max}$	m Aracının Azami Batarya Enerji Seviyesi [kWh]
$SoE_m^{EA,min}$	m Aracının Asgari Batarya Enerji Seviyesi [kWh]
$SoE_{k,m}^{bas}$	m Aracının k Park Bölgesine Geldiğinde Sahip Olduğu Batarya Enerji Seviyesi [kWh]
$SoE_{k,m}^{EA,max}$	k Park Bölgesindeki m Aracının Azami Batarya Enerji Seviyesi [kWh]
$SoE_{k,m}^{EA,min}$	k Park Bölgesindeki m Aracının Asgari Batarya Enerji Seviyesi [kWh]
t	Zaman Kümesi
T_m^A	m Aracının Varış Zamanı
$T_{s,m}^A$	s Senaryosunda m Aracının Varış Zamanı
$T_{k,m,s}^A$	s Senaryosunda m Aracının k Park Bölgesine Varış Zamanı
$T_{r,n,k,m,s}^A$	s Senaryosunda m Aracının r Bölgesindeki n Portföy Yöneticisi Altındaki k Park Bölgesine Varış Zamanı
T_m^D	m Aracının Ayrılış Zamanı
$T_{s,m}^D$	s Senaryosunda m Aracının Ayrılış Zamanı
$T_{k,m,s}^D$	s Senaryosunda m Aracının k Park Bölgesinden Ayrılış Zamanı
$T_{r,n,k,m,s}^D$	s Senaryosunda m Aracının r Bölgesindeki n Portföy Yöneticisi Altındaki k Park Bölgesinden Ayrılış Zamanı
T^E	Talep Cevabı Programı Bitiş Periyodu
T^S	Talep Cevabı Programı Başlama Periyodu
t_{arr_i}	İlgili Aracın Varış Zamanı ($i=1,2,3,...$)
t_{dep_i}	İlgili Aracın Ayrılış Zamanı ($i=1,2,3,...$)
t_{dur_i}	İlgili Aracın Park Bölgesinde Kalma Süresi ($i=1,2,3,...$)
$u_{k,m,s,t}^{EA}$	s Senaryosunda k Park Bölgesindeki m Aracının t Periyodundaki Şarj/Deşarj Kararını Veren İkili Sayı Sistemi (Binary) Değişken (1 ya da 0)

$u_{v,s,t}^{sbbk}$	s ve v senaryolarında t Periyodunda Şebekeden Güç Alış Verişini Kontrol Eden İkili Sayı Sistemi (Binary) Değişken (1 ya da 0)
$TR_{s,h}^{EA,srj}$	s Senaryosunda h Saati Süresince Elektrikli Araçların Toplam Şarj Enerjisi [kWh]
$TR_{s,h}^{EA,dsrj}$	s Senaryosunda h Saati Süresince Elektrikli Araçların Toplam Deşarj Enerjisi [kWh]
v	Fotovoltaik Sisteminin Üretim Senaryosu Kümesi
$v_{(t)}$	Aracın t Periyodundaki Hızı
w	Piyasa Fiyatları Senaryosu Kümesi
X_p	Lineer Yaklaşımda Kullanılan, p Noktasının X Koordinatı
Y_p	Lineer Yaklaşımda Kullanılan, p Noktasının Y Koordinatı
$z_{b,v,s,t,p}$	Lineer Yaklaşımda Kullanılan, SOS2 Değişkenleri
α	Yolun Eğimi [rad]
ΔT	h Optimizasyon Çevriminin Zaman Çözünürlüğü
η_d	Aracın Sürüş Verimliliği
π_s	s Senaryosunun Gerçekleşme Olasılığı
π_v	v Senaryosunun Gerçekleşme Olasılığı
ρ	Hava Yoğunluğu [kg/m^3]
$Weibull(\alpha, \beta)$	Weibull Şekil ve Ölçek Parametreleri

KISALTMA LİSTESİ

BSO	Bağımsız Sistem Operatörü
EA	Elektrikli Araç
EAPB	Elektrikli Araç Park Bölgesi
EPIAŞ	Enerji Piyasaları İşletme A.Ş.
DR	Talep Cevabı (Demand Response)
DSO	Dağıtım Sistem Operatörü
FV	Fotovoltaik
GÖP	Gün Öncesi Piyasası
İSPARK	İstanbul Otopark İşletmeleri Tic. A.Ş.
PB	Park Bölgesi
PO	Park Operatörü
PGS	Pik Güç Sınırlama
PY	Portföy Yöneticisi (Aggregator)
RE	Rezerv Piyasa
SoE	Batarya Enerji Durumu (State-of-energy)
TEİAŞ	Türkiye Elektrik İletim A.Ş.
V2G	Araçtan Şebekeye (Vehicle-to-grid) Enerji Aktarımı
YF	Yük Faktörü

ŞEKİL LİSTESİ

Şekil 2.1	Geliştirilen EAPB yönetim yapısı	10
Şekil 2.2	Araç üzerine etki eden kuvvetler	11
Şekil 2.3	Üretilen senaryolar için referans güç profilleri	17
Şekil 2.4	Üretilen senaryolara göre EA'ların varış zamanları dağılımı	17
Şekil 2.5	EAPB'nin her bir senaryoda şebekeden çektiği toplam gücün değişimi (Durum-4)	18
Şekil 2.6	EAPB'nin her bir durum çalışmasında şebekeden çektiği toplam gücün değişimi (Senaryo-4)	19
Şekil 2.7	Senaryo-1 için 9 numaralı Volkswagen E-Golf aracına ait SoE seviyesi değişimi ve şebekeden çekilen güç (Durum-5)	20
Şekil 2.8	EAPB'nin işletiminde pik güç azaltımı olmamasının etkisi (Durum-8, 9 ve 10)	20
Şekil 2.9	Gerçek zamanlı optimizasyon algoritması akış şeması	22
Şekil 2.10	EAPB'ye gelen araç sayısının örnek bir gün içindeki dağılımı	23
Şekil 2.11	EAPB'ye gelen araçların ortalama kümülatif dağılımı ile en uygun Weibull kümülatif dağılım karşılaştırması	24
Şekil 2.12	Araçların otoparka varış zamanlarına bağlı olarak kalma sürelerinin dağılımı	24
Şekil 2.13	EA'ların varış/ayrılış zamanları	28
Şekil 2.14	EAPB'ye gelen EA'ların başlangıç SoE değerleri	29
Şekil 2.15	Değerlendirilen 2 senaryo için EAPB referans güç profilleri	29
Şekil 2.16	Senaryo-1 için EAPB'nin farklı çevrimlerde şebekeden çekeceği güç profilleri	31
Şekil 2.17	EV1 aracına ait farklı çevrimlerde gerçekleşen şarj gücü profili	32
Şekil 2.18	Farklı EA'ların şarj işlemleri süresince SoE değişimleri	32
Şekil 2.19	Oluşturulan iki senaryo için EAPB'nin güç profili (DR programı mevcut değil)	32
Şekil 2.20	EAPB'nin farklı PGS miktarları altındaki güç profili (Çevrim 12:00)	33
Şekil 2.21	EAPB'nin farklı PGS periyotları altındaki güç profili (Çevrim 10:00)	33
Şekil 2.22	Bir EA'nın farklı PGS miktarları altındaki şarj profili (Çevrim 10:30)	34

Şekil 3.1	Geliştirilen bölgesel PY tabanlı EAPB enerji yönetim stratejisi blok şeması	37
Şekil 3.2	5 baralı test sistemi	41
Şekil 3.3	Bölge 2'deki FV üretim birimini 4 senaryoya göre günlük güç üretim profili	41
Şekil 3.4	Bölge-1'in bağlı olduğu baradaki güç dengesi (Durum-4)	43
Şekil 3.5	Bölgelerin güç tüketimi (Durum-3)	43
Şekil 3.6	1 numaralı baradaki enerji tüketimi (Durum-2, Durum-4 ve Durum-5)	44
Şekil 3.7	Güneşli ve bulutlu gün senaryolarının sistem işletimine etkisi	44
Şekil 3.8	Güneşli ve bulutlu gün senaryolarının hatlardaki saatlik enerji kaybına etkisi	45
Şekil 3.9	PGS miktarının hatlardaki enerji kaybına etkisi	45
Şekil 3.10	Geliştirilen modelin test edildiği dağıtım sistemi bölgesinin tek hat şeması	47
Şekil 3.11	Toplam kayıpların farklı durum çalışmaları altında değişimi (Güneşli gün senaryosu)	49
Şekil 3.12	Generatör barasından temin edilen gücün farklı durum ve gün senaryoları altındaki değişimi	49
Şekil 3.13	Hatlar üzerinde gerçekleşen güç akışları Durum-2: 100 kW PGS (Güneşli gün)	50
Şekil 3.14	Hatlar üzerinde gerçekleşen güç akışları Durum-2: 100 kW PGS (Bulutlu gün)	50
Şekil 4.1	Geliştirilen sistemin yapısı	53
Şekil 4.2	EAPB1'e gelen EA'ların varış/ayrılış zamanları dağılımı	58
Şekil 4.3	Türkiye günlük GÖP fiyatları senaryoları	59
Şekil 4.4	Türkiye günlük RE piyasa fiyatları senaryoları	59
Şekil 4.5	Finlandiya günlük GÖP fiyatları senaryoları	59
Şekil 4.6	Finlandiya günlük RE piyasa fiyatları senaryoları	60
Şekil 4.7	GÖP ve RE piyasalarından alınan/satılan güç miktarları (Durum-10, Senaryo-1)	63
Şekil 4.8	Durum-3 ve Durum-9'daki güç miktarları (Senaryo-3)	64
Şekil 4.9	Durum-2, Durum-5, Durum-8, ve Durum-11'de WO8 numaralı EA'nın SoE değişimi (Senaryo-1)	65
Şekil 4.10	Durum-1, Durum-2, Durum-3, Durum-4, Durum-5, ve Durum-6'da EA'ların şarj işlemi için güç tüketim profilleri (Senaryo-4)	65
Şekil 4.11	Durum-4 ve Durum-10'da EA'ların şarj işlemi için güç tüketim profili ve satılan enerji miktarı (Senaryo-1)	66

TABLO LİSTESİ

Tablo 2.1	Gün öncesi planlama tabanlı model için adlar dizgisi	12
Tablo 2.2	Değerlendirilen EA'ların elektriksel özellikleri	16
Tablo 2.3	Şarj modlarının elektriksel özellikleri	16
Tablo 2.4	Senaryo üretiminde kullanılan sürüş profilleri	16
Tablo 2.5	Durum çalışmalarının karşılaştırmalı sonuçları	21
Tablo 2.6	Farklı dağılım fonksiyonlarına göre gelen araçlar için eğri uydurma sonuçlarının karşılaştırması	23
Tablo 2.7	Gerçek zamanlı planlama tabanlı model için adlar dizgisi	26
Tablo 2.8	Değerlendirilen EA modellerinin elektriksel özellikleri	29
Tablo 2.9	Senaryo-1'de değerlendirilen durum çalışmalarının karşılaştırmalı sonuçları	34
Tablo 2.10	Senaryo-2'de değerlendirilen durum çalışmalarının karşılaştırmalı sonuçları	34
Tablo 3.1	Dağıtım sistemindeki EAPB'lerin şarj planlaması modeli için adlar dizgisi	37
Tablo 3.2	Değerlendirilen durum çalışmalarının karşılaştırmalı sonuçları	46
Tablo 3.3	Örnek yük faktörü iyileşme oranları	46
Tablo 3.4	Değerlendirilen EA modellerinin elektriksel özellikleri	48
Tablo 3.5	Toplam hat kayıplarının farklı durum analizlerindeki değişimi . . .	50
Tablo 4.1	EAPB-PY'lerin enerji piyasasında rol olması için oluşturulan modelin adlar dizgisi	53
Tablo 4.2	Değerlendirilen durum çalışmalarının karşılaştırmalı sonuçları [EUR]	61
Tablo 4.3	Değerlendirilen durum çalışmalarının enerji açısından karşılaştırmalı sonuçları	63

Elektrik Dağıtım Sisteminde Elektrikli Araç Park Bölgelerinin Talep Tarafı Esnekliği Dikkate Alınarak Optimum İşletimi

İbrahim ŞENGÖR

Elektrik Mühendisliği Anabilim Dalı
Doktora Tezi

Danışman: Doç. Dr. Ozan ERDİNÇ

Kullanmakta olduğumuz geleneksel elektrik şebekesinin karşı karşıya kaldığı işletimsel problemler ve elektrik enerjisi üretiminde hala büyük ölçüde kullanılan hazır yakıtların tükenme sorunu nedeniyle yeni nesil modern elektrik şebekesine olan gereksinim son yıllarda gittikçe artmıştır. Gelişen teknoloji ile birlikte, kullanılmakta olan içten yanmalı motorlu taşıtların yerini almasına kesin gözüyle bakılan elektrikli araçların şarj gereksinimlerinin günümüz elektrik şebekesini olumsuz etkileyeceği aşîkardır. Akıllı şebeke konsepti sayesinde, yeni nesil yükler olan elektrikli araçların artan şarj gereksinimleri enerji yönetimi algoritmaları kullanılarak etkin bir şekilde karşılanabilir. Hatta sistem operatörüne işletme esnekliği sağlayabilecek bu yüklerin kontrol edilmesi fikri dünya çapında birçok araştırmacıyı motive etmiştir.

Bu tez kapsamında, elektrikli araç park bölgelerinin şarj yönetimine ilişkin sistem operatörüne esneklik sağlayacak şekilde yeni bir şarj planlama algoritması geliştirilmiştir. Geliştirilen yöntemde, elektrikli araçların park bölgesine varış/ayrılış zamanlarına ilişkin belirsizlikler önce senaryo tabanlı stokastik olarak, daha sonra gerçek bir otoparka ait geçmiş araç varış/ayrılış verileri kullanılarak modellenmiştir. Öncelikle tek park bölgesinin hem gün öncesi hem de gerçek zamanlı planlanması odaklı analizi gerçekleştirilmiştir. Sonrasında bahsi geçen park bölgelerinin dağıtım sistemi işletimine etkisinin gün öncesi planlama tabanlı analizi güç akışı ve yenilenebilir enerji tabanlı üretim birimleri dikkate alınarak gerçekleştirilmiştir. Park bölgelerinin şarj işlemlerinin planlanması için geliştirilen modellerin hepsinde, sistem operatörüne ayrıca esneklik sağlayacak pik gücü azaltma ve sınırlama tabanlı talep

cevabı programı modele entegre edilmiştir. Son olarak elektrikli araçların araçtan şebekeye (vehicle-to-grid, V2G) enerji akışı özelliği sayesinde enerji piyasasında dolaylı olarak rol alabileceği yeni bir optimal teklif verme stratejisi oluşturulmuştur. Geliştirilen modeller farklı durum çalışmaları altında kapsamlı bir şekilde analiz edilmiş ve doğruluğu ortaya konmuştur.

Anahtar Kelimeler: Elektrikli araçlar, enerji yönetimi, lineer programlama, talep cevabı, talep tarafı esnekliği



Optimum Operation of Electric Vehicle Parking Lots Considering Demand Side Flexibility in Electric Distribution System

İbrahim ŞENGÖR

Department of Electrical Engineering
Doctor of Philosophy Thesis

Advisor: Assoc. Prof. Dr. Ozan ERDİNÇ

Due to the operational problems faced by the traditional electricity grid we are currently using, and the problem of the depletion of fossil-based resources which are still extensively used in electric power generation, the need for a modern electricity grid has been increasing in recent years. With the developing technology, it is obvious that the charging requirements of the electric vehicles which are expected to replace the internal combustion engine vehicles will adversely affect the existing electricity grid. Thanks to the smart grid concept, the increased charging requirements of electric vehicles, one of the new generation loads, can be effectively handled by energy management algorithms. In fact, the idea of controlling these loads, which can provide operating flexibility to the system operator, has motivated many researchers around the world.

In the scope of this thesis, a new charging scheduling algorithm is developed to provide flexibility to the system operator regarding the management of the charging process of electric vehicles in parking lots. In the developed algorithm, the uncertainties regarding arrival/departure times of electric vehicles are initially modeled via a scenario-based stochastic approach and then by using historical vehicle arrival/departure data of a parking lot to be more realistic. Firstly, the analysis of a single parking lot focused on both day-ahead and real-time scheduling is performed. Then, day-ahead planning based analysis of the effect of the mentioned parking lots on distribution system operation is carried out by considering power flow between the regions and photovoltaic based renewable energy production units. Moreover,

peak power reduction and peak power limitation-based demand response programs are integrated into the model to provide further operational flexibility to the system operator in all developed models for the charging transactions of parking lots. Last but not least, a new optimal bidding strategy is developed in which electric vehicles can play an indirect role in the electricity markets thanks to its vehicle-to-grid (V2G) feature. The devised models are tested under different case studies in order to reveal the effectiveness of them.

Keywords: Demand response, demand side flexibility, electric vehicle, energy management, linear programming



1

Giriş

Elektrik enerjisi sektörünün, gözle görülür bir şekilde artan ve artmaya devam eden elektrik enerjisi talebinin verimli ve ekonomik bir şekilde karşılanabilmesi için önemli ölçüde yenilenmesi gerekmektedir. Özellikle, çevresel kaygılardan dolayı üretim tarafında yenilenebilir enerji sistemlerinin sayısının artması, talep tarafında olduğu gibi üretim tarafında da belirsizliklere neden olmaya başlamıştır.

Bu bağlamda, talep tarafı modern güç sisteminin işletiminde esneklik kaynağı olarak görülmeye başlanmış ve akıllı şebekeler ile birlikte önemli bir çalışma alanı haline gelmiştir [1]. Akıllı şebeke kavramının sağladığı diğer bir yenilik ise elektrikli araçların (EA) günlük hayatta kaçınılmaz olan yaygınlaşmasını kolaylaştırmasıdır. EA'ların, daha az sera gazı salınımına neden olması ve fosil yakıtların azalması nedeniyle son on yılda kullanımı ivmelenerek artmıştır. Yayımlanan bir rapora göre [2], 2010 yılında toplam sera gazı salınımının %14'ü ulaşım sektöründen kaynaklanmıştır ve bu oranın 2050 yılında iki katına çıkması beklenmektedir. Yine başka bir rapor [3] bu değerleri destekler nitelikte olup, 2017 yılında toplam sera gazı salınımının %23'ünün ulaşım sektöründen kaynaklandığı öne sürülmüştür. Bunların yanında, hâlihazırda dünya genelindeki EA sayısının 2 milyonun üzerinde olduğu rapor edilmiştir [3]. Yine başka bir rapora göre 2040 yılında toplam hibrit EA ve batarya EA sayısının 150 milyonu aşması beklenmektedir [4]. Artan EA sayısı beraberinde getirdiği önemli avantajlarla birlikte güç sistemi açısından da çözülmesi gereken önemli sorunlara neden olmaktadır. Şarj için ihtiyaç duyduğu güç ve şarj olacağı konum açısından belirsizlikler içeren EA'ların, güç sisteminde önemli oranda arz-talep dengesizliğine neden olması kaçınılmaz bir sonudur. Sonuç olarak, bahsedilen kaygıların giderilmesi amacıyla EA şarj işlemlerinin enerji yönetim stratejileri vasıtasıyla koordine edilmesi, EA sayısına bağlı olarak yakın gelecekte artması muhtemel olan EA park bölgelerinin (EAPB) de enerji yönetimi anlayışını beraberinde getirmesi öngörülmektedir [5], [6].

1.1 Literatür Özeti

Son yıllarda, EAPB'lerde EA şarj işlemlerinin planlanması üzerine gerçekleştirilen çalışmalar dünyadaki araştırmacılar tarafından dikkat çeken bir konu haline gelmiştir. Bu bölümde mevcut literatür farklı açılardan ele alınacak ve tez çalışmasının üstünlükleri ortaya konulacaktır.

1.1.1 Tek bir EAPB'nin gün öncesi planlanmasına yönelik literatürün irdelenmesi

Shafie-khah vd. [7], teşvik tabanlı ve fiyat tabanlı talep cevabı (Demand Response-DR) programlarının ikisini de göz önünde bulundurarak bir EAPB'nin şarj işlemlerini optimum şekilde planlayan bir model öne sürmüşlerdir. Önerilen modelde, EA'ların şarj istasyonlarına geliş zamanlarının belirsizliği ve enerji piyasası dikkate alınmış ve amaç fonksiyonu park bölgesinin (PB) kazancının azami seviyeye çıkarılması olarak belirlenmiştir. Gerçekleştirilen çalışmada, güç sistemi bileşenlerinin verimli bir şekilde ve en yüksek kapasitede kullanılmasına imkân sağlayan yük faktörü (YF) dikkate alınmamıştır. Referanslar [8] ve [9]'da EAPB'nin optimum şarj koordinasyonu incelenmiştir. [8] numaralı çalışmada güç kayıpları ve gerilim profili dikkate alınırken, [9]'da dağıtım sisteminde güvenilirliğin artırılması hedeflenmiştir. Önerilen her iki modelde de farklı DR programları dikkate alınmış olsa da, EA davranışlarının belirsizliği ve YF göz ardı edilmiştir. Referans [10], güç sisteminin kısıtlarına ilişkin belirsizlikleri dikkate alarak EAPB'lerin dağıtım sisteminde en uygun konumlandırılmasını değerlendirmiştir. Bu çalışmada da YF'nin önemine ve DR programlarının herhangi birisine değinilmemiştir. Akhavan-Rezai vd. [11]'de EAPB'nin DR programlarına katılımını arttırmak için gerçek zamanlı bir enerji yönetim stratejisi sunmuşlardır. Önerilen modelin amacı, aktarılan gücü azami seviyeye çıkarırken enerji maliyetini asgari seviyede tutmaktır. EA'ların PB'ye varış zamanları ve enerji talepleri senaryo tabanlı olarak dikkate alınmış, fakat günlük işletmede YF göz ardı edilmiştir. Jannati ve Nazarpour [12]'de yerel üretim birimleri ve yenilenebilir enerji sistemi içeren bir PB için optimum enerji yönetimini sağlayan bir model geliştirmişlerdir. Gerçekleştirilen bu çalışmada; ana şebekenin maliyetinin asgari seviyede tutmak amaçlanmış olup, yerel üretim birimleri ile EA şarj/deşarj maliyetleri farklı durum analizleri altında incelenmiştir. Öte yandan, EA sahiplerinin davranışlarına ilişkin araçların PB'ye geliş zamanlarının belirsizliği ve YF dikkate alınmamıştır. Referans [13]'te de bir PB'de EA şarj işlemlerini düzenleyen bir yönetim sistemi modellenmemiştir. Gerçekleştirilen modelde EA'ların şarj önceliği, araçların PB'ye geliş saatleri ve sahip oldukları batarya enerji seviyelerine (State-of-energy, SoE) göre belirlenmiş olup, güç sistem kısıtları ve DR programları dikkate alınmamıştır. Heydarian-Forushani vd. [14], stokastik programlama yaklaşımı ile iki seviyeli bir

enerji yönetim stratejisi geliştirmişlerdir. Gerçekleştirilen çalışmada, yenilenebilir enerji sistemlerinin doğası gereği belirsiz olan üretim dengesizliği, DR programları, enerji depolama sistemleri ve EAPB'ler gibi esneklik sağlayan bileşenler dikkate alınmıştır. Fakat diğer güç sistem bileşenlerinin verimli kullanılmasına imkân sağlayan YF dikkate alınmamıştır. Farzin vd. [5] tarafından yenilenebilir enerji tabanlı bir dağıtım sisteminin arıza esnasındaki güvenilirliğinin artırılması araştırılmıştır. Gerçekleştirilen bu çalışmada, EAPB'ler araçtan şebekeye (Vehicle-to-grid, V2G) enerji aktarma özelliğinden dolayı güç kaynağı olarak dikkate alınmıştır. EA sahiplerinin şarj davranışları gerçek veriler ışığında dikkate alınmış, fakat YF ve DR uygulamaları göz ardı edilmiştir. Zhang ve Li [15] gerçekleştirdikleri çalışmada bir ticarethane yanında bulunan EAPB'nin günlük şarj işlemleri ile evsel bölgede bulunan EAPB'nin gecelik şarj işlemlerini karşılaştırarak enerji maliyetine olan etkisini araştırmışlardır. Dinamik programlama çerçevesinde EA'ların varış ve ayrılış zamanlarının belirsizliği dikkate alınmış olup, EA şarj işlemleri süresince YF ve DR uygulamaları dikkate alınmamıştır. Awad vd. [16] güneş tabanlı yenilenebilir enerji sistemi ve enerji depolama sistemi içeren EAPB'de şarj işlemleri için en iyi fiyatlandırılmayı sağlaması amacıyla bir enerji yönetim modeli önermişlerdir. Çalışmadaki temel amaç teknik kısıtlamaları da dikkate alarak EA şarjından azami kazanç sağlamaktır. Fakat işletim boyunca YF ve herhangi bir DR programı çalışma kapsamında değerlendirilmemiştir.

1.1.2 Tek bir EAPB'nin gerçek zamanlı planlanmasına yönelik literatürün irdelenmesi

Mirzaei vd. [17], EAPB'lerin şarj/deşarj işlemlerinin programlanması ile birlikte EAPB'lerin optimum kapasitelerini ve konumlarını belirlemek için bir model sunmuşlardır. EA'larla ilgili belirsizliklerin modellenmesi çalışmanın ana katkısıdır, ancak önerilen model gerçek zamanlı optimizasyon bağlamında gerçekleştirilmemiştir. Ayrıca, YF veya herhangi bir DR programı bu çalışma kapsamında incelenmemiştir. Shafie-khah vd. [7] EAPB'lerin elektrik piyasalarındaki optimum operasyonel davranışını incelemişlerdir. Dahası, hem teşvik tabanlı hem de fiyat tabanlı DR, EA'ların stokastik yapısı ile birlikte ele alınmıştır. Bununla birlikte, ilgili çalışmada optimizasyon modeli gerçek zamanlı planlama tabanlı olarak modellenmemiş ve YF dikkate alınmamıştır. Mathur vd. [18], EA'ların şarj işlemlerinin optimal zamanlamasını sağlayacak bir algoritma önermişlerdir. Ayrıca, fotovoltaiik (FV) tabanlı yenilenebilir enerji sistemi de modele dahil edilmiştir. Gerçek zamanlı planlama tabanlı bir algoritma olmamasının yanı sıra, DR programları ve YF bu çalışmada ele alınmamıştır. Çalışma [19]'da, FV üretimi, enerji depolama sistemi ve EA şarj istasyonu arasındaki enerji akışını düzenlemek için merkezi olmayan bir enerji yönetim sistemi önerilmiştir. Bununla birlikte, önerilen model konuyu EAPB

açısından değerlendirmemiş ve DR programları ihmal edilmiştir. Honarmand vd. [20], bir mikro şebeke ortamında enerji kaynakları ve EA'ların şarj programlaması için bir yönetim sistemi geliştirmişlerdir. Bu çalışmada, EA'lara ilişkin belirsizlikler rastgele elde edilmiştir ve bu gerçeğe uzak bir yaklaşımdır. Ayrıca, ilgili çalışma kapsamında YF ve dağıtım sistem operatörüne (DSO) esneklik sağlayan talep yükü üzerinde yönetim dikkate alınmamıştır. Wu vd. [21], EA şarj istasyonunun işletme maliyetini azaltmak için bir enerji yönetim sistemi geliştirmişlerdir. Bununla birlikte; önerilen modelde EA'ların şarj oranlarını değiştirmek yerine, sadece şarj işlemine başlamak için en uygun zaman aralığı belirlenmiştir. Ayrıca, DR programları bu çalışmaya dahil edilmemiştir.

Mohamed vd. [22], hibrit EA'lar için gerçek zamanlı bir enerji yönetimi algoritması önermişlerdir. Önerilen model, EA'lara ilişkin belirsizlikleri dikkate alsa da, günlük işletimde YF ve pik güç sınırlama (PGS) tabanlı DR ele alınmamıştır. Shaaban vd. [23]'te akıllı dağıtım sisteminde EA'lar için gerçek zamanlı planlama tabanlı bir şarj/deşarj yönetim sistemi geliştirmişlerdir. Belirtilen çalışmada EA'ların stokastik özelliği dikkate alınmıştır, ancak YF ve PGS tabanlı DR programı çalışma kapsamında dikkate alınmamıştır. Kuran vd. [24], bireysel park bölgelerine odaklanarak PB'ler için merkezi bir EA şarj planlama sistemi geliştirmişlerdir. Araştırma çalışması gerçek taşıt hareketliliğini ve parklanma profillerini dikkate almıştır. Fakat bu çalışmada, ne toplu bir EAPB ne de PGS tabanlı DR programının etkisi araştırılmıştır. Akhavan-Rezai vd. [13], akıllı PB'ler için EA'ların şarjını gerçek zamanlı olarak planlayan bir yönetim sistemi modellemişlerdir. Önerilen model EA sahiplerinin belirsiz davranışlarını dikkate alsa da, çalışma kapsamında YF ve herhangi bir DR programı dikkate alınmamıştır. Lakshminarayanan vd. [25], işyerinin tüketim maliyetini en aza indirmek amacıyla bir işyerine ait PB için gerçek zamanlı enerji yönetim modelini tasarlamışlardır. Önerilen modelde EA'ların belirsiz sürüş modelleri değerlendirilse de, ne PGS tabanlı DR ne de YF çalışma kapsamına dahil edilmiştir. Araştırma çalışmaları [26] ve [27], FV tabanlı üretim birimi ve enerji depolama sistemleri ile zenginleştirilmiş bir işyeri EAPB'sinde EA'ların dinamik olarak şarj işlemlerini planlamak için bir algoritma üzerinde çalışmışlardır. Ayrıca, her iki çalışmada da EA parametrelerinin ve FV üretiminin belirsizliği dikkate alınmıştır. Ancak, YF ve EAPB'nin güç talebinin sınırlandırılması bu çalışmalarda değerlendirilmemiştir. Zhang vd. [28], yenilenebilir enerji tabanlı üretim birimini kullanarak kripto para biriminin EA'ların şarj işlemlerinin programlanmasına dahil edilmesini sağlayan gerçek zamanlı bir sistem önermişlerdir. Aslında konu, üretici ve tüketici tarafları arasındaki dengesizliği azaltmak için teşvik tabanlı DR bakış açısıyla incelenmiştir. Ancak, PGS bazlı DR ve YF belirtilen çalışmada değerlendirilmemiştir. Van Der Kam ve Van Sark [29], FV kaynaklarıyla donatılmış bir mikro şebeke için gerçek zamanlı şarj algoritması geliştirmişlerdir. Mikro şebekenin pik güç talebi azaltılarak günlük

işletimde YF'nin azami düzeyde tutulması amaçlanmış, ancak ne bir toplu EAPB ne de EA'ların belirsizlikleri bu çalışma kapsamında dikkate alınmıştır. Wu vd. [30], FV dizisinin bir güç kaynağı olarak kabul edildiğı akıllı bir ev için bir enerji yönetimi modeli tasarlamışlar ve fazla enerjiyi depolamak için EA'ların bataryalarını değerlendirmişlerdir. Söz konusu model, son kullanıcının elektrik faturasını asgari seviyede tutmak amacıyla stokastik olarak oluşturulmuştur. Ancak, EAPB konsepti bu çalışmada dikkate alınmamıştır.

1.1.3 EAPB'lerin dağıtım sistemi işletimine yönelik literatürün irdelenmesi

Rezaee vd. [31], bir EAPB'deki EA'ların günlük şarj/deşarj etkileşimlerinin şebekeye olan etkisini istatistiksel veriler ve genel düzenlemeleri dikkate alarak incelemişlerdir. Chukwu ve Mahajan [32], bir EAPB'nin g kapasitesini tahmin etmek için matematiksel bir model geliştirmişlerdir. Geliştirilen modelde EA'ların V2G teknolojisine sahip olduğu varsayımı yapılmıştır. Ayrıca, EAPB'nin g kapasitesini arttırmak için çatı zeri FV retim birimi stokastik olarak modellenip değerlendirilmiştir. Shaaban vd. [23] gerçek zamanlı yeni bir EA şarj koordinasyon yöntemi geliştirmişlerdir. Sunulan modelde EA sahiplerinin konforunun en st düzeye çıkarılmasıyla birlikte işletme maliyetinin de en aza indirilmesi amaçlanmıştır. Ayrıca bu çalışmada farklı bölgelerde yer alan farklı EAPB'ler dikkate alınmıştır.

Yazdani-Damavandi vd. [33], çoklu enerji sistemi içerisinde yer alan bir EAPB'yi EA sahiplerinin belirsiz davranışlarını dikkate alarak modellemişlerdir. Önerilen modelde, EAPB ve çoklu enerji sisteminin aynı anda işletilmesine yönelik yeni bir model geliştirmişlerdir. Referans [24]'te, bireysel bir EAPB'de gerçek hareketlilik ve parklanma profilleri dikkate alarak EA'ların merkezi olarak şarj planlamasını gerçekleştirmişlerdir. Sunulan modelde EAPB'nin gelirinin ve şarj edilen araç sayısının azami seviyede olması amaçlanmıştır. Referans [34]'da, bir EAPB'de bulunan EA'ların şarj/deşarj işlemleri için enerji yönetim sistemi önerilmiştir. Yazarlar gerçekleştirdikleri çalışmada, V2G teknolojisini de dikkate alarak araçların şarj maliyetini asgari düzeye indirme ile birlikte şebekeye sattıkları enerji miktarını da azami düzeye getirmeyi amaçlamışlardır. Ghazanfari vd. [35], farklı dağıtık üretim birimlerinin yer aldığı bir EAPB için merkezi olmayan bir yönetim sistemi geliştirmişlerdir. Geliştirilen model, gerçek zamanlı olarak döngüde donanımsal benzetim (Hardware-in-the-loop) yöntemi ile test edilmiştir. Referanslar [5], [36], ve [37]'de konu farklı bir açıdan ele alınmış olup, dağıtım sisteminin güvenilirliğinin yenilenebilir enerji sistemi içeren EAPB'lerin V2G teknolojisi yardımıyla arttırılmasına yönelik bir model geliştirilmiştir. [16] numaralı araştırmada yenilenebilir enerji kaynaklarının, enerji depolama sisteminin ve EA'ların sisteme dahil edilmesini

planlayan bir model öne sürülmüştür. Gerçekleştirilen çalışmada, planlı ve plansız şarj işlemlerinin karşılaştırılması incelenmiştir. Shafie-Khah vd. [38], toplam maliyeti en aza indirmeyi amaçlayan yenilenebilir enerji tabanlı dağıtık üretim sistemleri içeren bir EAPB için iki seviyeli optimizasyon modeli önermişlerdir. Referans [39]'da EA'ların şarj işlemlerine yönelik güç akışı incelenmiştir. EAPB'nin şarj işlemlerinden önce araçların maruz kaldığı trafik profili de dikkate alınmıştır. Chen vd. [40] çoklu şarj portuna sahip bir EAPB'nin şarj altyapısı planlamasının üzerine çalışmışlar ve verimli bir şekilde şarj/deşarj etkileşimlerini planlamışlardır. Shafie-khah vd. sundukları bir diğer çalışmada [7] EAPB'lerin en iyi işletimi üzerine çalışmışlardır. Önerilen modelde EAPB'ler birer DR oyuncusu olarak düşünülmüş olup, teşvik ve fiyat tabanlı DR programları değerlendirilmiştir. Referans [15]'te ticari ve evsel binaların yanında konumlandırılmış EAPB'lerin gece ve gündüz zamanlarında şarj durumu incelenmiş ve geliştirilen model dinamik fiyatlandırma tabanlı DR programı altında değerlendirilmiştir. Neyestani vd. [41] EAPB'lerin elektrik piyasasında yer aldığı bir model önermişlerdir. Sunulan modelde dağıtık üretim sistemleri ve DR programları da dikkate alınmıştır. Şengör vd. [42] bir EAPB altında EA'ların şarj işlemlerini planlayan bir model önermişlerdir. Geliştirilen modelde amaç günlük işletme koşullarında YF'yi en iyi düzeye getirmek olarak belirlenmiş olup pik yük azaltma tabanlı DR programı da dikkate alınmıştır. Referans [43]'te yüksek binalar üzerine yerleştirilen rüzgar türbinlerinin EA şarj işlemleri için gerekli olan gücü karşılama potansiyeli araştırılmıştır. Yapılan çalışmada binaların kazancının azami hale getirilmesi amaçlanmış olup, rüzgar hızına ilişkin belirsizlikler stokastik olarak modellenmiştir. Fakat yapılan çalışmada herhangi bir DR programı dikkate alınmamıştır. Yine [25] numaralı çalışmada, mikro şebeke yapısı içerisinde gerçek zamanlı EA şarj işlemleri için bir enerji yönetim sistemi geliştirilmiş olup işyerindeki enerji maliyetinin asgari hale getirilmesi amaçlanmıştır. Bu çalışmada da herhangi bir DR programı dikkate alınmamıştır.

1.1.4 EAPB'lerin enerji piyasalarında rol almasına yönelik literatürün irdelenmesi

Vayá ve Andersson [44], EA'ların şarj işlemlerinde gerekli olan güç taleplerini karşılamaları için portföy yöneticisinin (PY) gün öncesi piyasasına (GÖP) satın alma teklifinde bulunabildiği bir yaklaşım önermişlerdir. PY'nin piyasa fiyatları üzerinde potansiyel bir etkiye sahip olduğu ve diğer tüketici tekliflerine ait geçmiş verileri kullanan bir tahmine dayandığı varsayılmıştır. Ayrıca, PY yalnızca elektrik satın almayı teklif etmektedir ve bu çalışmada şebekeye elektrik satma seçeneği dikkate alınmamıştır. Baringo ve Amaro [45], GÖP'e katılan bir EAPB portföy yöneticisinin (EAPB-PY) teklif stratejisi problemini ele almışlardır. Önerilen modelin GÖP için teklif

vermede PY tarafından kullanılabileceği belirtilmiştir. Buna ek olarak, şarj maliyeti de önemli ölçüde azaltılmıştır. Vagropoulos and Bakirtzis [46], EAPB'nin GÖP ve düzenleme piyasasına katılımı için stokastik bir optimizasyon modeli sunmuşlardır. Teklif tutarının belirlenmesinde beklenmeyen sapmaların önemli bir rol oynadığı sonucuna varılmıştır. Sortomme and El-Sharkawi [47], PY'nin kazancını azami hale getirmek ve kamu hizmeti kuruluşları ve EA sahiplerine olan faydalarını arttırmak için düzenleme ve rezerv (RE) piyasasına optimal teklif stratejisi içeren bir yapı ortaya koymuşlardır. EA'ların belirsiz olan ayrılış zamanları bu çalışma kapsamında dikkate alınmıştır. Neyestani vd. [48] EAPB'in GÖP ve RE piyasasına DSO aracılığıyla katılabileceği bir model geliştirmişlerdir. Söz konusu model, dağıtım sistemi operatörü ile PB arasındaki işlemleri kârlarını dengeli bir şekilde gözeterek gerçekleştirmektedir. Wu vd. [49], yenilenebilir enerji kaynaklarının şebekeye entegrasyonunu göz önünde bulundurarak EAPB'nin GÖP ve RE piyasaları için optimum teklif stratejisini sunan bir model geliştirmişlerdir. Modeldeki belirsizlikleri ölçmek için koşullu riske maruz değer (Conditional-value-at-risk, CVaR) kullanılmıştır. Sarker vd. [50]'de, PY'nin GÖP ve düzenleme-rezerv piyasasına katılımı ile kârı azami hale getiren bir yapı önermişlerdir. Yazarlar, beklenen kabul olanaklarını ve piyasa tekliflerindeki üst ve alt düzenleme olanaklarını göz önünde bulundurmışlardır. Ayrıca bu çalışmada, EA'ların bataryalarının yaşlanması da dikkate alınmış olup RE piyasasında elde edilen kârın GÖP'tekine göre daha yüksek olduğu belirtilmiştir. Moghaddam ve Akbari [51], EAPB'nin kârını en üst düzeye çıkarmak için GÖP, RE ve düzenleme piyasalarına katılımı sağladığı bir teklif modeli sunmuşlardır. Problemde yer alan EA'lar ve fiyatlara ilişkin belirsiz değerler stokastik olarak modellenmiştir. Bununla birlikte, söz konusu çalışmada V2G özelliği ile enerji satışının gerçekleştirilmediği belirtilmelidir. Soares vd. [52], bir EAPB'nin Danimarka GÖP ve RE piyasasına katılmasına olanak sağlayan optimum teklif stratejisi modelini oluşturmuşlardır. Piyasa katılımından doğabilecek cezaları dikkate alarak beklenen geliri arttırmak amacıyla önerilen model PARKER adlı proje kapsamında da test edilmiştir. Iria vd. [53], PY'nin GÖP ve RE piyasasına katılımının sağlandığı akıllı evler ve esnek yüklerinin yanı sıra EA'ları yöneten stokastik bir model önermişlerdir. Geliştirilen modelde amaç, hem GÖP hem de gerçek zamanlı piyasalarda elektrik ticareti maliyetini en aza indirmektir. Ayrıca yenilenebilir kaynaklar, esnek yükler ve üretim birimleri ile karbon emisyonlarında önemli bir düşüşün sağlanabileceği ifade edilmiştir. Yukarıda belirtilen çalışmalarda, önerilen modellerin sürdürülebilir olması noktasında oldukça önemli olan EA sahiplerinin konforu veya memnuniyeti ile ilgili herhangi bir değerlendirme gerçekleştirilmemiştir. Shafie-khah vd. [54], PY'nin performansını artırmak için GÖP ve RE piyasasına katıldığı kısa ve uzun vadeli dönemler için bir model geliştirmiştir. Yapılan çalışmada, EA'ların şarjlarının, şarj altyapısının maliyetinin, inverterlerin ve yönetim sisteminin de göz önüne alındığı

belirtilmektedir. Bu çalışmada, EA sahibinin memnuniyetinin, EA'nın şarj işlemlerinin ucuz bir şekilde gerçekleştirilmesi olarak ele alındığı belirtilmelidir.

1.2 Tezin Amacı

Bu tezde, yakın gelecekte sayılarının giderek artması planlanan EA'ların şarj olması esnasında talep ettikleri gücün şebekeye etkilerinin incelenmesi ve olası olumsuz etkilerin en aza indirilmesi amaçlanmaktadır. EA'lar elektrik enerjisi arz/talep yönetiminde işletme esnekliği sağlama potansiyeline sahip olan kontrol edilebilen yüklerdir. Bu kapsamda oluşturulan model DSO'ya esneklik sağlayan DR programlarını da içermektedir. Geliştirilen enerji yönetim algoritması lineer programlama ve karışık tam sayılı lineer programlama (Mixed Integer Linear Programming-MILP) ile modellenmiştir. Öncelikle tek bir EAPB'nin gün öncesi ve gerçek zamanlı planlamaya dayalı yönetim modeli oluşturulmuş, sonrasında ise dağıtım sistemi içerisinde birden fazla EAPB'nin yer aldığı EAPB'nin gün öncesi planlamaya dayalı güç akışının da dikkate alındığı bir model geliştirilmiştir. Bunların yanı sıra, farklı bir konsept olarak EA sahiplerinin konforunu dikkate alacak şekilde EA'ların dolaylı olarak enerji piyasasında rol almasına olanak sağlayan yeni bir optimal teklif verme stratejisi geliştirilmiştir.

1.3 Orjinal Katkıları

- Bölüm 1.1.1, Bölüm 1.1.3 ve Bölüm 1.1.4'teki literatür çalışmaları ve burada sayılamayan diğer literatür örneklerinin aksine, EA'ların varış/ayrılış zamanlarına ilişkin belirsizliklerle beraber ilgili PB'ye geldiklerinde sahip oldukları SoE seviyeleri gerçek sürüş çevrimleri kullanılarak senaryo tabanlı olarak modellenmiştir.
- Bölüm 1.1.1 ve Bölüm 1.1.2'deki literatür çalışmaları ve burada sayılamayan diğer literatür örneklerinin aksine, bir EAPB'nin günlük işletimi esnasındaki YF'nin azami düzeye getirilmesi amacıyla oluşturulan enerji yönetim algoritması pik güç azaltma tabanlı DR programı altında literatürde ilk kez sunulmuştur.
- Bölüm 1.1.2'deki literatür çalışmaları ve burada sayılamayan diğer literatür örneklerinin aksine, tahmin edilemeyen varış/ayrılış saatleri, daha gerçekçi bir model elde etmek için mevcut bir otoparka ait geçmiş veriler kullanılarak üretilmiştir.
- Bölüm 1.1.2'deki literatür çalışmaları ve burada sayılamayan diğer literatür örneklerinin aksine, günlük çalışma sırasında bir EAPB için PGS tabanlı DR

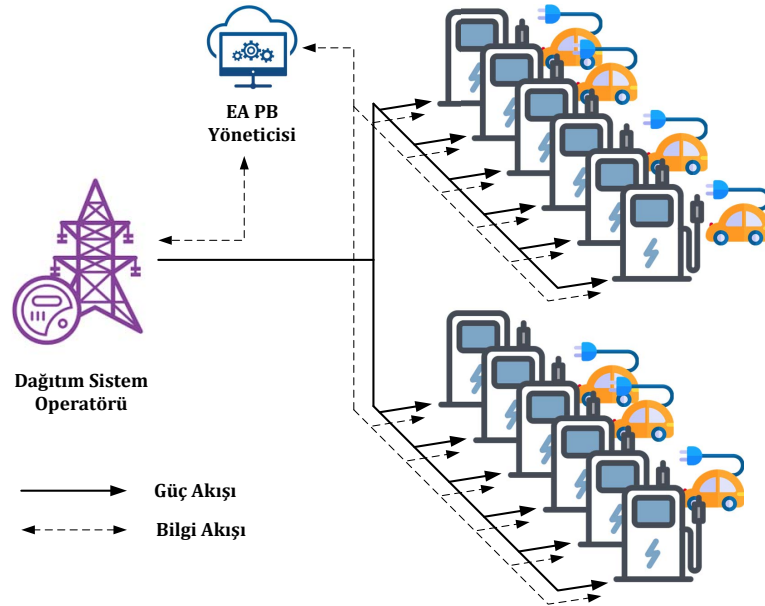
programı içeren gerçek zamanlı optimizasyon tabanlı enerji yönetimi modeli literatürde ilk kez sunulmuştur.

- Bölüm 1.1.3'teki literatür çalışmaları ve burada sayılamayan diğer literatür örneklerinin aksine, DSO'nun merkezi olarak yüke doğrudan müdahale edebildiği PGS tabanlı DR programı ile birlikte merkezi olmayan yaklaşımla PY ve EAPB'lerin yönetim stratejisi ilk kez birlikte değerlendirilmiştir.
- Bölüm 1.1.3'teki literatür çalışmaları ve burada sayılamayan diğer literatür örneklerinin aksine, EA'ların şarj işlemlerinin planlanmasında FV üretim birimleri ile zenginleştirilmiş farklı bölgeler altında farklı PY'lerin yönettiği çok sayıda EAPB içeren hiyerarşik bir model oluşturulmuştur.
- Bölüm 1.1.3'teki literatür çalışmaları ve burada sayılamayan diğer literatür örneklerinin aksine, FV üretim biriminin, EA sahiplerinin davranışları ve ilgili EAPB'ye geldiklerinde sahip oldukları bataryalarının enerji durumuna ilişkin belirsizlikler senaryo tabanlı stokastik olarak modellenmiştir.
- Bölüm 1.1.3'teki literatür çalışmaları ve burada sayılamayan diğer literatür örneklerinin aksine, daha gerçekçi bir yaklaşım sağlamak amacıyla bölgeler arasındaki güç akışı lineer yaklaşım modeli ile dikkate alınmıştır. Bu bağlamda, PGS tabanlı DR programı esnasında güç kısıtlama seviyelerinin bölgeler arasında yük seviyelerine göre dağıtılması sağlanmıştır.
- Bölüm 1.1.4'teki literatür çalışmaları ve burada sayılamayan diğer literatür örneklerinin aksine, V2G konsepti yardımıyla PY hem GÖP hem de RE piyasasına katılım gerçekleştirebilmekte ve böylece EA'lar dolaylı yoldan enerji piyasalarında yer alabilmektedir.
- Bölüm 1.1.4'teki literatür çalışmaları ve burada sayılamayan diğer literatür örneklerinin aksine, değerlendirilen enerji piyasaları fiyatlarına ilişkin belirsizlikler gerçek fiyatlar kullanılarak senaryo tabanlı stokastik yaklaşım ile modellenmiştir.
- Bölüm 1.1.4'teki literatür çalışmaları ve burada sayılamayan diğer literatür örneklerinin aksine, EA sahiplerinin konforu EAPB'den ayrılma zamanında SoE seviyeleri için talep edilen en az seviye olarak dikkate alınmıştır.

2

Elektrikli Araçların Tek Bir Park Bölgesi Seviyesinde Sistem İşletimindeki Rolünün İncelenmesi

Bu bölümde; EA'ların tek bir park bölgesi seviyesinde sistem işletimine etkisinin incelenmesi hem gün öncesi planlama tabanlı hem de gerçek zamanlı planlama tabanlı olarak ayrı ayrı ele alınmış olup, günlük işletimdeki YF'nin azami hale getirilmesi amaçlanmıştır. Şekil 2.1'de önerilen EAPB enerji yönetim yapısı verilmiştir. Geliştirilen modelde, EAPB'ye gelen EA'ların şarj işlemleri EAPB yöneticisi tarafından planlanmakta ve talep edilen güç dağıtım sisteminden akıllı sayaç aracılığıyla sağlanmaktadır. Şekilden de anlaşılacağı üzere dağıtım sisteminden PB'ye doğru tek yönlü güç akışı olduğu ve bunun yanısıra DSO-EAPB yöneticisi ve EAPB yöneticisi-EA'lar arasında da çift yönlü bilgi akışı sağlandığı varsayımı yapılmıştır.



Şekil 2.1 Geliştirilen EAPB yönetim yapısı

Oluşturulan EAPB enerji yönetim sistemi PB'ye gelen EA'ların şarj işlemlerinin planlanmasını gerçekleştirirken, DSO'ya da farklı DR programları sayesinde işletme esnekliği imkânı tanımaktadır.

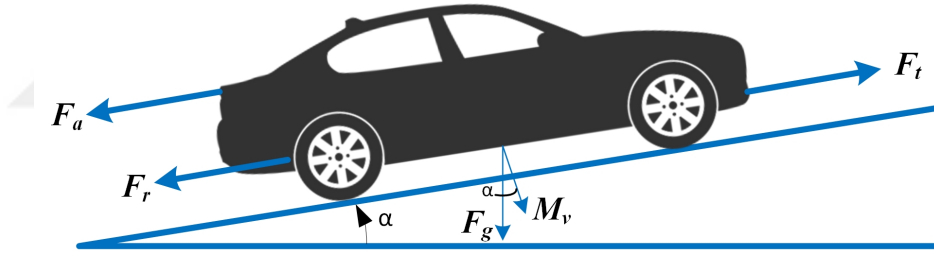
2.1 Gün Öncesi Planlama Tabanlı Optimizasyon Analizi

Bu bölümde, EAPB enerji yönetim sistemi gün öncesi planlama tabanlı optimizasyon problemi olarak modellenmiştir. EAPB'ye şarj işlemi için gelen araçların varış/ayrılış zamanları ve vardıkları anda sahip oldukları SoE seviyelerine ilişkin belirsizlikler Senaryo-tabanlı olarak dikkate alınmıştır. Bu bağlamda 8 farklı gerçek sürüş profili ele alınmış olup, aracın tükettiği enerji aracın hareket modeli kullanılarak hesaplanmıştır. Geliştirilen model farklı durum çalışmaları altında test edilerek doğruluğu ispatlanmıştır.

2.1.1 Oluşturulan Yönetim Sisteminin Matematiksel Modeli

2.1.1.1 EA Hareketinin Modeli

Bir EA'nın güç talebi Newton'un bir boyutlu hareket yasasına dayanılarak elde edilebilir. Aracın hareketi esnasında üzerine etki eden kuvvetler Şekil 2.2'de gösterilmektedir. EA'nın hareketi esnasında tükettiği güç ifadesi ve buna etki eden kuvvetler (2.1) - (2.6) eşitliklerinde verilmiştir [55].



Şekil 2.2 Araç üzerine etki eden kuvvetler

Eşitlik (2.1) EA'nın hareketi için t periyodunda gerekli olan gücün ifadesidir. Burada $P_{v,(t)}$ ilgili t periyodu için gerekli olan mekanik gücü; η_d ise aracın sürüş verimliliğini ifade etmektedir. Eşitlik (2.2) mekanik güç ifadesidir ve aracın t periyodundaki hızı $v_{(t)}$ ile üzerine etki eden kuvvetlerin bileşkesi olan $F_{t,(t)}$ 'nin çarpımına eşittir. Eşitlik (2.3) araç üzerine etki eden toplam kuvveti ifade etmektedir. Eşitlik (2.3)'teki birinci bileşen ivmelenme kuvvetini vermektedir. Eşitlikler (2.4)-(2.6) ise araç üzerine etki eden kuvvet bileşenlerinin detaylı ifadeleridir. $F_{a,(t)}$, $F_{r,(t)}$, $F_{g,(t)}$ ve $F_{d,(t)}$ sırasıyla t periyodundaki araca etkiyen aerodinamik kuvveti, sürtünme kuvvetini, yerçekimi kuvvetini ve etki eden diğer bütün kuvvetleri temsil etmektedirler.

$$P_{(t)} = \frac{P_{v,(t)}}{\eta_d} \quad (2.1)$$

$$P_{v,(t)} = v_{(t)} \cdot F_{t,(t)} \quad (2.2)$$

$$F_{t,(t)} = m_v \frac{dv_t}{dt} + F_{a,(t)} + F_{r,(t)} + F_{g,(t)} + F_{d,(t)} \quad (2.3)$$

$$F_{a,(t)} = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot A \cdot C_x \cdot v_{(t)}^2 \quad (2.4)$$

$$F_{r,(t)} = m_v \cdot C_r \cdot g \cdot \cos(\alpha) \quad (2.5)$$

$$F_{g,(t)} = M_v \cdot g \cdot \sin(\alpha) \quad (2.6)$$

Ayrıca $F_{g,(t)}$ değerinin EA'nın aşağı yönde eğimli bir yolda gitmesi durumunda negatif olacağı unutulmamalıdır. Buna ek olarak, $\frac{dv_t}{dt}$ ifadesi (2.7) ifade edildiği gibi ardışık $v_{(t)}$ değerlerinin farkının saniye biriminde zaman çözünürlüğüne (ΔT) oranı ile elde edilebilmektedir.

$$\frac{dv_t}{dt} = \frac{v_{(t)} - v_{(t-1)}}{\Delta T} \quad (2.7)$$

2.1.1.2 EAPB Enerji Yönetim Sistemi Modeli

Oluşturulan optimizasyon problemine ilişkin detaylı adlar dizgisi Tablo 2.1'de verilmiştir. Geliştirilen EAPB konsepti kontrolünde bulunan PB'nin günlük işletiminde, güç sistemi bileşenlerinin azami kapasitede kullanılmasını sağlamak adına amaç fonksiyonu YF'nin azami düzeye çıkarılması olarak oluşturulmuştur.

$$maks. \ YF = \sum_s \pi_s \cdot \frac{P_s^{sebeke,ort}}{P_s^{sebeke,maks}} \quad (2.8)$$

Dolayısıyla güç sistemi içerisinde bulunan güç sistem bileşenlerinin azami kapasitede yani verimli bir şekilde kullanılması hedeflenmiştir. Bahsi geçen amaç fonksiyonu

Tablo 2.1 Gün öncesi planlama tabanlı model için adlar dizgisi

Kümeler	m, s, t
Parametreler	$CE_m^{EA}, CR_m^{EA}, P_t^{tlp}, P_{t,s}^{ref}, SoE_m^{EA,bas}, SoE_m^{EA,maks}, SoE_m^{EA,min},$ $SoE_m^{EA,tlp}, T_{s,m}^A, T_{s,m}^D, \Delta T, T^S, T^E, \pi_s$
Karar Değişkenleri	$P_{s,m,t}^{EA,srj}, P_{s,t}^{sebeke}, P_s^{sebeke,maks}, P_s^{sebeke,ort}, SoE_{s,m,t}^{EA}$

(2.8)'de ifade edilmektedir. YF'nin klasik ifadesi, güç profili dikkate alınarak şebekeden sağlanan gücün ortalama değerinin ($P^{sebeke,ort}$) güç profilinde meydana gelen azami güç değerine ($P^{sebeke,maks}$) oranı olarak tanımlanmaktadır.

$$\min. \sum_s \pi_s \cdot (P_s^{sebeke,maks} - P_s^{sebeke,ort}) \quad (2.9)$$

Eşitlik (2.8)'deki ifadenin lineer olmayan yapısı nedeniyle lineer programlama teknikleri kullanılarak optimizasyon probleminin çözümü gerçekleştirilememektedir. Bu nedenle, ilgili ifade aynı amaca hizmet edecek şekilde amaç fonksiyonu (2.9)'daki lineer forma dönüştürülerek revize edilmiştir. Burada amaç $P_s^{sebeke,maks}$ ile $P_s^{sebeke,ort}$ arasındaki farkı asgari düzeye indirmek olarak değiştirilmiştir.

Amaç fonksiyonunda yer alan karar değişkenleri ise Eşitlik (2.10) ve (2.11) aracılığıyla elde edilmektedir. İlgili problemde amaç $P_s^{sebeke,maks}$ ile $P_s^{sebeke,ort}$ arasındaki farkı asgari düzeye getirmek olduğundan (2.10)'daki ifade çözüm gereği şebekeden çekilecek olan azami güce eşit olacaktır.

$$P_s^{sebeke,maks} \geq P_{s,t}^{sebeke}, \quad \forall s, \forall t \quad (2.10)$$

$$P_s^{sebeke,ort} = \frac{\sum_t P_{s,t}^{sebeke}}{card(t)}, \quad \forall s \quad (2.11)$$

Eşitlik (2.12) EAPB'nin s senaryosunda t periyodunda şebekeden çektiği toplam gücü ifade etmektedir. İlgili güç, şarj işlemi için her bir m aracının t anında çektikleri gücün toplanmasıyla elde edilmektedir.

$$P_{s,t}^{sebeke} = \sum_m P_{s,m,t}^{EA,Srj}, \quad \forall s, \forall t \quad (2.12)$$

EA m 'nin şarj gücü, aracın şarj oranı ya da ilgili şarj istasyonunun şarj kapasitesi ile sınırlıdır. Bu kısıt, oluşturulan modelde (2.13) ile sağlanmaktadır.

$$P_{s,m,t}^{EA,Srj} \leq CR_m^{EA}, \quad \forall s, \forall m, t \in [T_{s,m}^A, T_{s,m}^D] \quad (2.13)$$

EA'ların SoE değişimi ise (2.14) ile modellenmektedir. Burada t periyodundaki SoE ($SoE_{s,m,t}^{EA}$), bir önceki periyottaki enerji durumu ($SoE_{s,m,t-1}^{EA}$) ile PB'den sağlanan şarj enerjisi ($CE_m \cdot P_{s,m,t}^{EA,Srj} \cdot \Delta T$) toplamına eşit olmaktadır. Eşitlik (2.15) ise EA'nın PB'ye

geldiği andaki SoE seviyesi, yani şarj işlemine başlamadan önceki SoE seviyesini belirtmektedir.

$$SoE_{s,m,t}^{EA} = SoE_{s,m,t-1}^{EA} + CE_m \cdot P_{s,m,t}^{EA,Srj} \cdot \Delta T, \quad \forall s, \forall m, t > T_{s,m}^A \quad (2.14)$$

$$SoE_{s,m,t}^{EA} = SoE_{s,m}^{EA,bas}, \quad \forall s, \forall m, t = T_{s,m}^A \quad (2.15)$$

EA sahibinin isteği doğrultusunda, PB'den ayrılma anında aracın SoE durumu kullanıcın talep ettiği şarj seviyesine ($SoE_{s,m}^{EA,tlp}$) eşit olması koşulu ise Eşitlik (2.16) ile sağlanmaktadır. Böylelikle son kullanıcı yani EA sahibinin konforu da sağlanmış olmaktadır. Eşitlik (2.17) ise ilgili EA'nın batarya şarj durumunun azami SoE seviyesi ($SoE_m^{EA,maks}$) ile asgari SoE seviyesi ($SoE_m^{EA,min}$) arasında olması gerektiği koşulunu sağlamaktadır.

$$SoE_{s,m,t}^{EA} = SoE_{s,m}^{EA,tlp}, \quad \forall s, \forall m, t = T_{s,m}^D \quad (2.16)$$

$$SoE_m^{EA,min} \leq SoE_{s,m,t}^{EA} \leq SoE_m^{EA,maks}, \quad \forall s, \forall m, \forall t \quad (2.17)$$

$$SoE_{s,m,t}^{EA} = 0, P_{s,m,t}^{EA,Srj} = 0, \quad \forall s, \forall m, t \notin [T_{s,m}^A, T_{s,m}^D] \quad (2.18)$$

EA'ların PB'de olmama durumlarında ise problemin modelinde ilgili EA'nın SoE seviyesi ve batarya şarj gücünün herhangi bir değer alamaması gerektiği unutulmamalıdır. Bu koşul ise (2.18) yardımı ile sağlanmaktadır.

Önerilen EAPB enerji yönetim stratejisi, DSO'ya işletme esnekliği sağlayarak günlük arz/talep dengesini düzenleyebileceği teşvik tabanlı DR programlarından olan pik güç azaltma DR programını uygulayabilme imkânı vermektedir ve bu işlemi referans güç profiline göre gerçekleştirmektedir. Referans güç profili, araçların EAPB'ye gelir gelmez şarj edilmeye başlanması ve herhangi bir enerji yönetimi olmaması durumuna göre elde edilmiştir. DSO tarafından talep edilen güç azaltımı (P_t^{tlp}), t periyodundaki referans güç değerine göre ($P_{t,s}^{ref}$) şebekeden çekilen güç değerinin kısıtlanması (2.19) ile sağlanmaktadır. Burada EA sahiplerinin bu tip bir DR programı uygulamasına katılmayı kabul ettikleri varsayımı yapıldığı hatırlatılmalıdır. EAPB'nin DR programı esnasında referans güç değerinin sıfır olması durumunda herhangi bir pik güç azaltımı gerçekleştiremeyecektir ve bu durum (2.20) ile modellenmiştir.

$$P_t^{tlp} \leq P_{t,s}^{ref} - P_{s,t}^{sebeke}, \quad \forall s, t \in [T^S, T^E] \quad (2.19)$$

$$P_{s,t}^{sebeke} = 0, \quad \forall P_{t,s}^{ref} = 0, \forall s, t \in [T^S, T^E] \quad (2.20)$$

2.1.2 Test ve Sonuçlar

EAPB'nin günlük işletiminde YF'nin azami düzeye getirilmesi amacıyla geliştirilen model, oluşturulan farklı durum çalışmaları altında GAMS v.24.1.3 [56] yazılımı ile test edilmiştir. Problemin GAMS kodları EK A.1 bölümünde detaylı bir şekilde verilmiştir. Değerlendirilen EA'ların EAPB'ye vardıklarında bataryalarında kalan enerji seviyesi MATLAB/Simulink [57] paket programı kullanılarak elde edilmiştir. Bu alt başlıkta, gerçekleştirilen benzetim çalışmalarında kullanılan giriş verileri ve benzetim sonuçları detaylandırılmıştır.

2.1.2.1 Giriş Verileri

Geliştiren modelin benzetim çalışmalarında ticari olarak mevcut olan 10 farklı EA tipi dikkate alınmış olup, herbir modelden 10 tane olduğu varsayılarak toplamda 100 adet EA değerlendirilmiştir. Değerlendirilen EA'ların elektriksel özellikleri Tablo 2.2'de detaylandırılmıştır. Literatürde şarj işlemlerine ilişkin modlar uluslararası kuruluşlar tarafından standartlaştırılmıştır. EA'ların şarj modları için IEC 61581 standardı ve şarj istasyonlarının elektriksel özellikleri için IEC 62196 uluslararası standardı mevcuttur [58], [59]. Tablo 2.3'de şarj istasyonlarının şarj modlarına ilişkin elektriksel özellikleri temel olarak verilmiştir. Bu bölümde yapılan benzetim çalışmaları Mod 1 (yavaş şarj) ve Mod 2 (normal şarj) şarj seviyeleri dikkate alınarak gerçekleştirilmiştir [60].

EA'ların varış/ayrılış zamanları ve EAPB'ye vardıklarında sahip oldukları SoE seviyelerine ilişkin belirsizlikler 8 farklı gerçek sürüş profili [61] kullanılarak oluşturulan senaryolar ile modellenmiştir. Senaryo üretiminde kullanılan sürüş profilleri ve yolculuk süreleri Tablo 2.4'te verilmiştir. Burada farklı sürüş profillerinin kullanılmasındaki amaç, herbir sürüş profilinin farklı dinamiklere bağlı olarak EA'ların tükettiği enerjiyi değiştirmesidir. Buna bağlı olarak herbir EA'nın EAPB'ye vardığı periyottaki sahip olduğu SoE seviyeleri farklı olacaktır.

Şekil 2.3'te sürüş profilleri kullanılarak oluşturulan senaryolara ilişkin referans güç profilleri gösterilmektedir. Referans güç profilleri EA'ların EAPB'ye gelir gelmez şarj işlemine başlaması ve herhangi bir enerji yönetimi olmaması durumunda elde edilmiştir. Daha anlaşılır bir şekil olması amacıyla saat 13:00-18:00 arasında Senaryolar 2, 4 ve 7 için yakınlaştırılmış alt şekil gösterilmiştir. Şekilden de anlaşılacağı üzere senaryolar birbirinden oldukça farklıdır, bu da daha gerçekçi bir yaklaşım sağlandığını göstermektedir.

Şekil 2.4'te, oluşturulan senaryolara göre 100 farklı EA'nın 8 farklı senaryoya göre EAPB'ye varış zamanlarının dağılımı gösterilmektedir. EA'lar sabah 07:00'den itibaren gelmeye başlamakta ve akşam 18:30'a kadar araç girişi devam etmektedir.

Tablo 2.2 Değerlendirilen EA'ların elektriksel özellikleri

No.	EA Modeli	Batarya Kapasitesi [kWh]	Şarj Oranı [kW]
1	Volkswagen E-Golf [62]	36	7,2
2	BMW i-3 [63]	33	7,7
3	Mercedes B-Class [64]	28	10
4	Tesla Model S [65]	100	10
5	Fiat 500E [66]	24	6,6
6	Ford Focus Electric [67]	23	6,6
7	Kia Soul EV [68]	27	6,6
8	Mitsubishi i-MiEV [69]	16	3,6
9	Chevy Volt [70]	18	3,6
10	Nissan Leaf [71]	40	6,6

Tablo 2.3 Şarj modlarının elektriksel özellikleri

	Mod 1	Mod 2	Mod 3	Mod 3 (DC)
Gerilim Değeri	120~220 V	240~380 V	240~380 V	240~380 V
Güç Seviyesi	1,2~3,8 kW	3,8~15 kW	15~96 kW	>50 kW~240 kW
Akım Seviyesi	15~20 A	20~80 A	>85 A	>85 A

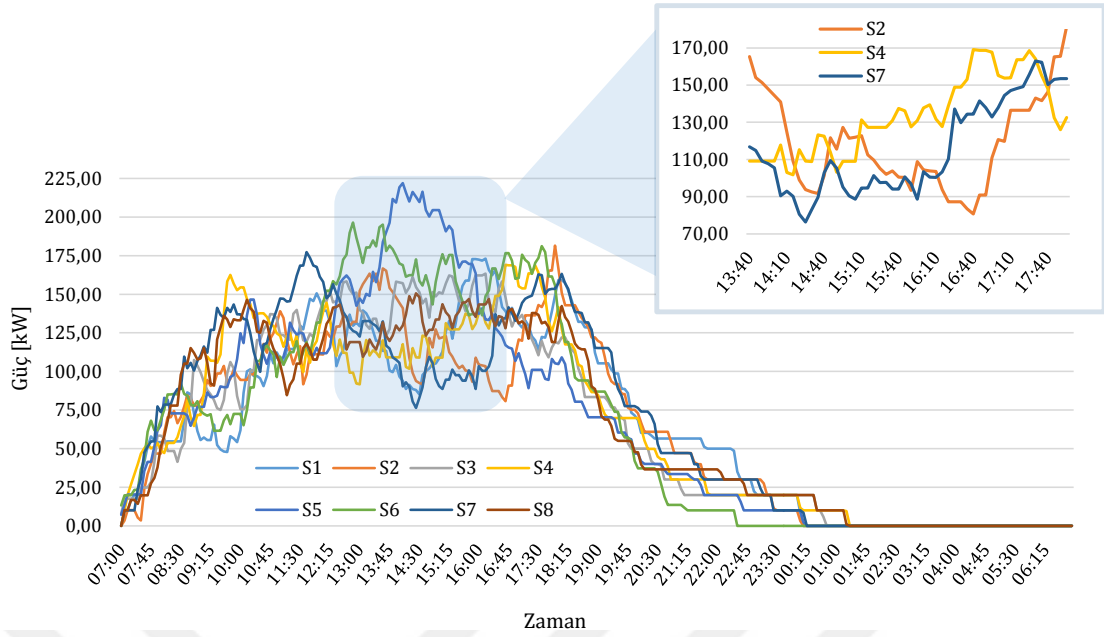
Tablo 2.4 Senaryo üretiminde kullanılan sürüş profilleri

No.	Sürüş Profili [61]	Yolculuk Süresi [s]
1	UDDS	1370
2	EPA IM240	240
3	FTP	1875
4	HDUDD	1060
5	FHWFET	765
6	US06	600
7	EUDC	400
8	LA92	1435

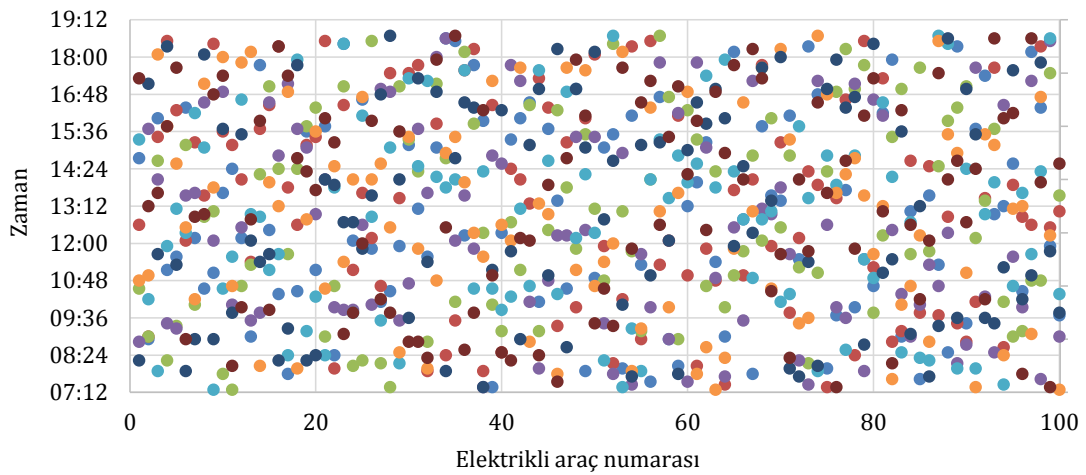
2.1.2.2 Benzetim Sonuçları

Geliştirilen modelin performansı temel durum haricinde oluşturulan 7 farklı durum çalışması ile test edilmiştir. Değerlendirilen durum çalışmalarının detayları aşağıdaki gibidir:

- *Durum-1:* DSO tarafından pik güç azaltmanın talep edilmediği ve EAPB'den ayrılış zamanı ile ilgili herhangi bir sınırlandırmanın olmadığı durum.
- *Durum-2:* DSO'nun saat 13:00-15:00 arasında 30 kW seviyesinde pik güç



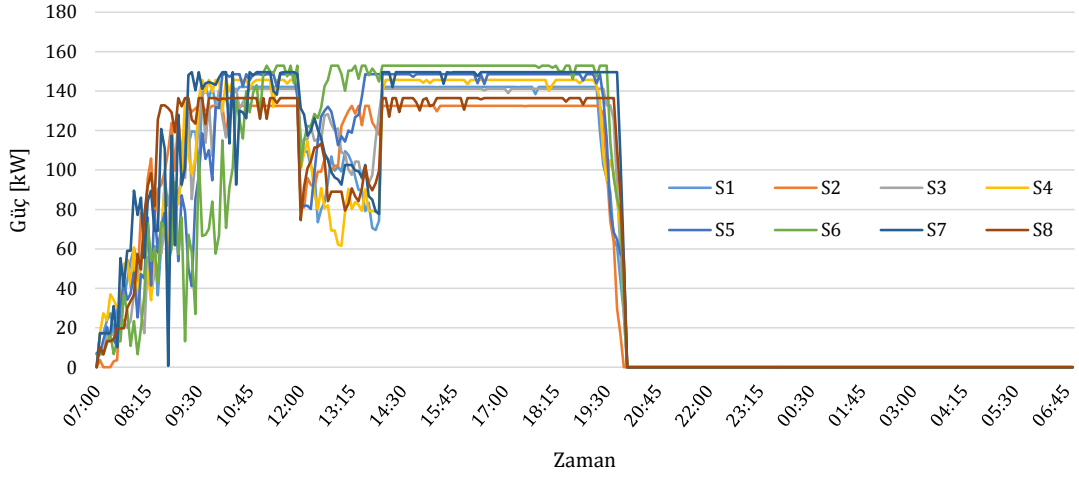
Şekil 2.3 Üretilen senaryolar için referans güç profilleri



Şekil 2.4 Üretilen senaryolara göre EA'ların varış zamanları dağılımı

azaltımı talep ettiği ve EA'ların 00:00'dan önce EAPB'den ayrılmaları gerektiği durum.

- *Durum-3:* DSO'nun saat 13:00-15:00 arasında 30 kW seviyesinde pik güç azaltımı talep ettiği ve EA'ların 22:00'dan önce EAPB'den ayrılmaları gerektiği durum.
- *Durum-4:* DSO'nun saat 13:00-15:00 arasında 30 kW seviyesinde pik güç azaltımı talep ettiği ve EA'ların 20:00'dan önce EAPB'den ayrılmaları gerektiği durum.
- *Durum-5:* DSO'nun saat 13:00-15:00 arasında 70 kW seviyesinde pik güç



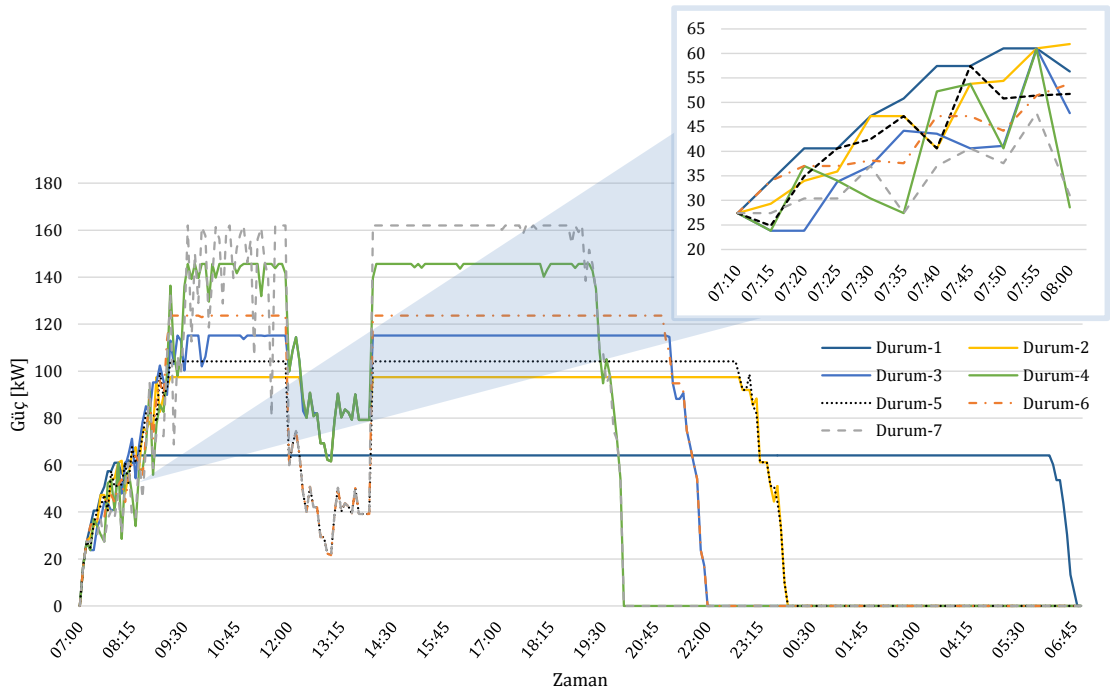
Şekil 2.5 EAPB'nin herbir senaryoda şebekeden çektiği toplam gücün değişimi (Durum-4)

azaltımı talep ettiği ve EA'ların 00:00'dan önce EAPB'den ayrılmaları gerektiği durum.

- *Durum-6:* DSO'nun saat 13:00-15:00 arasında 70 kW seviyesinde pik güç azaltımı talep ettiği ve EA'ların 22:00'dan önce EAPB'den ayrılmaları gerektiği durum.
- *Durum-7:* DSO'nun saat 13:00-15:00 arasında 70 kW seviyesinde pik güç azaltımı talep ettiği ve EA'ların 20:00'dan önce EAPB'den ayrılmaları gerektiği durum.

Şekil 2.5, Durum-4'teki her senaryo için şebekeden çekilen gücü göstermektedir. Oluşturulan senaryoların çekilen güç profili üzerinde kayda değer etkileri olduğu açıktır. Ayrıca, DSO'nun 13:00-17:00 arasında pik güç azaltma talebinden sonra, şarj gücü profilinin doğrudan etkilendiği de söz konusu şekilden anlaşılabılır.

Farklı durum çalışmalarının, EA'ların şarj edilmesi için şebekeden çekilen güç üzerindeki etkilerini ortaya çıkarmak için, seçilen senaryoda tüm durumlar gözlemlenebilir ve bu bağlamda Şekil 2.6 çizdirilmiştir. Ayrılış zamanı kısıtlamasının etkilerinin, pik güç azaltımı programına göre güç talebi üzerinde daha önemli bir etkiye sahip olduğu belirtilmelidir. EA'ların SoE değeri belirli bir seviyeye ulaştığında DR'nin etkisinin ortadan kalkması nedeniyle pik yük azaltımına dayalı DR stratejisinin etkisini göstermek üzere Şekil 2.6'da bir alt şekil sağlanmıştır. Bununla birlikte, önerilen EAPB enerji yönetim sisteminde ayrılma zamanı kısıtlamasının önemine dikkat çekmek için Durum-1 diğer durum çalışmaları ile karşılaştırılabilir. Zaman kısıtlamasının EAPB yönetim sistemini kısıtlayan önemli bir etken olduğu sonucuna



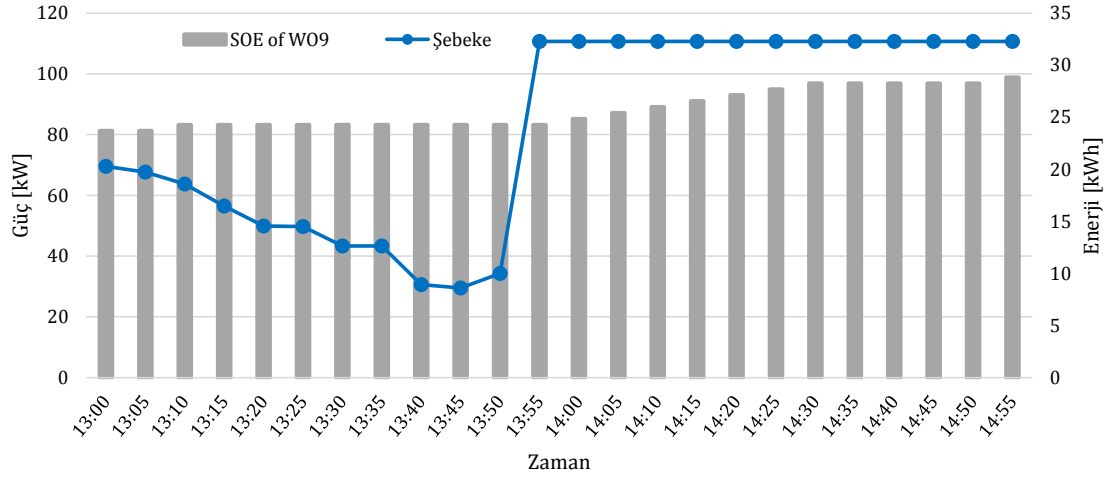
Şekil 2.6 EAPB'nin her bir durum çalışmasında şebekeden çektiği toplam gücün değişimi (Senaryo-4)

varılabilir ve bu kısıtın olmadığı durumda şarj işlemleri daha esnek bir şekilde planlanarak güç eğrisi gün içine dağıtılabilir. Böylelikle güç sistem bileşenlerinin daha az etkilenmesi sağlanmış olur.

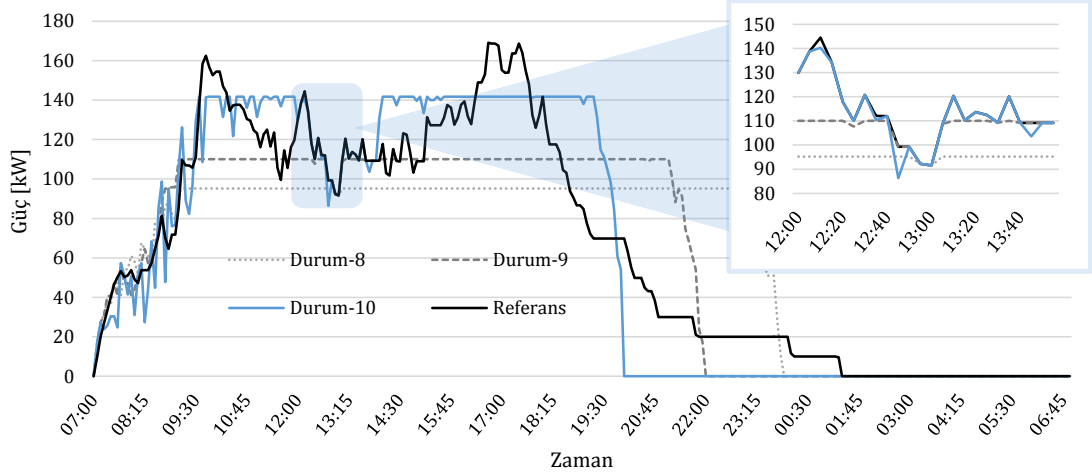
Bir Volkswagen Modeli EA'nın SoE'sinin ve şebekeden çekilen gücün değişimi, Şekil 2.7'de Senaryo-1 için Durum-5'te kısa bir zaman aralığı için sunulmuştur. Şekilden anlaşılabileceği gibi DSO'nun talep ettiği pik güç azaltma işleminin uygulanmasından sonra şebekeden çekilen güç azalmakta ve EA'nın şarj işlemi 13:10-13:50 arasında durmaktadır.

Pik güç azaltma tabanlı DR'nin geliştirilen EAPB yönetim stratejisi üzerindeki etkilerini göstermek için, farklı kalkış zaman kısıtlamalarına sahip Durum-8, Durum-9 ve Durum-10 (sırasıyla 00:00, 22:00 ve 20:00) gibi ek durumlar oluşturulmuştur. Fakat bu ek durumlarda DSO tarafından herhangi bir pik güç azaltımı talep edilmemektedir. İlgili sonuçlar Şekil 2.8'de verilmiştir. Burada, DR'nin uygulandığı periyotta daha iyi bir karşılaştırma sağlamak için güç talebi değişimleri daha da yakınlştırılarak alt şekilde gösterilmiştir.

Görüldüğü üzere, pik güç azaltma uygulanmadığında bazı durumlarda referans güç eğrisine kıyasla pik güçte T^S ve T^E arasındaki periyotlarda bir azalma gözlenebilir. Bununla birlikte, pik güç azaltımı talep edilmediğinde pik yükte daha düşük seviyeye ulaşmanın garantisi yoktur. Bu nedenle burada pik güç azaltımı



Şekil 2.7 Senaryo-1 için 9 numaralı Volkswagen E-Golf aracına ait SoE seviyesi değişimi ve şebekeden çekilen güç (Durum-5)



Şekil 2.8 EAPB'nin işletiminde pik güç azaltımı olmamasının etkisi (Durum-8, 9 ve 10)

uygulanmasının nedeni, şebeke için stresli koşullar sırasında belirsiz miktardaki pik güç azaltılmasından ziyade pik yükte belirli miktarlarda azalma elde etmektir.

Tablo 2.5, önerilen EAPB yönetim stratejisinin ana amacına yani YF'nin azami düzeye getirilmesine göre bu çalışmada analiz edilen 7 farklı durum ile birlikte temel durumun karşılaştırılmasını içermektedir. Enerji yönetimi kavramı olmadığı için temel durumun en kötü durum olarak kabul edilebileceği hususu bahsi geçen tablodan anlaşılabilmektedir. Ne DR stratejisi ne de ayrış zamanı sınırlaması içeren Durum-1, günün sonunda en iyi YF değerini sağlamaktadır. Söz konusu tabloda görüldüğü gibi, geliştirilen modelin tanıtımıyla birlikte YF %150,3 artış oranıyla neredeyse 1'e eşit olarak 0,9293'e yükselmiştir. Durum-2, ilk önce DSO'nun talep ettiği pik güç azaltımının etkisini ortaya koymaktadır. Ayrıca, Durum-3 ve Durum-4

Tablo 2.5 Durum çalışmalarının karşılaştırmalı sonuçları

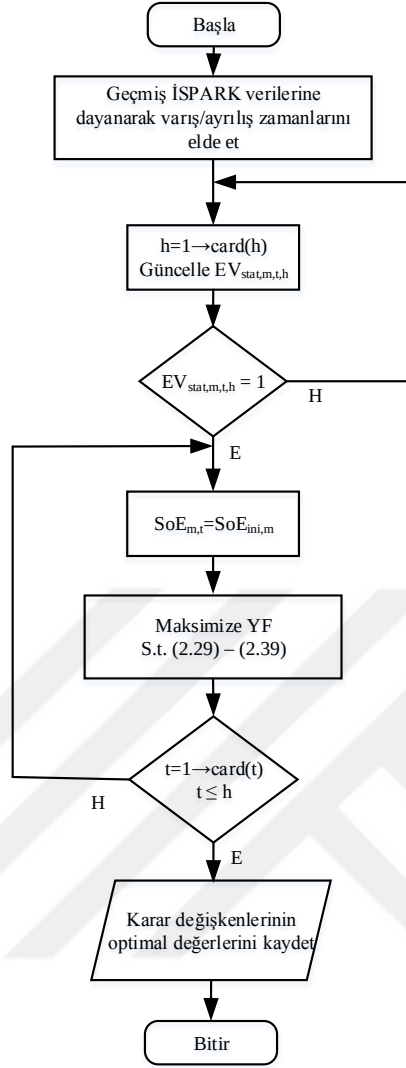
Durum Çalışması	Pik Güç Azaltma Miktarı	Ayrılış Zamanı Kısıtlaması	Yük Faktörü	Artış Oranı
Temel Durum	–	–	0,3712	–
Durum-1	–	–	0,9293	%150,3
Durum-2	30 kW	00:00	0,6322	%70,3
Durum-3	30 kW	22:00	0,5413	%45,8
Durum-4	30 kW	20:00	0,4442	%19,6
Durum-5	70 kW	00:00	0,6020	%61,6
Durum-6	70 kW	22:00	0,5133	%38,2
Durum-7	70 kW	20:00	0,4087	%10,1

ile kıyaslandığında, farklı ayrılış zamanı kısıtlamalarının günlük işletimdeki YF'yi nasıl etkilediği görülebilmektedir.

DSO tarafından pik güç azaltımı talep edildikten sonra, EAPB yönetim sisteminin aksiyomlarının EA'ların şarj yükünün ötelenmesi ile sınırlı olduğu açıktır. Ayrılış zamanı ve pik güç kısıtlamaları olsa bile, Durum-2, Durum-3 ve Durum-4'te geliştirilen model YF'yi sırasıyla %70,3, %45,8 ve %19,6 oranında arttırmıştır. Ayrılış zamanlarındaki değişikliklerin bir sonucu olarak, EAPB yöneticisinin şarj yüklerini planlaması için bir günlük süre içinde sınırlı zamana sahip olması nedeniyle YF değeri giderek azalmaktadır. Durum-5, 6 ve 7 incelendiğinde, DSO tarafından talep edilen pik güç azaltımı miktarındaki artış da YF'nin düzenlenmesinde oldukça etkilidir. Tabloda belirtilen sonuçlardan görülebileceği üzere, yüksek miktarda güç azaltımı talebi ve EA'ların şarj edilme süresindeki kısıtlılık hususlarını içeren Durum-7, Temel Durum ile karşılaştırıldığında %10,1 oranında artışla 0,4087'ye eşit ve en küçük YF'ye sahip olan durumdur. Durum-1 ve Durum-7 karşılaştırıldığında, talep edilen pik güç azaltma miktarının ve EA'ların ayrılış zamanının kısıtlanmasının YF'ye nasıl etki ettiği açıkça anlaşılmaktadır. Bu kısıtlar uygulandığında YF'nin %56 oranında azaldığı hesaplanmıştır.

2.2 Gerçek Zamanlı Planlama Tabanlı Optimizasyon Analizi

Bu bölümde EAPB enerji yönetim sistemi gerçek zamanlı planlama tabanlı bir optimizasyon problemi olarak modellenmiştir. Şekil 2.9 önerilen gerçek zamanlı optimizasyon algoritmasının akış şemasını göstermektedir. Öncelikle, EA'ların EAPB'ye/EAPB'den varış/ayrılış zamanları, geliştirilen algorithmada İstanbul Büyükşehir Belediyesi'nin bir alt kuruluşu olan İSPARK tarafından sağlanan geçmiş verilere dayanarak elde edilmektedir. Öncelikle, algorithma kullanılan zaman indislerinin açıklığa kavuşturulması gerekmektedir. Burada, t bir optimizasyon



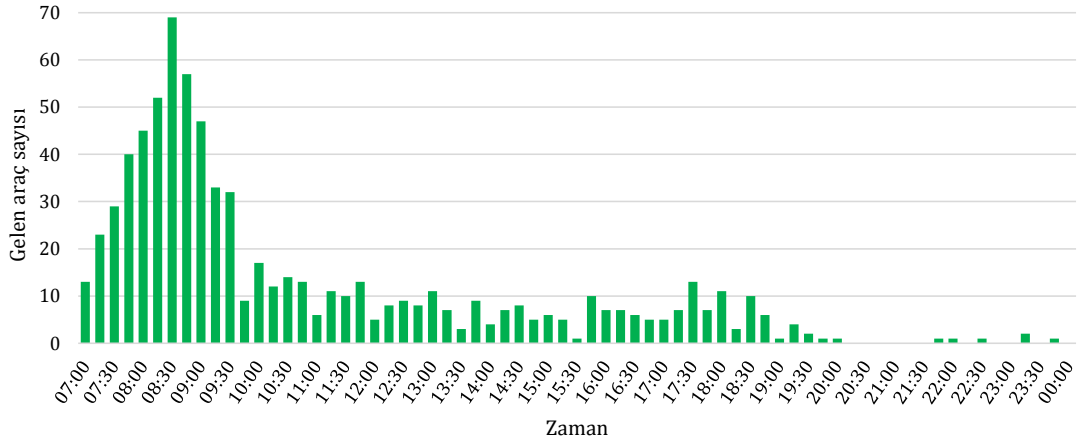
Şekil 2.9 Gerçek zamanlı optimizasyon algoritması akış şeması

çevrimindeki zaman aralıklarını temsil ederken, h ise yürütülen optimizasyon çevrimini ifade etmektedir. Her optimizasyon çevriminde, t 'ye göre çok periyotlu bir optimizasyon gerçekleştirilmektedir. Her çevrimde $t \leq h$ durumu kontrol edilmektedir, eğer öyle ise karar değişkenlerinin optimal değerleri bir çözüm seti olarak kaydedilmektedir.

2.2.1 Oluşturulan Yönetim Sisteminin Matematiksel Modeli

2.2.1.1 EA'lara İlişkin Belirsizliklerin Modellenmesi

EAPB modeli, EA'ların varış/ayrılış zamanı profili, her aracın PB'ye ulaştığı andaki SoE seviyesi gibi belirsiz parametrelere sahiptir. EA varış/ayrılış kalıbı, İstanbul'da İSPARK tarafından yönetilen mevcut bir PB'nin Aralık 2014 haftasına ait geçmiş verileri kullanılarak modellenmiştir. İlk olarak, ham veriler PB'ye gelen araba sayısını 07:00-00:00 arasında 15 dakikalık aralıklarla elde ederek işlenmiştir. Örnek bir

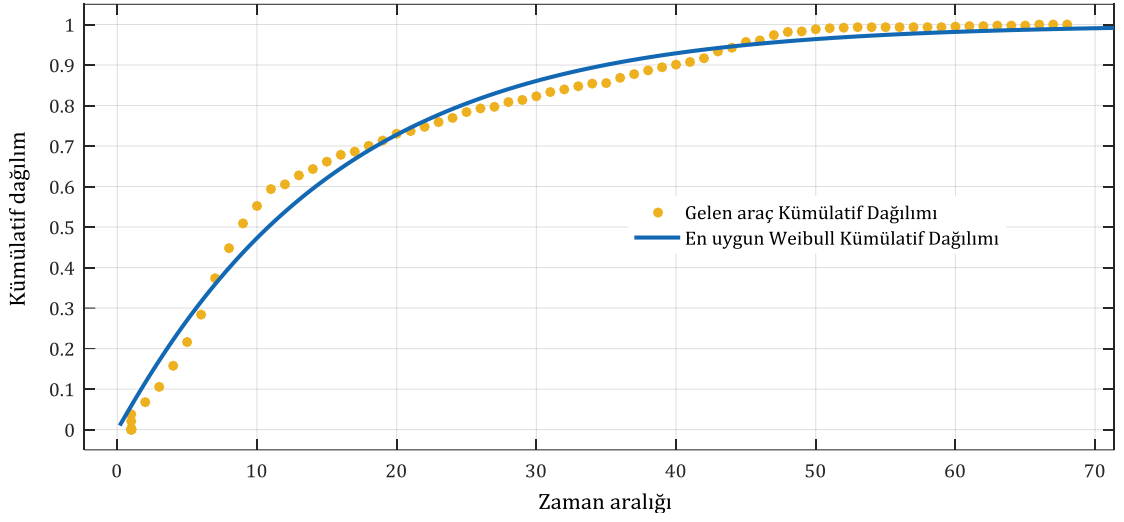


Şekil 2.10 EAPB'ye gelen araç sayısının örnek bir gün içindeki dağılımı

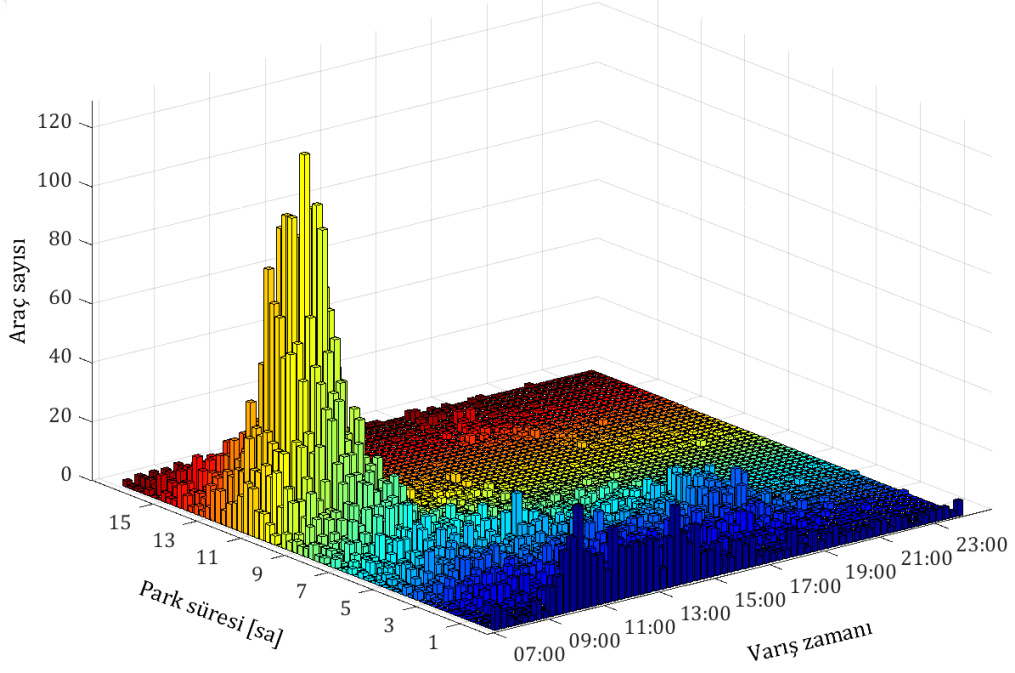
Tablo 2.6 Farklı dağılım fonksiyonlarına göre gelen araçlar için eğri uydurma sonuçlarının karşılaştırması

Olasılık Dağılım Fonksiyonları	R-Squared	SSE	RMSE	Dağılım Parametreleri
Weibull Dağılımı	0,9876	0,1008	0,0372	$\alpha=0,99, \beta=16,8$
Normal Dağılım	0,9247	0,3264	0,0703	$\mu=13,37, \sigma=17,45$
Lognormal Dağılım	0,9464	0,0904	0,0369	$\mu=2,398, \sigma=1,05$
Üstel Dağılım	0,9782	0,0983	0,0384	$\lambda=0,05942$

gün için araba varış saatleri Şekil 2.10'te verilmiştir. Burada yapılan olasılıksal hesaplamalarda, araçların geliş örüntüsünü belirlemede literatürde daha sık tercih edilen kümülatif dağılım fonksiyonu (CDF) kullanılmıştır [37], [72], [73]. Her bir zaman aralığı için ortalama araç sayısı hesaplanmış ve EA'ların PB'ye varış zamanlarına ilişkin en uygun dağılım fonksiyonu MATLAB *cf tool* [57] kullanılarak elde edilmiştir. En uygun dağılımı tespit etmek amacıyla dört farklı dağılım fonksiyonu test edilmiş olup, değerlendirilen dağılım fonksiyonları ve uydurulan eğriye ilişkin farklı hata analizlerinin karşılaştırmalı sonuçları Tablo 2.6'da verilmiştir. Yapılan analizler sonucunda iki parametrelili Weibull dağılımı, performans indislerindeki nispeten düşük hata oranları ve literatürde araç varış/ayrılış örüntüsü çalışmalarında daha sık kullanılması nedeniyle tercih edilmiştir. İki parametrelili Weibull dağılımı (2.21)'de verilmiştir. Burada x 15 dakikalık zaman aralığını temsil ederken, α ve β sırasıyla Weibull dağılımının şekil ve ölçek parametrelerini belirtmektedir. Bu hesaplamaların sonucunda, α ve β sırasıyla 0,99 ve 16,8 olarak elde edilmiştir. Gelen araçların ortalama kümülatif dağılımı için belirlenen en uygun Weibull kümülatif dağılımı Şekil 2.11'de gösterilmiştir. Gerçekleştirilen analizlerden sonra (2.22) aracılığıyla EA'ların varış zamanları rastgele olarak üretilmiştir.



Şekil 2.11 EAPB'ye gelen araçların ortalama kümülatif dağılımı ile en uygun Weibull kümülatif dağılım karşılaştırması



Şekil 2.12 Araçların otoparka varış zamanlarına bağlı olarak kalma sürelerinin dağılımı

$$F(x) = 1 - e^{-\left(\frac{x}{\beta}\right)^\alpha}, \quad 0 \leq x \leq 68 \quad (2.21)$$

$$t_{arr_i} = Weibull(\alpha, \beta) \quad (2.22)$$

Tez kapsamında değerlendirilen İSPARK otoparkı Park Et+Devam Et (P+D) türünde bir PB olduğu için araçların ayrılış zaman profili Şekil 2.12'den anlaşılabacağı gibi gün içine yayılmış durumda olup, park sürelerinin oldukça uzun olduğu görülmektedir.

PB'ye saat 09:00'dan önce gelen araçlar bütün gün park halinde kalmaktadırlar ve bu durumun normal dağılım fonksiyonu ile modellenebileceği tespit edilmiştir. Fakat 09:00'dan sonra gelen araçlar için aynı dağılım fonksiyonunun kullanılamayacağı açıktır. Bu nedenle, Eşitlik (2.23)'te ifadesi verilen Kernel Yoğunluk Tahmini analizi yardımıyla araçların PB'de parklanma süreleri elde edilmiştir.

$$f(y) = \frac{1}{Nh} \sum_{i=1}^N K\left(\frac{y - y_i}{h}\right) \quad (2.23)$$

Burada, N örneklem boyutunu, $K(\bullet)$ Kernel düzeltme fonksiyonunu, h bant genişliğini ve y_i ise örnek veri noktalarını temsil etmektedir. Düzeltme fonksiyonu olarak 1 bant genişliği değerli Gaussian Kernel kullanılmıştır. Bu süreci kullanarak araçların parklanma sürelerini ve dolayısıyla EAPB'den ayrılış zamanları yine her bir araç için (2.24) ve (2.25)'de verildiği gibi rastgele üretilmiştir.

$$t_{dur_i} = f(y_i) \quad (2.24)$$

$$t_{dep_i} = t_{arr_i} + t_{dur_i} \quad (2.25)$$

Başlangıç SoE seviyeleri de EAPB'nin enerji yönetimindeki bir diğer önemli parametredir. [74] numaralı çalışmada yer alan bir ankete göre İstanbul'da bir aracın ortalama katettiği mesafe 50 km/gün olarak tespit edilmiştir. Bu bilgi yardımıyla, her bir EA'nın EAPB'ye geldiklerinde sahip oldukları SoE seviyeleri (2.26)'de ifade edildiği gibi normal dağılım kullanılarak rastgele elde edilmiştir.

$$SoC_i = Normal(\mu = 0,70, \sigma = 0,15) \quad (2.26)$$

2.2.1.2 EAPB'nin Gerçek Zamanlı Enerji Yönetim Modeli

Önerilen EAPB enerji yönetim stratejisi, lineer programlama biçiminde gerçek zamanlı planlama tabanlı bir optimizasyon problemi olarak modellenmiştir. Bahsi geçen optimizasyon problemine ilişkin adlar dizgisi Tablo 2.7'de verilmiştir. Güç sistem bileşenlerinin daha etkin ve verimli bir biçimde kullanılmasına olanak sağlayacak şekilde EAPB'nin günlük işletimindeki YF'nin azami düzeyde tutulması amaçlanmıştır. Oluşturulan modelin amaç fonksiyonu (2.27) numaralı eşitlikte verilmiştir. Bu ifade, iki karar değişkeninin birbirine oranı olması nedeniyle doğrusal olmayan bir yapıdadır. Bu yüzden amaç fonksiyonu, (2.28) ifadesinde olduğu gibi aynı amaca hizmet edecek şekilde aradaki farkın asgari seviyeye çekilmesi olarak değiştirilmiştir.

Tablo 2.7 Gerçek zamanlı planlama tabanlı model için adlar dizgisi

Kümeler	h, m, t
Parametreler	$CE_m^{EA}, CR_m^{EA}, EA_{m,t,h}^{stat}, P_t^{PGS}, P_t^{ref}, SoE_m^{EA,bas}, SoE_m^{EA,maks}, SoE_m^{EA,min},$ $SoE_m^{EA,tlp}, T_m^A, T_m^D, \Delta T, T^S, T^E$
Karar Değişkenleri	$P_{m,t}^{EA,srj}, p_t^{sebeke}, p^{sebeke,maks}, p^{sebeke,ort}, SoE_{m,t}^{EA}$

$$maks. YF = \frac{p^{sebeke,ort}}{p^{sebeke,maks}}, \quad \forall h \quad (2.27)$$

$$min. (p^{sebeke,maks} - p^{sebeke,ort}), \quad \forall h \quad (2.28)$$

Bu ifadelerdeki karar değişkenleri Eşitlik (2.30) ve (2.29) yardımıyla elde edilmektedir. İlgili problemde amaç $p^{sebeke,maks}$ ile $p^{sebeke,ort}$ arasındaki farkın asgari hale getirilmesi olduğundan, (2.30)'daki ifade problemin çözümü gereği şebekeden çekilecek olan azami güce eşit olacaktır.

$$p^{sebeke,ort} = \frac{\sum_t p_t^{sebeke}}{card(t)}, \quad \forall t \geq h \quad (2.29)$$

$$p^{sebeke,maks} \geq p_t^{sebeke}, \quad \forall t \geq h \quad (2.30)$$

EAPB'nin şebekeden çektiği toplam güç t periyodunda şarj olan m adet EA'nın şarj güçlerinin (2.31)'deki gibi toplanmasıyla elde edilmektedir ve bu bütün h optimizasyon çevrimlerinde geçerlidir. İlgili EA'nın şarj gücü (2.32)'de verildiği gibi aracın şarj olma oranı ya da ilgili şarj istasyonunun şarj kapasitesi ile belirlenmektedir.

$$p_t^{sebeke} = \sum_{m=1}^M p_{m,t}^{EA,srj}, \quad \forall t \geq h \quad (2.31)$$

$$p_{m,t}^{EA,srj} \leq CR_m^{EA}, \quad \forall m, t \in [T_m^A, T_m^D) \quad (2.32)$$

EA modeline ilişkin diğer kısıtlar (2.33)-(2.37) eşitliklerinde verilmiştir. Burada ilgili aracın EAPB'de olup olmadığı 1 ya da 0 değeri alabilen $EA_{m,t,h}^{stat}$ ile kontrol edilmektedir. Bu parametrenin 1 olması durumunda ilgili EA'nın şarj istasyonuna

bağlandığı, 0 değerini aldığı anda ise istasyona bağlı olmadığı sonucuna varılmaktadır. EA m 'nin şarj işlemine başladığı durumdaki SoE seviyesi (2.33) ile parametre olarak sağlanmaktadır. SoE seviyesindeki değişim ise (2.34) ile modellenmiştir. $SoE_{m,t}^{EA}$ karar değişkeni (2.35)'de belirtildiği gibi hiçbir zaman batarya kapasitesinden büyük ve asgari SoE seviyesinden küçük olamaz. Geliştirilen modelde EA sahiplerinin talepleri doğrultusunda araçlarının ayrılış zamanında talep ettikleri SoE seviyelerini belirleyebilmeleri için (2.36) modele tanımlanmıştır. EA'ların EAPB'de olmadığı durumlarda $SoE_{m,t}^{EA}$ değişkenin değer almaması için (2.37) problemin modeline eklenmiştir.

$$SoE_{m,t}^{EA} = SoE_m^{EA,bas}, \quad \forall t \geq h, t = T_m^A \quad (2.33)$$

$$SoE_{m,t}^{EA} = SoE_{m,t-1}^{EA} + CE_m^{EA} \cdot P_{m,t}^{EA,Srj} \cdot \Delta T, \quad \forall t \geq h, \text{ if } EA_{m,t,h}^{stat} = 1 \quad (2.34)$$

$$SoE_m^{min} \leq SoE_{m,t}^{EA} \leq SoE_m^{max}, \quad \forall t \geq h, \text{ if } EA_{m,t,h}^{stat} = 1 \quad (2.35)$$

$$SoE_{m,t}^{EA} \geq SoE_m^{tlp}, \quad \forall t \geq h, t = T_m^D \quad (2.36)$$

$$SoE_{m,t}^{EA} = 0, P_{m,t}^{EA,Srj} = 0, \quad \text{if } EA_{m,t,h}^{stat} = 0 \quad (2.37)$$

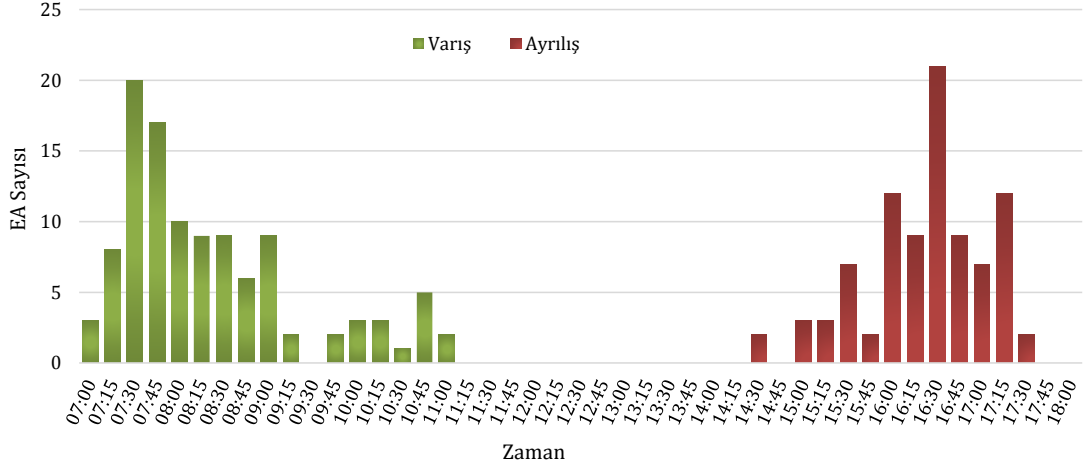
Son olarak geliştirilen model, DSO'ya EAPB'nin günlük işletimi sırasında yoğun zamanlarda şebekenin stresini azaltmak amacıyla pik gücünü sınırlama imkânı veren DR programı ile zenginleştirilmiştir. PGS tabanlı DR programını modellemek için (2.38) ve (2.39) eşitlikleri tanımlanmıştır.

$$P_t^{PGS} \geq P_t^{sebeke}, \quad \forall t \geq h, t \in [T^S, T^E] \quad (2.38)$$

$$P_t^{sebeke} = 0, \quad \forall t \geq h, t \in [T^S, T^E], \forall P_t^{ref} = 0 \quad (2.39)$$

2.2.2 Test ve Sonuçlar

EAPB'nin gerçek zamanlı planlanması amacıyla geliştirilen optimizasyon algoritması oluşturulan farklı durum çalışmaları altında test edilmiştir. Benzetim çalışmaları CPLEX çözücü kullanılarak GAMS v24.1.3 [56] yazılımı ile test edilmiştir. Problemin GAMS kodları EK A.2 bölümünde detaylı bir şekilde verilmiştir. Ayrıca EAPB'ye gelen EA'ların belirsiz davranışları MATLAB *cf tool* [57] kullanılarak dikkate alınmıştır. Bu bölümde, gerçekleştirilen benzetim çalışmaları irdelenmiştir.



Şekil 2.13 EA'ların varış/ayrılış zamanları

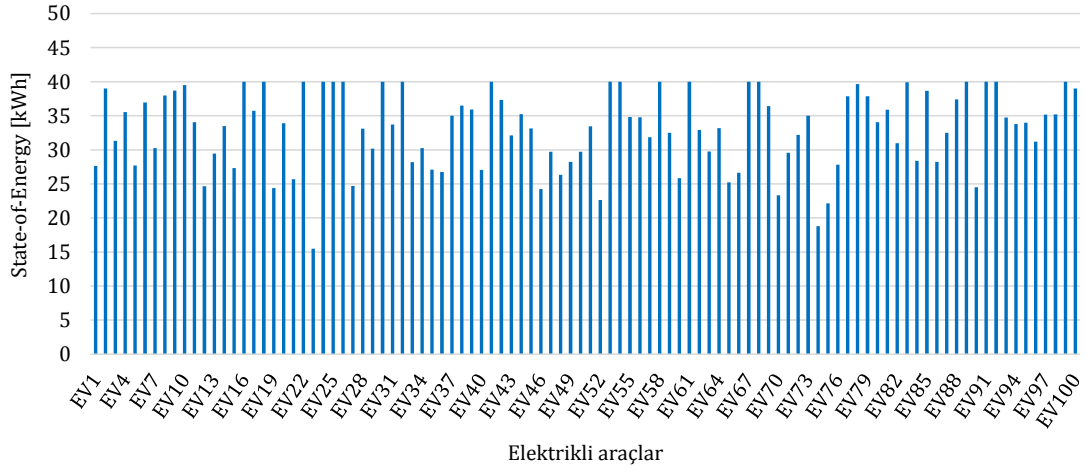
2.2.2.1 Giriş Verileri

Bu çalışma kapsamında, İSPARK tarafından yönetilen bir P+D tipi otopark ele alınmıştır. Belirtilen PB, İstanbul'un Asya yakasındaki bir metro istasyonunun yakınında yer almaktadır ve söz konusu PB'nin kapasitesi 500 araçtır. PB'nin bu çalışma sırasında toplam kapasitenin % 20'sine hizmet verebilecek kadar EA şarj istasyonuna sahip olduğu varsayılmaktadır. Bu nedenle, İSPARK'tan alınan geçmiş verilere dayanarak EA'ların varış/ayrılış saatleri ve varış zamanlarındaki SoE seviyeleri 100 EA için üretilmiştir.

EA'ların sayısına göre üretilen varış/ayrılış saatleri dağılımı Şekil 2.13'te gösterilmektedir. Şekilden de görüleceği üzere, EA sahiplerinin araçlarını sabahın erken saatlerinde PB'ye bıraktıkları ve mesai saatlerinin sonunda aldıkları görülmektedir. Değerlendirilen EA'ların EAPB'ye geldiklerinde sahip oldukları başlangıç SoE seviyeleri Şekil 2.14'te gösterilmektedir.

Önerilen modelin test edilmesi süresince değerlendirilen iki EA türünün elektriksel özellikleri Tablo 2.8'de listelenmiştir. Her biri 50 kW batarya kapasitesine ve 0,95 şarj verimliliğine sahipken, Model 1 ve Model 2 sırasıyla 7,2 kW ve 50 kW şarj oranına sahiptir. EA'ların şarj hızlarının şebekeye etkisini yansıtmak için Tablo 2.3'de yer alan bilgilere göre normal şarj (Mod 2) ve hızlı şarj (Mod 3) olacak şekilde çalışma kapsamında iki senaryo ele alınmıştır. İlki sadece Model 1 EA'dan oluşan EA'ları içerirken, ikinci senaryo EA setinin % 30'unun hızlı şarj yeteneğine sahip olan Model 2'den oluşmasıdır. İkinci senaryoda hangi EA'ların Model 2 olarak kabul edileceğinin rastgele belirlendiği hatırlatılmalıdır.

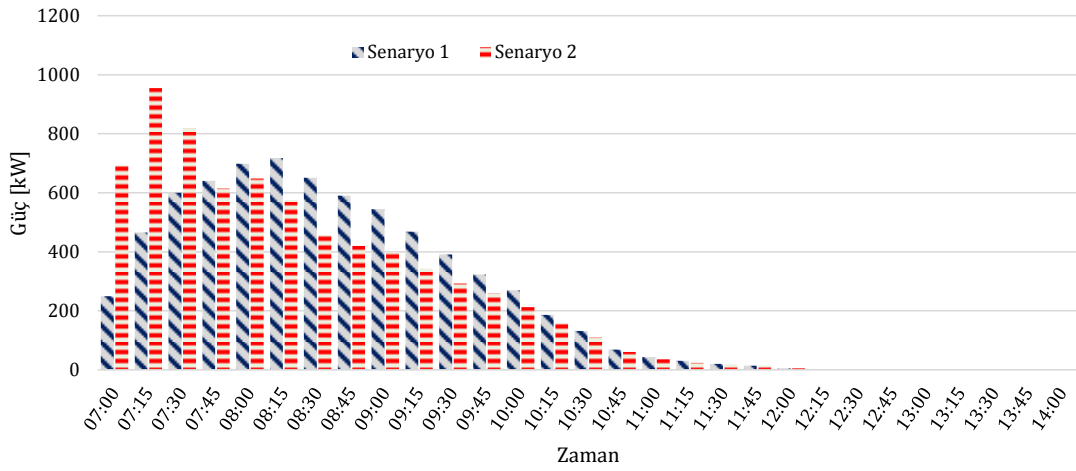
Şekil 2.15, EAPB'nin iki senaryosuna ait referans güç profillerini göstermektedir. Bir başka gerekli açıklama, EAPB'nin referans güç profilinin nasıl elde edildiğiyle ilgilidir.



Şekil 2.14 EAPB'ye gelen EA'ların başlangıç SoE değerleri

Tablo 2.8 Değerlendirilen EA modellerinin elektriksel özellikleri

EA Modelleri	Batarya Kapasitesi [kWh]	Şarj Oranı [kW]	Şarj Verimliliği
Tip 1	50	7,2	0,95
Tip 2	50	50	0,95



Şekil 2.15 Değerlendirilen 2 senaryo için EAPB referans güç profilleri

Referans güç profili, EA'ların EAPB'ye ulaştığı anda şarj işlemine başlaması ve enerji yönetiminin sisteminin tanıtılmaması durumunda şebekeden çekilen toplam gücün hesaplanması ile elde edilmektedir. Bu durum, önerilen modelin durum çalışması analizlerini değerlendirmek için de temel durum olarak kullanılmaktadır.

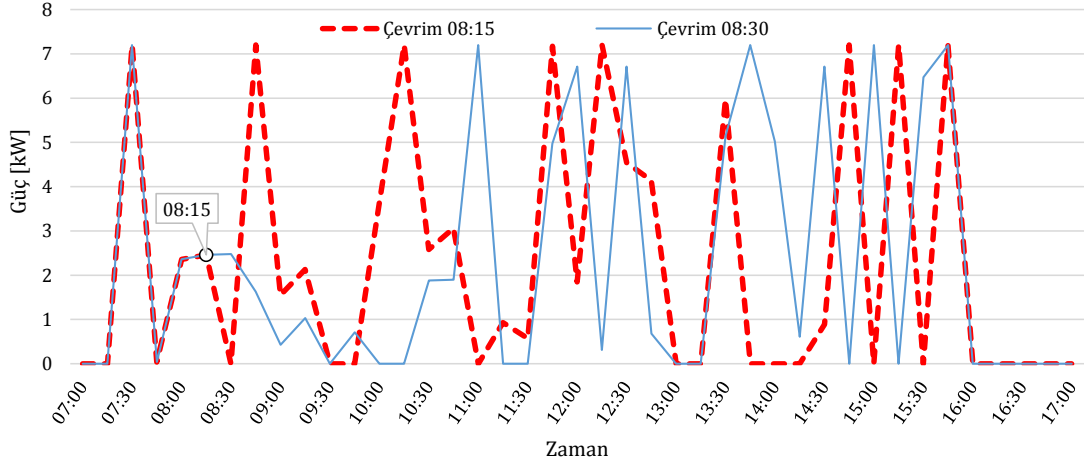
2.2.2.2 Benzetim Sonuçları

Önerilen gerçek zamanlı planlama tabanlı EAPB enerji yönetim modeli her bir senaryo için 5 farklı durum çalışması altında test edilmiştir. Durum çalışmalarının detayları aşağıdaki gibidir:

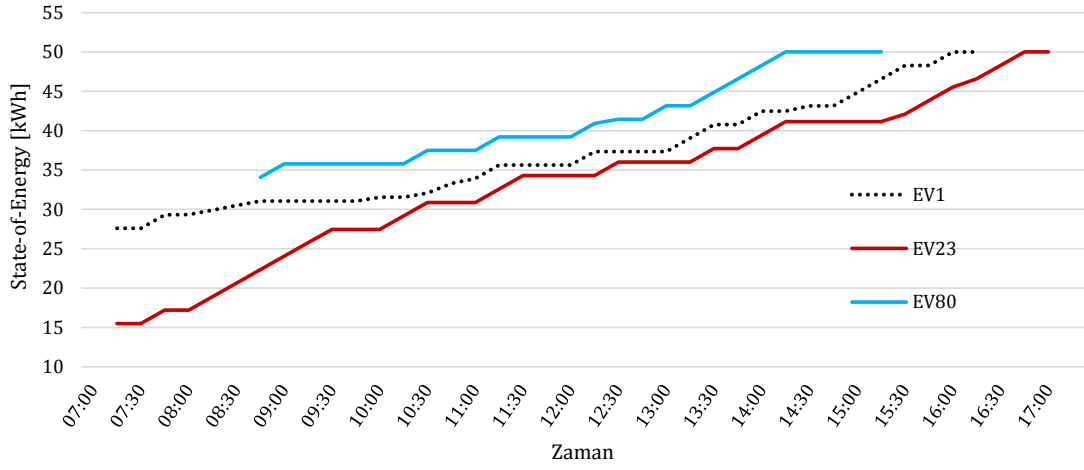
- *Temel Durum:* Geliştirilen modelin sistemde aktif edilmediği ve EA'ların EAPB'ye gelir gelmez şarj işlemine başladıkları durum.
- *Durum-1:* Geliştirilen modelin sistemde aktif edildiği ve herhangi DR programının uygulanmadığı durum.
- *Durum-2:* Geliştirilen modelin sistemde aktif edildiği ve DSO'nun saat 08:00-09:30 arasında EAPB'ye 100 kW pik güç sınırı getirdiği durum.
- *Durum-3:* Geliştirilen modelin sistemde aktif edildiği ve DSO'nun saat 10:00-11:30 arasında EAPB'ye 100 kW pik güç sınırı getirdiği durum.
- *Durum-4:* Geliştirilen modelin sistemde aktif edildiği ve DSO'nun saat 08:00-09:30 arasında EAPB'ye 50 kW pik güç sınırı getirdiği durum.
- *Durum-5:* Geliştirilen modelin sistemde aktif edildiği ve DSO'nun saat 10:00-11:30 arasında EAPB'ye 50 kW pik güç sınırı getirdiği durum.

Çalışma boyunca, EA şarj altyapısı ile zenginleştirilmiş olduğu kabul edilen ve İSPARK tarafından yönetilen metro istasyonunun yakınındaki mevcut bir P+D otoparkının dikkate alındığını hatırlatmakta fayda bulunmaktadır. Ayrıca, EA sahipleri İstanbul gibi bir metropolde trafik yoğunluğu nedeniyle toplu taşıma araçlarına transfer olabilmek için bu tip PB'leri sıkça kullanmaktadırlar. Bu nedenle, park etme süreleri çok uzundur, bu da EAPB yönetim sistemine pik yükünü esnek bir şekilde azaltma ve gün içine dağıtma imkânı sağlamaktadır.

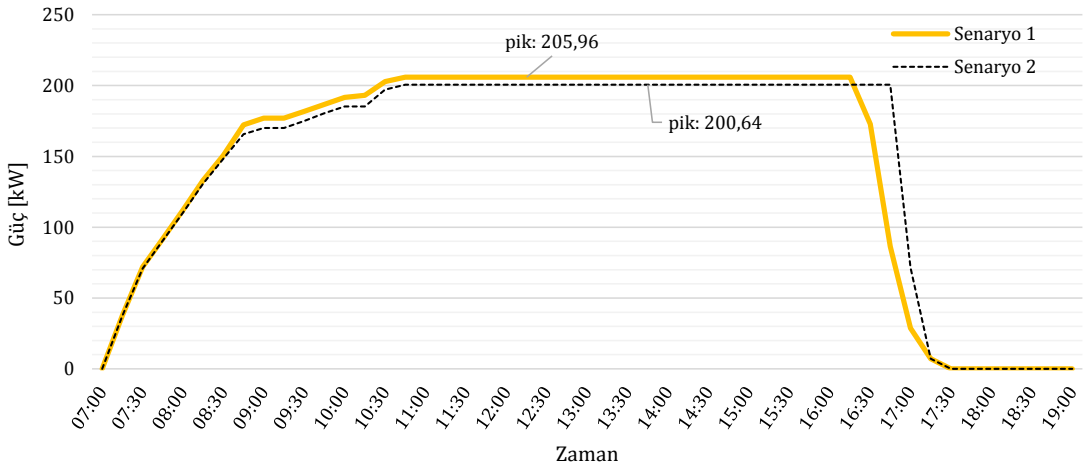
Şekil 2.16'da, farklı optimizasyon çevrimleri sırasında EAPB'nin şebekeden çektiği güç Senaryo-1 için gösterilmiş ve ilgili şekilde PGS tabanlı DR programı bulunmadığı durum ele alınmıştır. Geliştirilmiş optimizasyon algoritması, yeni EA'ların EAPB'ye geldiği her zaman aralığında optimizasyon çevrimini yinelenmekte ve o anki mevcut duruma göre EA'ların şarj işlemlerini planlamaktadır. Örneğin; turuncu sürekli çizgiyle ifade edilmekte olan 07:45'te gerçekleştirilen optimizasyon çevrimindeki güç profili, kırmızı kesikli çizgiyle gösterilen 07:30'da gerçekleşen çevrimin güç profiline göre daha fazla EA'nın şarj işlemi için EAPB'ye gelmesi nedeniyle gözle görülür biçimde artmıştır. Ayrıca, şebekeden çekilen güç profilinin 07:30'a kadar aynı olması gerçek zamanlı planlamaya dayanan modelin doğru çalıştığını kanıtlamaktadır. Saat



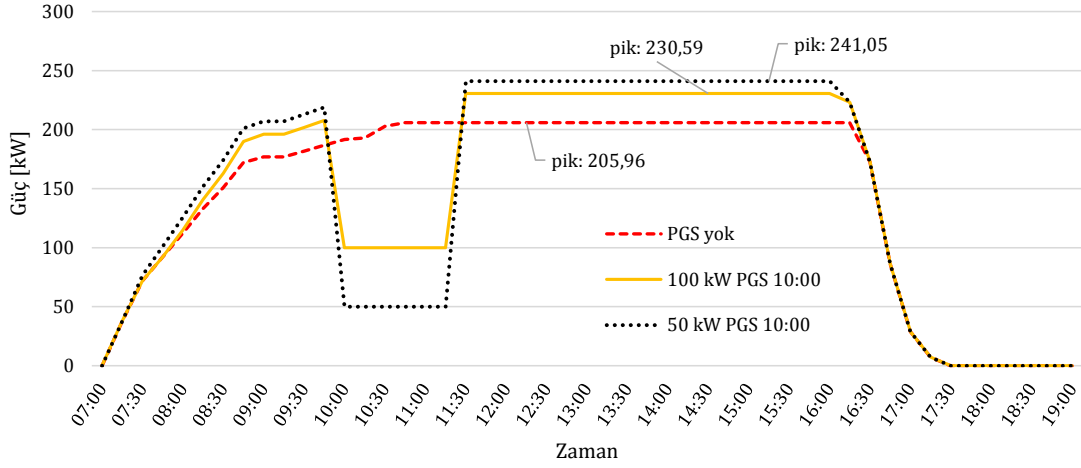
Şekil 2.17 EV1 aracına ait farklı çevrimlerde gerçekleşen şarj gücü profili



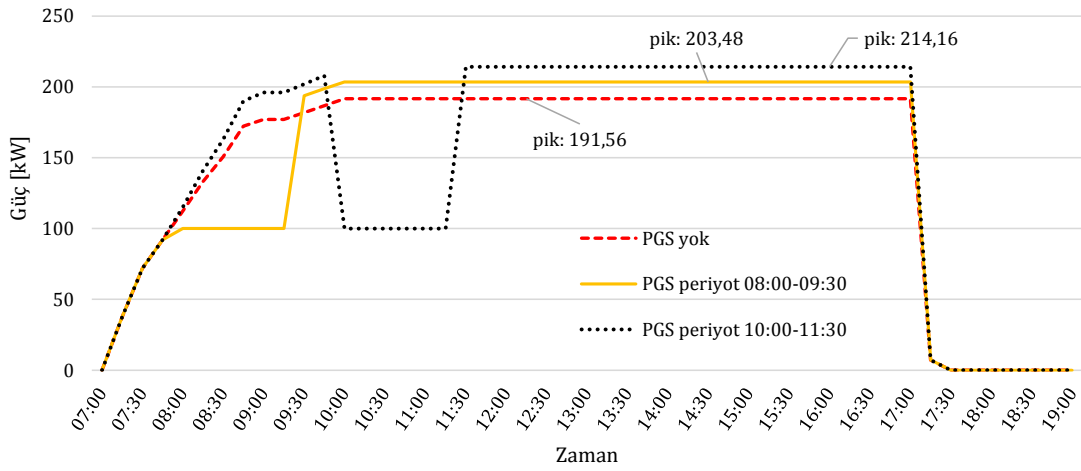
Şekil 2.18 Farklı EA'ların şarj işlemleri süresince SoE değişimleri



Şekil 2.19 Oluşturulan iki senaryo için EAPB'nin güç profili (DR programı mevcut değil)



Şekil 2.20 EAPB'nin farklı PGS miktarları altındaki güç profili (Çevrim 12:00)



Şekil 2.21 EAPB'nin farklı PGS periyotları altındaki güç profili (Çevrim 10:00)

PGS miktarının şebekeden çekilen güç üzerindeki etkisini gözlemlemek için, Şekil 2.20'de Durum-1, Durum-3 ve Durum-5 için EAPB'nin güç profili gösterilmektedir. DSO tarafından uygulanan sınırlama miktarının DR programı döneminden önce ve sonra çekilen güç üzerinde olumsuz etkileri olduğu açıkça gözlemlenmektedir. Buna bağlı olarak, EAPB'nin günlük işletimde YF'si de azalmıştır. Şekil 2.21'de, farklı DR periyotlarının şebeke gücü üzerindeki etkisi incelenebilmektedir. Durum-2 ve Durum-3'te aynı miktarda PGS'nin sırasıyla saat 08:00'de ve 10:00'da bir buçuk saat boyunca uygulandığının altını çizmekte fayda vardır. Durum-2'de EAPB'nin gün içerisindeki pik gücü 203,48 kW iken, Durum-3'te bu değer 214,16 kW'dır. Her iki durumda YF'nin azaldığı anlaşılmaktadır. Buradan, PGS miktarı veya PGS periyodunun akılcıca belirlenmesi durumunda YF'nin PGS'nin uygulanmadığı duruma göre artırılabilceği sonucuna varılabilir.

Herhangi bir DR programında, EA'nın şarj düzeninin nasıl değiştiği Şekil 2.22

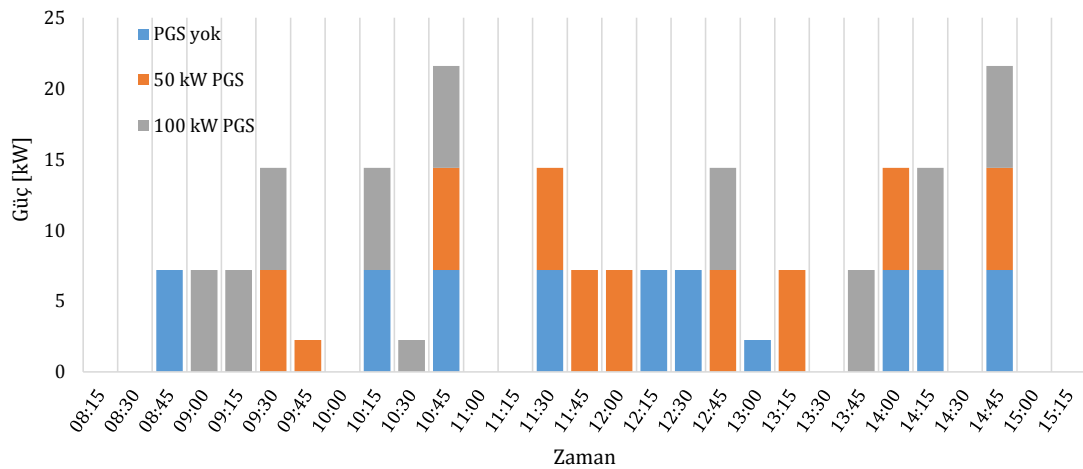
Tablo 2.9 Senaryo-1’de değ erlendirilen durum ç alışmalarının karşılaştırılmal ı sonuç ları

Durum Ç alışması	PGS Miktarı	DR Periyodu	Yük Faktörü	Artış Oranı
Temel Durum	–	–	0,103	–
Durum-1	–	–	0,36	%249
Durum-2	100 kW	08:00-09:30	0,34	%230
Durum-3	100 kW	10:00-11:30	0,321	%211
Durum-4	50 kW	08:00-09:30	0,325	%215
Durum-5	50 kW	10:00-11:30	0,307	%198

Tablo 2.10 Senaryo-2’de değ erlendirilen durum ç alışmalarının karşılaştırılmal ı sonuç ları

Durum Ç alışması	PGS Miktarı	DR Periyodu	Yük Faktörü	Artış Oranı
Temel Durum	–	–	0,07	–
Durum-1	–	–	0,37	%428
Durum-2	100 kW	08:00-09:30	0,352	%402
Durum-3	100 kW	10:00-11:30	0,333	%375
Durum-4	50 kW	08:00-09:30	0,336	%380
Durum-5	50 kW	10:00-11:30	0,308	%340

incelenerek görüleb ilir. Bu şek lin, DR program ının 08:00-09:30 arasında uygulandı ğ ı durumda elde edildi ğ i belirtilmelidir. DSO tarafından EAPB’ye daha düşük bir limit uygulandı ğ ında, EA’nın şarj profili DR program ından sonraki zaman periyotlarına kaymaktadır. Bunun da DR program ı sonrasında EA’nın ayrılış zamanına kadar olan süre içinde EAPB yöneticisi adına esnekli ğ in azalması anlamına geldi ğ i ve EAPB’nin pik gücünün artmasına neden olabilece ğ i göz ard ı edilmemelidir.



şek il 2.22 Bir EA’nın farklı PGS miktarları alt ındaki şarj profili (Ç evrim 10:30)

Tablo 2.9 ve Tablo 2.10, bu çalışma boyunca değerlendirilen durum çalışmalarının sırasıyla hem Senaryo-1 hem de Senaryo-2 için karşılaştırılabilmesine imkân sağlamaktadır. Her iki senaryoda da temel durumlar beklendiği gibi en kötü durum olarak ortaya çıkmaktadır, çünkü EA'lar EAPB'ye gelir gelmez şarj işlemine başlamaktadır ve herhangi bir yönetim sistemi mevcut değildir. Temel durumlarda YF ilk senaryo için 0,103 iken, EA'ların %30'unun 50 kW şarj oranına sahip olduğu ikinci senaryo için 0,07'dir. Önerilen modelin uygulanmasından sonra, YF'ler %249 ve %428 artış oranı ile dikkate değer bir şekilde yükselmiştir. PGS tabanlı DR programının YF üzerindeki etkisini anlamak için, Durum-1, Durum-2 ve Durum-3 ile karşılaştırılabilir. DSO sabah erken saatlerde 100 kW miktarında PGS uygulasa bile, Senaryo-1 ve 2'de YF sırasıyla %5,55 ve %4,86 oranında azalmıştır. Durum-3'e bakılırsa, YF'lerin %10,83 ve %10'luk düşüş oranlarına sahip olduğu görülmektedir. Bir başka dikkat çekici sonuç ise Durum-3 ile Durum-4'ün karşılaştırılmasıyla elde edilebilir. Bahsi geçen tablolardan ilgili durumların oldukça yakın YF'lere sahip oldukları görülebilir. Bu sonuçları göz önünde bulundurarak, DSO tarafından DR programının uygulanması esnasında PGS limitinin mi yoksa DR periyodunun uygulanma zamanının mı faydalı olduğuna karar verilebilir.

Senaryo-2'deki artış oranlarının nispeten fazla olmasının sebebi, ilgili senaryoda temel durumda yüksek şarj oranlı EA'lar nedeniyle YF'nin daha küçük olması olarak açıklanabilir. Gerçekleştirilen benzetim sonuçlarına göre EA'ların yüksek şarj oranına sahip olmasının, eğer yönetim sistemi var ise EAPB için kötü bir durum olmak yerine aksine EAPB'ye esneklik sağladığı anlaşılmaktadır.

Elektrikli Araç Park Bölgelerinin Dağıtım Sistemi İşletimindeki Rolünün İncelenmesi

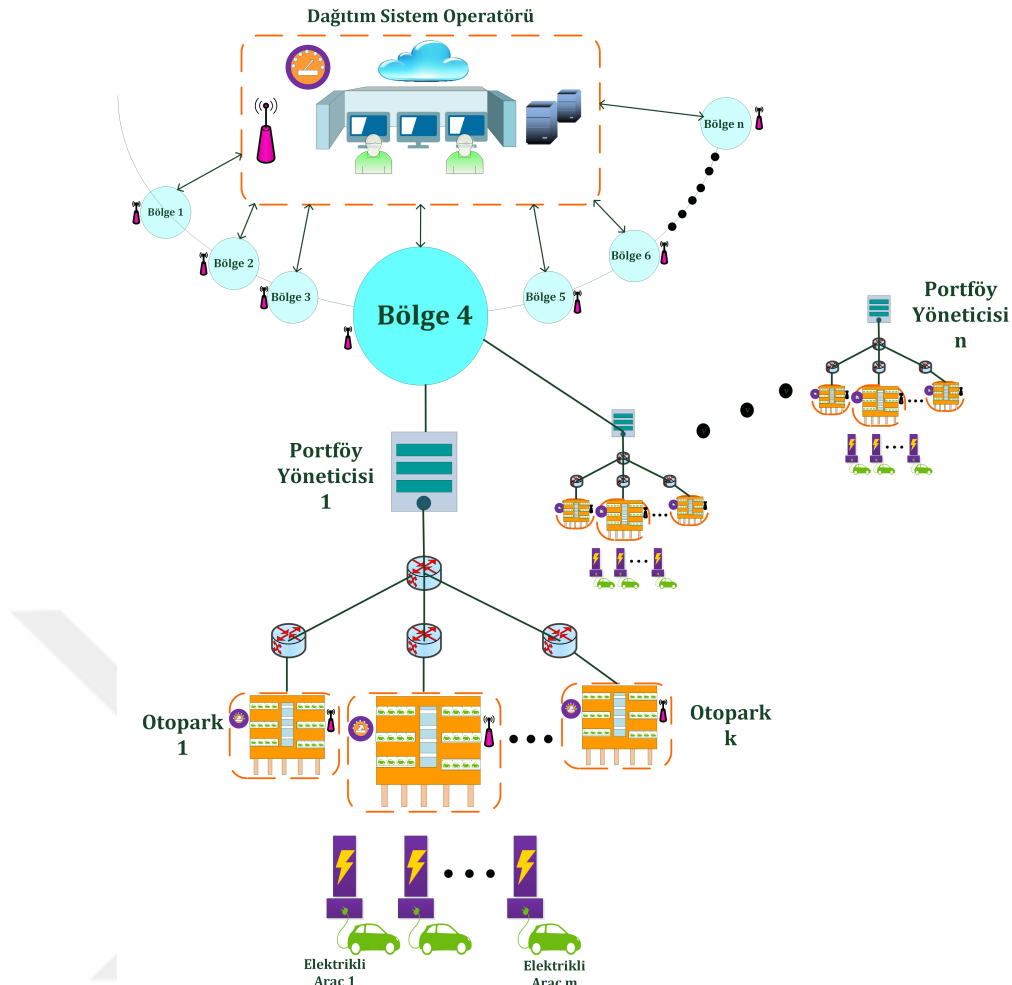
Önerilen EAPB-PY enerji yönetim stratejisinin blok şeması Şekil 3.1’de gösterilmiştir. Şekilde görüldüğü gibi, DSO farklı bölgelere güç dağıtımı gerçekleştirmektedir. Önerilen model, her bir bölge altındaki farklı PY’ler tarafından yönetilen farklı PB’lerin şarj işlemlerinin koordinasyonunu sağlamayı hedeflemektedir. Geliştirilen modelde, DSO kontrolünde bulunan bölgelerin günlük işletiminde hat kayıplarının en aza indirilmesi amaç fonksiyonu olarak belirlenmiştir. Bununla birlikte şebeke ile çift yönlü enerji akışı da modelde dikkate alınmış olup, FV tabanlı üretim birimlerinden elde edilen fazla enerjinin şebekeye geri aktarılması da göz önünde bulundurulmuştur. Ayrıca, DSO tarafından talep edilecek PGS tabanlı DR programı bölgeler arasındaki güç akışı dikkate alınarak değerlendirilmiştir. Dahası, EA sahiplerinin belirsiz davranışları ve FV üretimine ilişkin belirsizlikler de senaryo tabanlı stokastik olarak modellenmiştir. Fakat önemli bir konu olan sık şarj etkileşimlerinin batarya yaşlanmasına etkileri bu çalışma kapsamında dikkate alınmamıştır.

3.1 Oluşturulan Yönetim Sisteminin Matematiksel Modeli

Bu çalışmada geliştirilen EAPB-PY konseptinde, DSO kontrolünde bulunan birden fazla bölge içerisinde yer alan PB’lerin şarj işlemlerinin en iyi şekilde koordine edilmesi hedeflenmiştir. Güç sistemi esnekliği arttırılarak DSO’ya daha etkin bir yönetim imkânı sağlanmaktadır. Problemin çözümü için oluşturulan optimizasyon probleminin adlar dizgisi Tablo 3.1’de ayrıntılı şekilde verilmiştir.

Amaç fonksiyonu:

DSO’nun kontrolünde bulunan bölgelerin enerji dağıtımının gerçekleştirilmesi esnasında hat kayıplarının en aza indirilmesi, önerilen modelin amaç fonksiyonunu oluşturmaktadır. Eşitlik (3.1)’de ilgili amaç fonksiyonu gösterilmektedir.



Şekil 3.1 Geliştirilen bölgesel PY tabanlı EAPB enerji yönetim stratejisi blok şeması

$$\min. \left(\sum_t \sum_b \sum_v \sum_s \pi_v \cdot \pi_s \cdot P_{b,v,s,t}^{kyp} \right), \quad \forall b \in B, t \in T, \forall v, \forall s \quad (3.1)$$

Tablo 3.1 Dağıtım sistemindeki EAPB'lerin şarj planlaması modeli için adlar dizgisi

Kümeler	$b, i, k, m, n, r, s, t, v$
Parametreler	$CE_m^{EA}, CR_m^{EA}, f_b^{maks}, N, P_i^{f,maks}, P_t^{PGS}, P_{v,t}^{FV,top}, SoE_m^{EA,bas},$ $SoE_m^{EA,maks}, SoE_m^{EA,min}, T_{r,n,k,m,s}^A, T_{r,n,k,m,s}^D, \Delta T, T_1, T_2, X_p, Y_p, \pi_s, \pi_v$
Karar Değişkenleri	$F_{b,v,s,t}, f_{b,v,s,t}, P_{r,n,k,m,v,s,t}^{EA,srj}, P_{r,n,v,s,t}^{PY}, P_{r,n,k,v,s,t}^{EAPB}, P_{i,v,s,t}^f,$ $P_{i,v,s,t}^{f,yuk}, P_{b,v,s,t}^{kyp}, P_{r,v,s,t}^{blg,top}, P_{v,s,t}^{geri,sbk}, SoE_{r,n,k,m,v,s,t}^{EA}, u_{v,s,t}^{sbk}, z_{b,v,s,t,p}$

Güç dengesi, hat taşıma ve generatör barası ile ilgili kısıtlar:

Sistemin güç eşitliği (3.2) ile sağlanmaktadır. Burada bölgelerin toplam güç talebi ($P_{r,v,s,t}^{blg,top}$), FV tarafından üretilen toplam güç ($P_{v,t}^{FV,top}$), ilgili baradaki yükleri beslemek için verilen güç ($P_{i,v,s,t}^{f,yuk}$) ve ilgili baranın bağlı olduğu hat üzerinde akan (baraya doğru ya da baradan çıkan olmak üzere) güçlerin ($f_{b,v,s,t}$) toplamına eşit olması gerekmektedir. Eşitlik (3.3) ise bölgeleri birbirine bağlayan hatların taşıma kapasitesine ilişkin kısıtları modellemektedir. Çift yönlü güç akışı kabulünün sağlanması amacıyla hatlar üzerinden aktarılabilecek güç $-f_b^{maks}$ ile f_b^{maks} arasında olabilmektedir. Ayrıca, şebekeden çekilen güç değerinin ($P_{i,v,s,t}^f$) ilgili baraya bağlı yüklerin güç talebinin ve hat üzerindeki kayıpların toplamına eşit olması gerektiği koşulu (3.4) ile sağlanmaktadır. Çift yönlü güç akışından doğabilecek aynı anda şebekeden güç çekilip şebekeye güç aktarılmasının önlenmesi için ikili sayı sistemi değişkeni kullanılarak (3.5) ve (3.6) kısıtları oluşturulmuştur. Generatör üretimine ilişkin güç sınırı (3.7) numaralı eşitlik ile belirlenmiştir.

$$P_{v,t}^{FV,top} + P_{i,v,s,t}^{f,yuk} + \sum_{b \in B: i \in \Omega_b^j} f_{b,v,s,t} - \sum_{b \in B: i \in \Omega_b^i} f_{b,v,s,t} = P_{r,v,s,t}^{blg,top} \quad \forall i \in I, \forall t \in T, \forall v, \forall s, \forall r \quad (3.2)$$

$$-f_b^{maks} \leq f_{b,v,s,t} \leq f_b^{maks}, \quad \forall b \in B, t \in T, \forall v, \forall s \quad (3.3)$$

$$P_{i,v,s,t}^f = P_{i,v,s,t}^{f,yuk} + \sum_{b \in B} P_{b,v,s,t}^{kyp} + P_{v,s,t}^{geri,sbk}, \quad \forall i \in \Omega_i^f, \forall t \in T, \forall v, \forall s \quad (3.4)$$

$$P_{i,v,s,t}^f \leq N \cdot u_{v,s,t}^{sbk} \quad (3.5)$$

$$P_{v,s,t}^{geri,sbk} \leq N \cdot (1 - u_{v,s,t}^{sbk}) \quad (3.6)$$

$$0 \leq P_{i,v,s,t}^f \leq P_i^{f,maks}, \quad \forall i \in \Omega_i^f, \forall t \in T, \forall v, \forall s \quad (3.7)$$

Hat kayıplarının lineer yaklaşım modeli:

Hatlar üzerinde meydana gelen aktif güç kaybı d ve c katsayıları ile ikinci dereceden bir fonksiyon olarak (3.8)'deki gibi modellenmiştir. Fakat bu denklemde lineerleştirilmesi gereken bir ifade ($f_{b,v,s,t}^2$) bulunmaktadır. Bu yüzden literatürdeki en yaygın lineerleştirme yöntemlerinden biri olan *Special Order Sets of Type 2* (SOS2), lineer olmayan ifadenin önerilen modele uygun bir şekilde lineer yaklaşımı için kullanılmıştır. Eşitlik (3.9) yaklaşımda kullanılan SOS2 değişkenlerine ilişkin kısıtı tanımlarken, güç akışıyla ilgili yaklaşımlar (3.10) ve (3.11) ile modellenmiştir.

$$P_{b,v,s,t}^{kyp} = d \cdot |f_{b,v,s,t}| + c \cdot f_{b,v,s,t}^2, \quad \forall b \in B, \forall t \in T, \forall v, \forall s \quad (3.8)$$

$$\sum_{p \in P} z_{b,v,s,t,p} = 1, \quad \forall b \in B, \forall t \in T \quad (3.9)$$

$$f_{b,v,s,t} = \sum_{p \in P} X_p \cdot z_{b,v,s,t,p}, \quad \forall b \in B, \forall t \in T \quad (3.10)$$

$$F_{b,v,s,t} = \sum_{p \in P} Y_p \cdot z_{b,v,s,t,p}, \quad \forall b \in B, \forall t \in T \quad (3.11)$$

Bölgesel kısıtlar:

Önerilen planlama modelinde hiyerarşik bir şema önerilmiş olup, her bir yapı bir üst yapının kontrolü altında bulunmaktadır. Her bir bölgenin aktif güç talebinin, altında bulunan PY'lerin güç taleplerinin toplamına eşit olması gerekmektedir ve bu koşul (3.12) ile sağlanmaktadır. Benzer bir durumun PY'ler için de geçerli olduğu ve bu koşulun (3.13) ile sağlandığı belirtilmelidir. Yani ilgili EAPB'lerin şarj için t periyodunda talep ettikleri güçlerin toplamı PY'nin talep ettiği güce eşit olmalıdır. Bir EAPB'nin toplam gücü ise içerisinde şarj olan EA'ların şarj güçlerinin toplamına eşittir ve bu (3.14) numaralı eşitlik ile modellenmiştir.

$$P_{r,v,s,t}^{blg,top} = \sum_n P_{r,n,v,s,t}^{PY}, \quad \forall s, \forall v, \forall n, \forall t \quad (3.12)$$

$$P_{r,n,v,s,t}^{PY} = \sum_k P_{r,n,k,v,s,t}^{EAPB}, \quad \forall s, \forall v, \forall k, \forall n, \forall t \quad (3.13)$$

$$P_{r,n,k,v,s,t}^{EAPB} = \sum_m P_{r,n,k,m,v,s,t}^{EA,srj}, \quad \forall s, \forall v, \forall k, \forall m, \forall n, \forall t \quad (3.14)$$

EA'ların güç ve şarj durumu ile ilgili kısıtlar:

Eşitlik (3.15), her bir EA'nın şarj gücünün ilgili şarj istasyonunun şarj kapasitesinden büyük olamayacağını ifade etmektedir. EA'ların şarj durumunun değişimi ise Eşitlik (3.16) ile modellenmektedir. İlgili ifade, m EA'nın r bölgesindeki n portföy yöneticisi kontrolünde olan k PB'ye geldiği ve şarj istasyonuna bağlandığı andaki SoE durumunu ifade etmektedir. Burada t periyodundaki SoE durumu ($SoE_{r,n,k,m,v,s,t}^{EA}$), bir önceki periyottaki enerji durumu ($SoE_{r,n,k,m,v,s,t-1}^{EA}$) ile PB'den sağlanan şarj enerjisi ($P_{r,n,k,m,v,s,t}^{EA,srj} \cdot CE_m \cdot \Delta T$) toplamına eşit olmalıdır. Eşitlik (3.17)'de ise EA'nın ilgili PB'ye geldiği andaki SoE durumunu, yani şarj işlemine başlamadan önceki SoE seviyesini belirtmektedir.

EA sahibinin isteği doğrultusunda PB'den ayrılma anında aracın SoE durumunun,

kullanıcı konforu açısından EA batarya kapasitesine ($SoE_m^{EA,maks}$) eşit olması koşulu ise Eşitlik (3.18) ile sağlanmaktadır. Eşitlik (3.19) ise, ilgili EA'nın batarya şarj durumunun asgari SoE seviyesi ($SoE_m^{EA,min}$) ile azami SoE kapasitesi ($SoE_m^{EA,maks}$) arasında olması gerektiği koşulunu sağlamaktadır. EA'ların herhangi bir PB'de bulunmadığı zamanlarda ise ilgili EA'nın SoE seviyesinin ve batarya şarj gücünün bir değer alamaması gerektiği unutulmamalıdır. Bu koşul ise Eşitlik (3.20) ile sağlanmaktadır.

$$P_{r,n,k,m,v,s,t}^{EA,srj} \leq CR_m^{EA}, \quad \forall s, \forall v, \forall k, \forall m, \forall n, t \in [T_{r,n,k,m,s}^A, T_{r,n,k,m,s}^D] \quad (3.15)$$

$$SoE_{r,n,k,m,v,s,t}^{EA} = SoE_{r,n,k,m,v,s,t-1}^{EA} + P_{r,n,k,m,v,s,t}^{EA,srj} \cdot CE_m \cdot \Delta T, \\ \forall s, \forall v, \forall k, \forall m, \forall n, t \in [T_{r,n,k,m,s}^A, T_{r,n,k,m,s}^D] \quad (3.16)$$

$$SoE_{r,n,k,m,v,s,t}^{EA} = SoE_{s,m}^{EA,bas}, \quad \forall s, \forall v, \forall k, \forall m, \forall n, t = T_{r,n,k,m,s}^a \quad (3.17)$$

$$SoE_{r,n,k,m,v,s,t}^{EA} = SoE_m^{EA,maks}, \quad \forall s, \forall v, \forall k, \forall m, \forall n, t = T_{r,n,k,m,s}^d \quad (3.18)$$

$$SoE_m^{EA,min} \leq SoE_{r,n,k,m,v,s,t}^{EA} \leq SoE_m^{EA,maks}, \quad \forall s, \forall v, \forall k, \forall m, \forall n, \forall t \quad (3.19)$$

$$SoE_{r,n,k,m,v,s,t}^{EA} = 0, P_{r,n,k,m,v,s,t}^{EA,srj} = 0, \quad \forall s, \forall v, \forall k, \forall m, \forall n, t \notin [T_{r,n,k,m,s}^a, T_{r,n,k,m,s}^d] \quad (3.20)$$

PGS tabanlı DR programı ile ilgili kısıt:

Eşitlik (3.21), DSO tarafından T_1 ve T_2 periyotları arasında uygulanan PGS tabanlı DR programını ifade etmektedir. Şebekeden çekilebilecek güç miktarı, DSO tarafından uygulanan limit güç değerinden büyük olamayacaktır.

$$P_t^{PGS} \geq P_{i,v,s,t}^f, \quad \forall s, \forall v, \forall n, t \in [T_1, T_2] \quad (3.21)$$

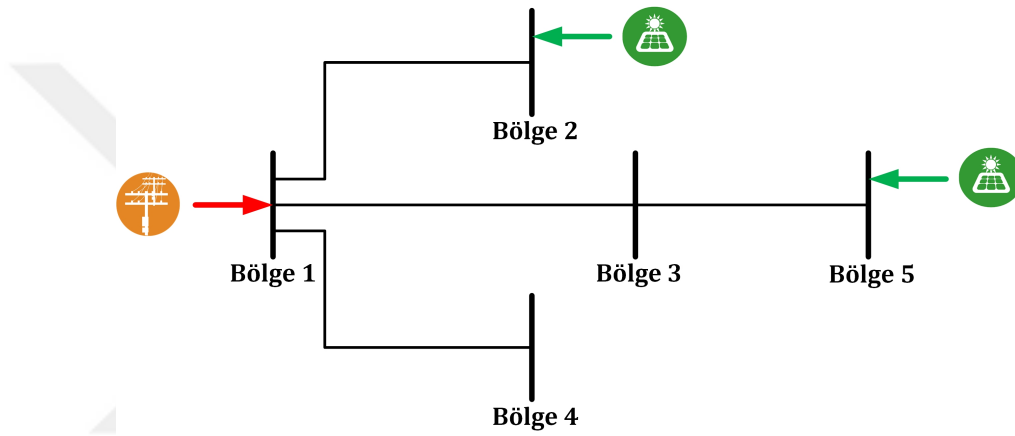
3.2 Test ve Sonuçlar

3.2.1 Giriş Verileri

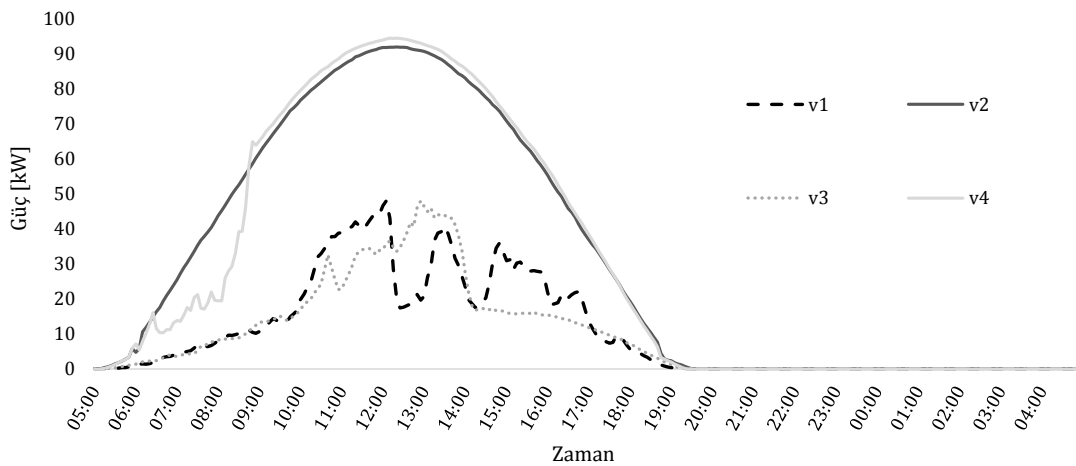
Bu çalışma kapsamında gerçekleştirilen simülasyonlarda 10 farklı EA dikkate alınmıştır. Değerlendirilen EA'ların teknik özellikleri Tablo 2.2'de verilmiştir. Daha gerçekçi bir yaklaşım için farklı SoE seviyesine ve farklı varış zamanlarına sahip toplamda 500 adet EA değerlendirilmiştir. SoE seviyelerinin ve varış zamanlarının farklı olması için 8 farklı gerçek sürüş profili kullanılarak 8 senaryo oluşturulmuştur. Senaryo oluşturmada kullanılan 8 sürüş profiline ilişkin bilgiler Tablo 2.4'te

gösterilmiştir.

Geliştirilen model, Şekil 3.2’de gösterilen 5 baralı test sisteminde değerlendirilmiştir. Test sistemi [75] numaralı referanstan uyarlanarak elde edilmiş olup her bir bara bir bölgeyi temsil etmektedir. Her bir bölgede 3 adet PY bulunmakta ve her biri 2 farklı EAPB’yi kontrol etmektedir. Ayrıca, seçilen 2 bölgenin 100 kW nominal gücünde FV santral, tarafından beslenebileceği varsayımı yapılmıştır. Yenilenebilir tabanlı enerji üretim birimlerinin doğası gereği meydana gelen üretim belirsizliği ise yine 4 farklı senaryo ile modellenmiştir. Belirtilen 4 farklı senaryo için [76] numaralı referanstan 4 gerçek gün için ışıınım ve sıcaklık değerleri kullanılmıştır. Şekil 4’te ilgili 4 senaryoya göre Bölge-2’deki FV üretim biriminin günlük güç üretim profili gösterilmiştir.



Şekil 3.2 5 baralı test sistemi



Şekil 3.3 Bölge 2’deki FV üretim birimini 4 senaryoya göre günlük güç üretim profili

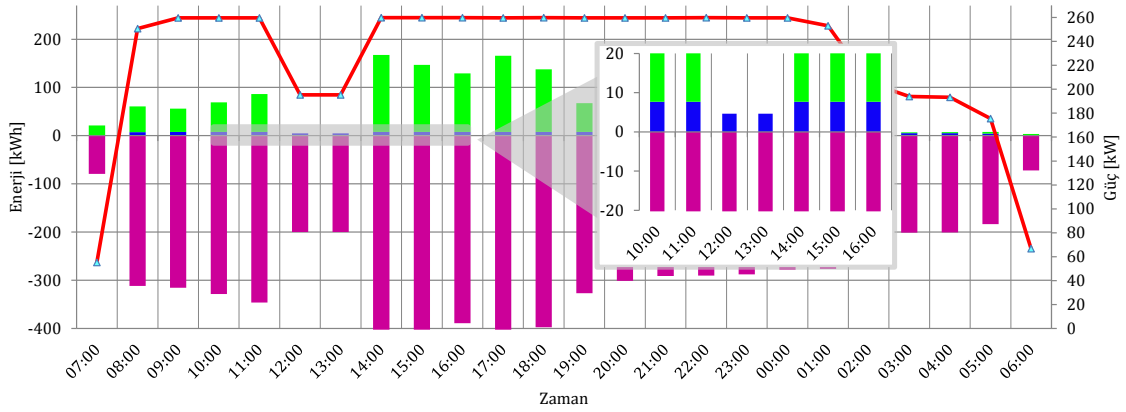
3.2.2 Benzetim Sonuçları

EA'ların şarj işlemlerini planlarken bölgeler arasındaki hatlardaki güç aktarımı sırasında meydana gelen hat kayıplarının asgari seviyede tutulmasını amaçlayan enerji yönetim modeli GAMS yazılımı kullanılarak çözülmüştür [56]. Geliştirilen modelin GAMS kodları açık olarak EK A.3 bölümünde verilmiştir. Önerilen modelin performansını değerlendirmek amacıyla farklı durum çalışmaları altında farklı benzetimler gerçekleştirilmiştir. Değerlendirilen durum çalışmalarının detayları aşağıdaki gibidir:

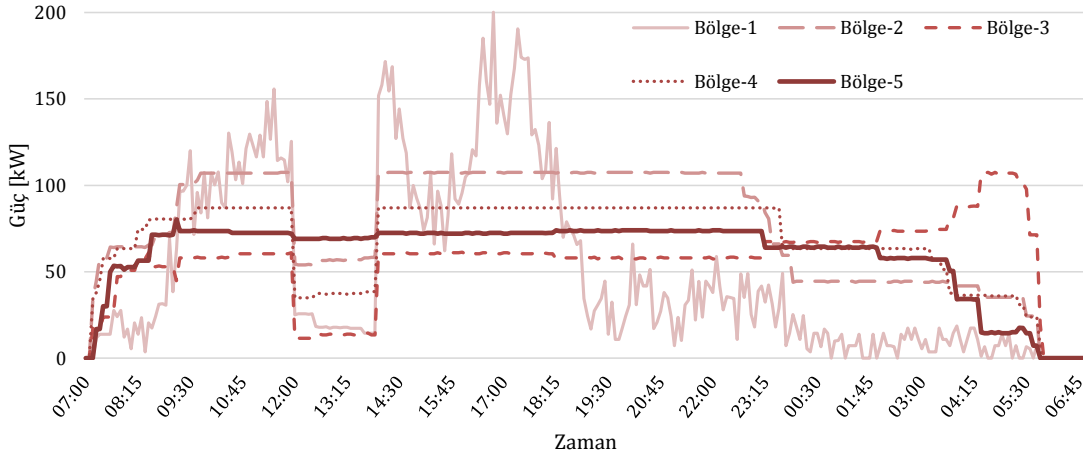
- *Durum-1:* Herhangi bir PGS'nin olmadığı ve bölgelerde herhangi bir FV üretim birimi bulunmayan durum.
- *Durum-2:* Herhangi bir PGS'nin olmadığı ve seçilen 2 bölgede 100 kW kurulu gücüne sahip FV üretim biriminin bulunduğu durum.
- *Durum-3:* DSO tarafından pik gücün 200 kW ile sınırlandırıldığı ve bölgelerde herhangi bir FV üretim birimi bulunmayan durum.
- *Durum-4:* DSO tarafından pik gücün 200 kW ile sınırlandırıldığı ve seçilen 2 bölgede 100 kW kurulu gücüne sahip FV üretim biriminin bulunduğu durum.
- *Durum-5:* DSO tarafından pik gücün 0 kW ile sınırlandırıldığı ve seçilen 2 bölgede 100 kW kurulu gücüne sahip FV üretim biriminin bulunduğu durum.

Değerlendirilen bütün durum çalışmalarında EA'ların otoparkta en geç 00:00 saatine kadar kalabileceği zorunluluğu bulunmaktadır. EAPB'den ayrılış zamanının bu şekilde olması PY'ye şarj işlemlerinin koordine ederken esneklik sağlamaktadır. Yani şarj işlemlerini geç saate kadar kaydırabilmektedir. Hatırlatılması gereken bir diğer önemli kabul ise EA sahiplerinin ayrılış zamanında bataryalarının tam şarjlı olmasını talep etmesi durumudur. Ayrıca, seçilen bölgelerde yer alan FV üretim birimlerinde yük beslemesinden arta kalan fazla enerji çift yönlü enerji akışı sayesinde şebekeye geri verilebilmektedir.

Şekil 3.4'te Bölge-1'e ait baradaki güç dengesi Durum-4 için gösterilmiştir. Bu şeklin anlaşılır olması amacıyla ilgili durum sürüş profili Senaryo-2 ve FV üretimi Senaryo-3 için verilmiştir. Şekilde de görüldüğü gibi; ilgili hatlarda aktarılan enerji, hatlardaki enerji kayıpları ve Bölge-1'in enerji tüketiminin toplamı şebekeden tüketilen enerjiye eşittir. Daha net anlaşılması amacıyla belirli periyotlar arasında yakınlştırılmış bir alt şekil daha eklenmiştir. DSO tarafından pik gücün sınırlandırıldığı 12:00-14:00 süresince Bölge-1'in herhangi bir enerji tüketimi gerçekleştirmediği ve sadece diğer bölgelere güç aktarıldığı görülmektedir.



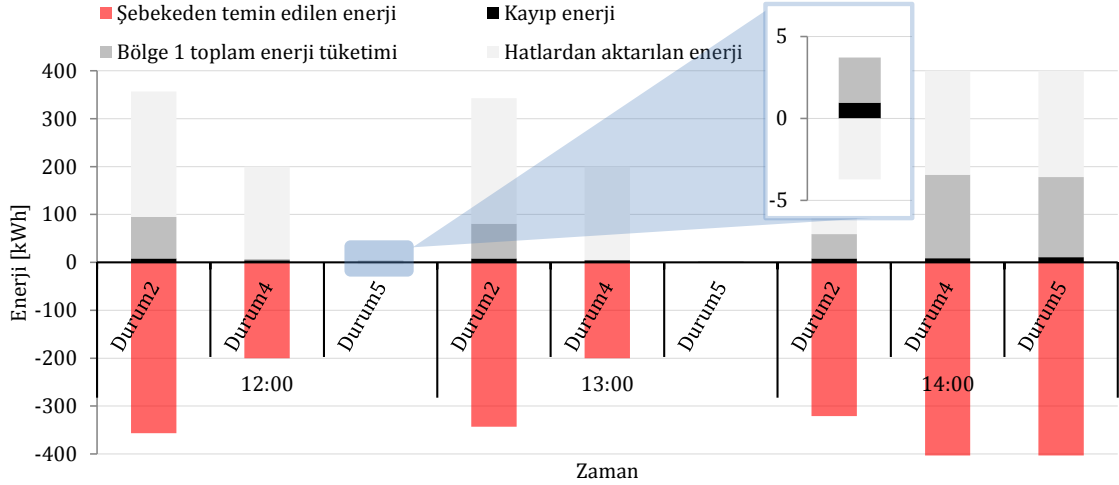
Şekil 3.4 Bölge-1'in bağlı olduğu baradaki güç dengesi (Durum-4)



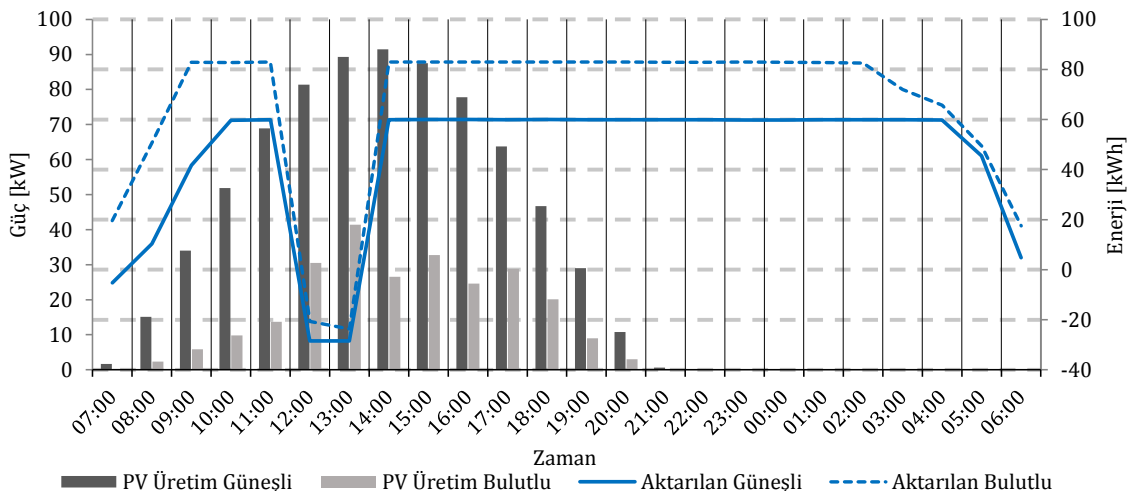
Şekil 3.5 Bölgelerin güç tüketimi (Durum-3)

Şekil 3.5'te PGS tabanlı DR programının bölgelerin tükettiği güç üzerine etkileri gösterilmektedir. Şekilde de görüldüğü gibi 12:00'da DR programının başlamasıyla bölgelerin tükettiği güç gözle görülür biçimde azalmaktadır.

DR programı esnasında PGS'nin enerji tüketimlerine etkisini gösterebilmek için Şekil 3.6 oluşturulmuştur. Durum-2'de herhangi bir PGS bulunmuyorken, Durum-4 ve Durum-5'te pik güç sırasıyla 200 kW ve 0 kW ile sınırlandırılmıştır. Yakınlaştırılmış şekilden de görüleceği gibi Durum-5'te hatlardan akan enerji negatif değer almıştır, yani Bölge-1'in enerji ihtiyacı diğer bölgelerde bulunan FV üretim birimleri tarafından karşılanmaktadır. DR programının uygulandığı periyotlarda Durum-2 ile Durum-4'ü karşılaştırdığımızda, herhangi bir güç sınırlamasının olmadığı Durum-2'de daha fazla miktarda enerji kaybının gerçekleştiği görülmektedir. Bunun sebebi, Durum-2'de güç sınırlaması olmadığı için 12:00 periyodunda diğer bölgelere güç akışının devam etmesi olarak açıklanabilir.



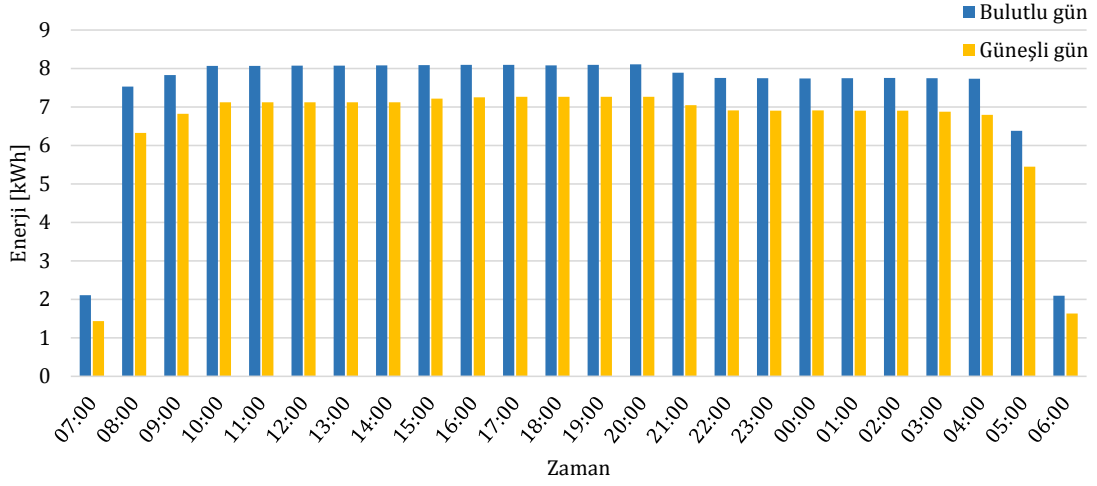
Şekil 3.6 1 numaralı baradaki enerji tüketimi (Durum-2, Durum-4 ve Durum-5)



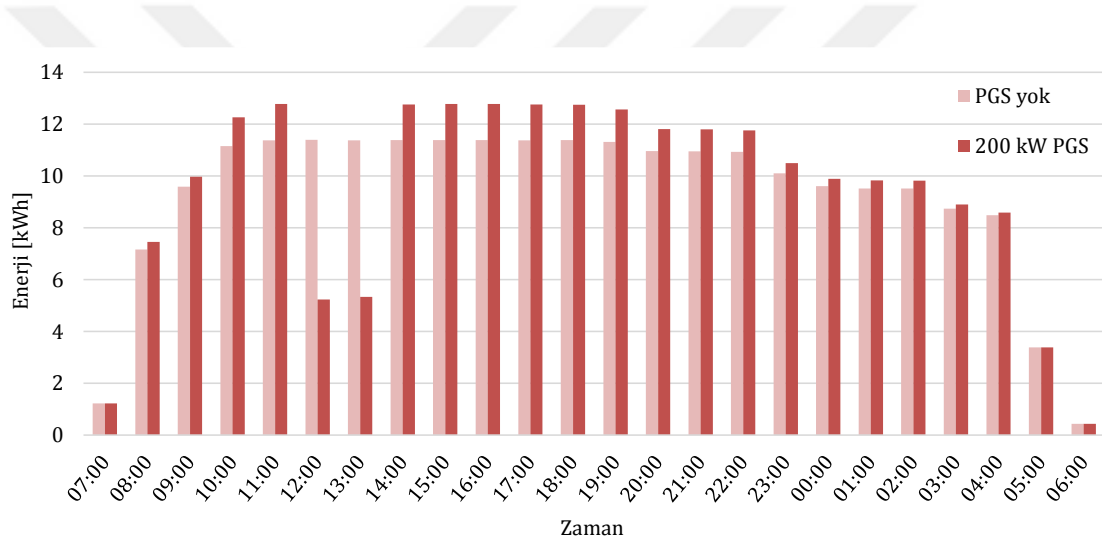
Şekil 3.7 Güneşli ve bulutlu gün senaryolarının sistem işletimine etkisi

Şekil 3.7 ise hava koşullarının sistemin çalışmasına etkisinin gözlemlenmesi için oluşturulmuştur. Bu şekil Bölge-2'nin Durum-5 için bağlı olduğu baradaki güç değişimini göstermektedir. Bahsi geçen şekilde noktalı yeşil çizgi bulutlu günde bölgeye hattan taşınan enerji miktarını gösterirken, sürekli yeşil çizgi ise güneşli günde transfer edilen enerji miktarını göstermektedir. Koyu gri renkli sütun grafikler güneşli günde santralin güç üretim değerlerini, açık gri renkli sütunlar ise bulutlu günde santralin ürettiği güç değerlerini temsil etmektedir. Bulutlu günde santralden karşılanamayan enerji hatlar aracılığıyla şebekeden temin edilmektedir. Ayrıca, 12:00–14:00 arasında uygulanan DR programı nedeniyle diğer bölgelere enerji transferi yapıldığı şeklin sağ yatay eksenindeki enerji değerlerinin negatif olmasından anlaşılmaktadır.

Bulutlu ve güneşli gün durumunda hatlarda meydana gelen saatlik enerji kayıplarının değişiminin gözlemlenebilmesi için Şekil 3.8 çizdirilmiştir. Şekilden de anlaşılaçağı



Şekil 3.8 Güneşli ve bulutlu gün senaryolarının hatlardaki saatlik enerji kaybına etkisi



Şekil 3.9 PGS miktarının hatlardaki enerji kaybına etkisi

gibi, bulutlu gün durumunda FV güç üretiminde meydana gelen azalmadan dolayı hatlar üzerinde meydana gelen enerji kayıpları daha fazla olmaktadır. Bunun sebebi ise FV üretiminin az olduğu durumlarda ilgili EA şarj gücünün şebekeden temin edilmesi ve böylece bölgeler arası hatlar üzerinde enerji akışının gerçekleşmesidir.

DR programı esnasında DSO tarafından uygulanan PGS'nin hatlar üzerindeki enerji kaybına etkisini gözlemek amacıyla Şekil 3.9 oluşturulmuştur. Bahsi geçen şekilde, sistemde herhangi bir bölgede FV güç üretiminin bulunmadığı Durum-1 ve Durum-3'e ait hatlar üzerinde meydana gelen saatlik enerji kayıpları karşılaştırılmıştır. 200 kW PGS uygulanması durumunda, DR uygulanan periyotta enerji kayıpları azalsa bile öncesinde ve sonrasında hatlar üzerinde daha fazla kayıp meydana geldiği görülmektedir.

Tablo 3.2 Değerlendirilen durum çalışmalarının karşılaştırmalı sonuçları

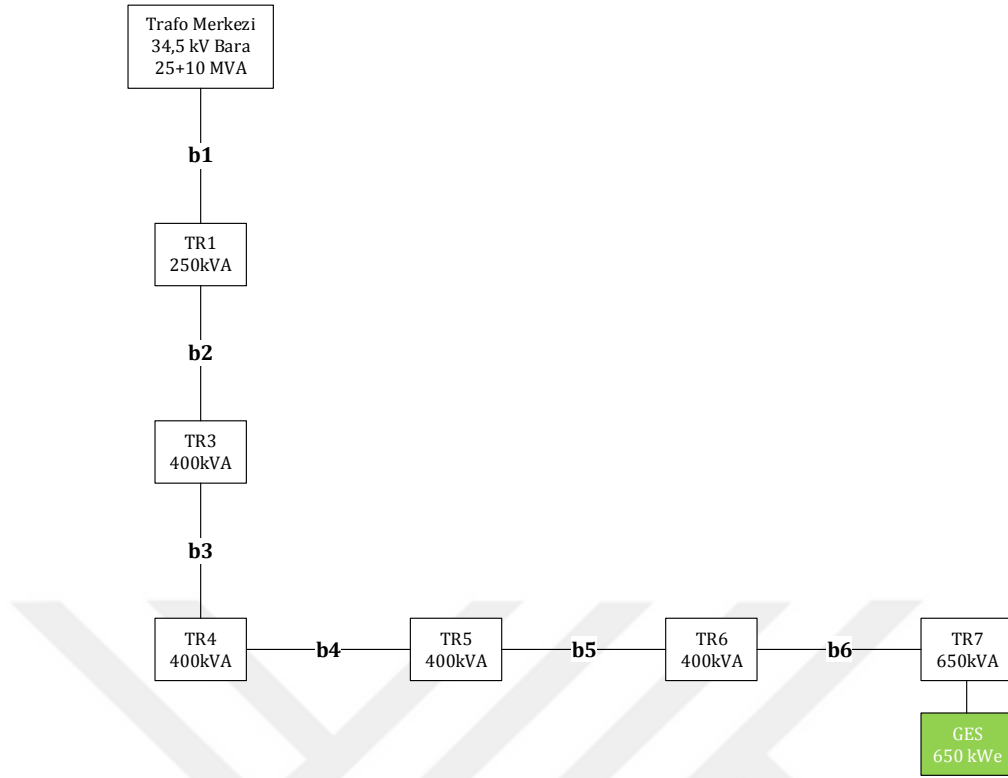
Durum Çalışması	PGS	FV Kurulu Gücü	Toplam Kayıp
Durum-1	-	-	2706,82 kWh
Durum-2	-	100 kW	1848,50 kWh
Durum-3	200 kW	-	2740,84 kWh
Durum-4	200 kW	100 kW	1863,90 kWh
Durum-5	0 kW	100 kW	2062,07 kWh

Tablo 3.3 Örnek yük faktörü iyileşme oranları

Birim Adı	YF (Önce)	YF (Sonra)	Değişim Oranı
Bölge-1	0,240	0,325	%35,4
PY-1	0,211	0,267	%26,5
EAPB-1	0,172	0,201	%16,8

Tablo 3.2’de çalışmada gerçekleştirilen durum çalışmalarının karşılaştırılması sunulmuştur. Önerilen modelde amaç hatlarda meydana gelen güç kayıplarının asgari seviyede tutulması olarak belirlenmiştir. Tablodan, Durum-1’de herhangi bir PGS’nin ve FV üretim birimlerinin olmadığı ve sistemin bir günlük işletiminde hatlar üzerinde meydana gelen enerji kaybının en çok olduğu durum olduğu anlaşılmaktadır. Sonrasında seçilen 2 bölgeye 100 kW kurulu güçlü FV santralinin dahil edilmesiyle Durum-2 oluşturulmuştur. Bu durumda yerel üretim birimlerinden güç temin edilebildiği ve herhangi bir PGS programı olmadığı için hatlar üzerinde aktarılan enerjinin 1848,50 kWh değeri ile nispeten en az düzeyde olduğu görülmektedir. Durum-3’ü Durum-1 ile karşılaştırdığımızda, PGS tabanlı DR programının hatlar üzerinde meydana gelen toplam enerji kaybını arttırdığı görülmektedir. Şebekeden gelen gücün belirli periyotlarda kısıtlanmasının sonraki periyotlarda hatlar üzerinde daha fazla güç aktarılmasına, böylece daha fazla güç kaybı meydana gelmesine neden olduğu anlaşılmaktadır.

Çalışmanın bir diğer önemli sonucu ise, hat kayıplarının asgari düzeye getirilmesi amacıyla oluşturulan enerji yönetim sisteminin sistem içerisinde bulunan bütün birimlerin günlük işletimde YF’leri üzerinde de olumlu etkisi olmasıdır. Tablo 3.3’te dağıtım sistemi içerisinde yer alan bazı birimlerin YF değişimleri verilmiştir. Örneğin; Bölge-1’in önerilen model uygulanmadan önceki YF değeri 0,24 iken, geliştirilen modelin devreye alınmasıyla birlikte %35,4 artarak 0,325 seviyesine geldiği görülmektedir. Diğer bazı alt birimler olan PY-1 ve EAPB-1 YF değerlerinde ise sırasıyla %26,5 ve %16,8 oranında iyileştirmeler olduğu görülmektedir.



Şekil 3.10 Geliştirilen modelin test edildiği dağıtım sistemi bölgesinin tek hat şeması

3.3 Geliştirilen Modelin Gerçek Bir Dağıtım Sisteminde Test Edilmesi

Dağıtım sistemi içerisinde yer alan EAPB'lerin şarj işlemlerinin planlanması için geliştirilen model, Osmangazi Elektrik Dağıtım A.Ş.'nin (OEDAŞ) işletiminde bulunan bir dağıtım sistemi bölgesi üzerinde de test edilmiştir. İlgili bölgeye ait hatların akım taşıma kapasiteleri, transformatörlere ilişkin gerekli teknik bilgiler ve bölgede devrede olan güneş enerji santralinin üretim kapasitesi bilgileri temin edilmiştir. Bahsi geçen bölgenin tek hat diyagramı Şekil 3.10'da gösterilmektedir.

Bu bölümde yapılan benzetim çalışmalarında, her birinin ikişer adet EAPB'yi kontrol ettiği üçer PY'nin her bir transformatörden şarj işlemleri için güç temin etmekte olduğu varsayımı yapılmıştır. Ayrıca, bahsi geçen dağıtım sistemi bölgesinde 600 adet EA'nın bu EAPB'lerde şarj olduğu varsayımı yapılmış ve EA'lara ilişkin belirsizlikler de İSPARK'tan temin edilen geçmiş araç giriş/çıkış örüntüleri dikkate alınarak senaryo tabanlı olarak ele alınmıştır. Ayrıca bölgede aktif olarak çalışmakta olan güneş enerji santraline (GES) ilişkin belirsizlikler de bir önceki bölümde belirtilmiş olan ısıtım ve sıcaklık verileri kullanılarak senaryo tabanlı olarak modellenmiştir. Benzetim çalışmalarında değerlendirilen EA'ların teknik özellikleri Tablo 3.4'te verilmiştir. Durum analizlerinde ele alınmak üzere bütün EA'ların Tip 1 olması ve bütün EA'ların

Tablo 3.4 Değerlendirilen EA modellerinin elektriksel özellikleri

EA Modelleri	Batarya Kapasitesi [kWh]	Şarj Oranı [kW]	Şarj Verimliliği
Tip 1	25	7,2	0,95
Tip 2	25	25	0,95

Tip 2 olmasına göre sırasıyla Senaryo-1 ve Senaryo-2 oluşturulmuştur.

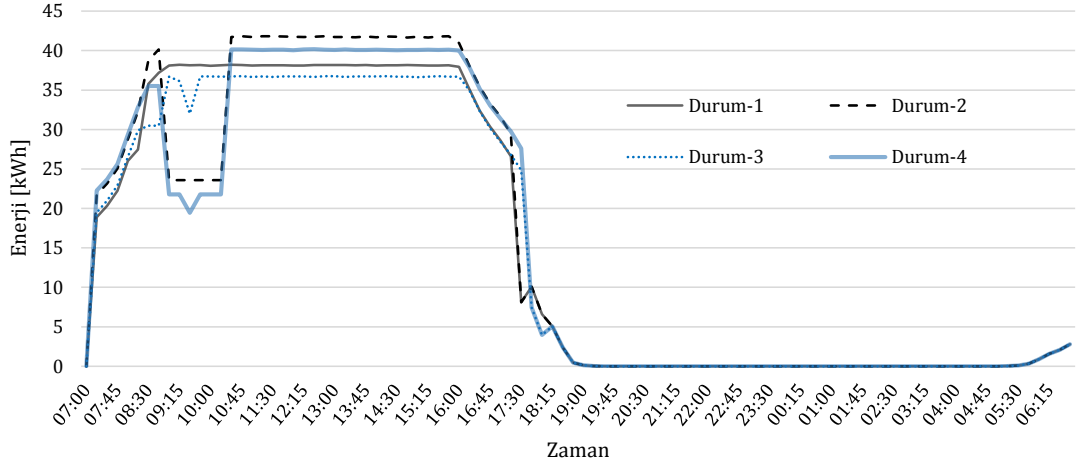
Geliştirilen modelin gerçek bir dağıtım sistemi içerisinde test edilmesi için değerlendirilen durum çalışmalarının detayları aşağıdaki gibidir:

- *Durum-1:* DSO'nun herhangi bir PGS talep etmediği ve bütün EA'ların Tip 1'den oluştuğu durum.
- *Durum-2:* DSO'nun saat 09:00-10:30 arasında 100 kW PGS talep ettiği ve bütün EA'ların Tip 1'den oluştuğu durum.
- *Durum-3:* DSO'nun herhangi bir PGS talep etmediği ve bütün EA'ların Tip 2'den oluştuğu durum.
- *Durum-4:* DSO'nun saat 09:00-10:30 arasında 100 kW PGS talep ettiği ve bütün EA'ların Tip 2'den oluştuğu durum.

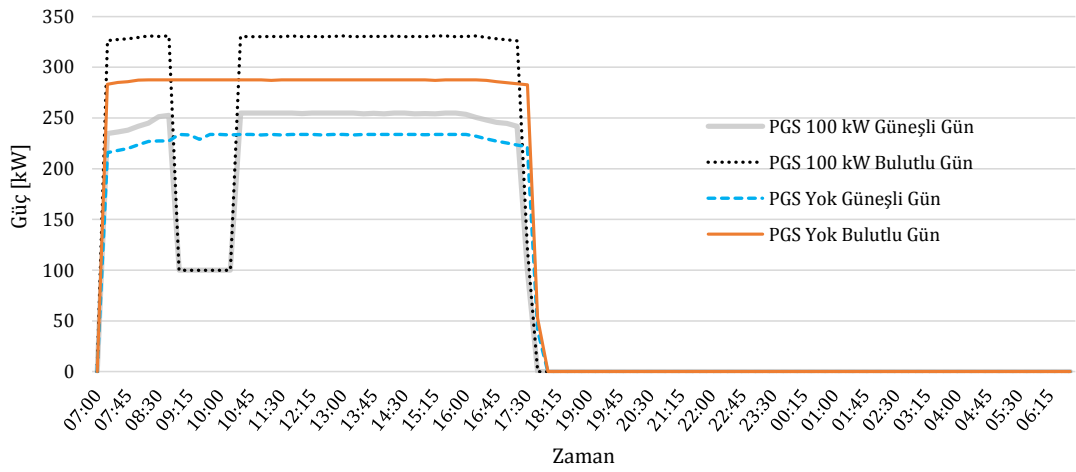
Değerlendirilen dört durum çalışması altında hatlarda meydana gelen toplam kayıpların değişimi Şekil 3.11'de gösterilmektedir. Burada Durum-1 ve Durum-3 aralarında karşılaştırılırsa, hızlı şarj senaryosunun yer aldığı Durum-3'te günlük işletimde hatlarda meydana gelen kayıpların Durum-1'e göre daha az olduğu görülmektedir. Hızlı şarj özelliğine sahip EA'ların şarj işlemlerinin yönetilmesi durumunda hat kayıpları üzerinde olumlu etkiye sahip olduğu anlaşılmaktadır. PGS tabanlı DR programının uygulandığı Durum-4 ile PGS talep edilmediği Durum-3 karşılaştırıldığında ise, DR periyodu esnasında toplam hat kayıplarının azaldığı ancak günün diğer periyotlarında ise normale göre oldukça arttığı gözlemlenmektedir.

Şebekeden çekilen yani generatör barasından temin edilen gücün farklı durum ve gün senaryoları altındaki değişimini ifade etmek amacıyla Şekil 3.12 çizdirilmiştir. İlgili şekilden, beklendiği gibi bulutlu gün senaryosunda şebekeden daha fazla güç çekildiği anlaşılmaktadır. Yine DSO tarafından PGS talep edilmesi durumunda şebekeden çekilen güç DR programı periyotlarında istenilen şekilde kısıtlanırken, günün diğer periyotlarında talep edilen gücün pik değeri artmaktadır.

Güneşli ve bulutlu günlerin hatlarda akan gücün yönüne ve miktarlarına etkisini göstermek için Şekil 3.13 ve Şekil 3.14 çizdirilmiştir. Her iki şekil 100 kW PGS



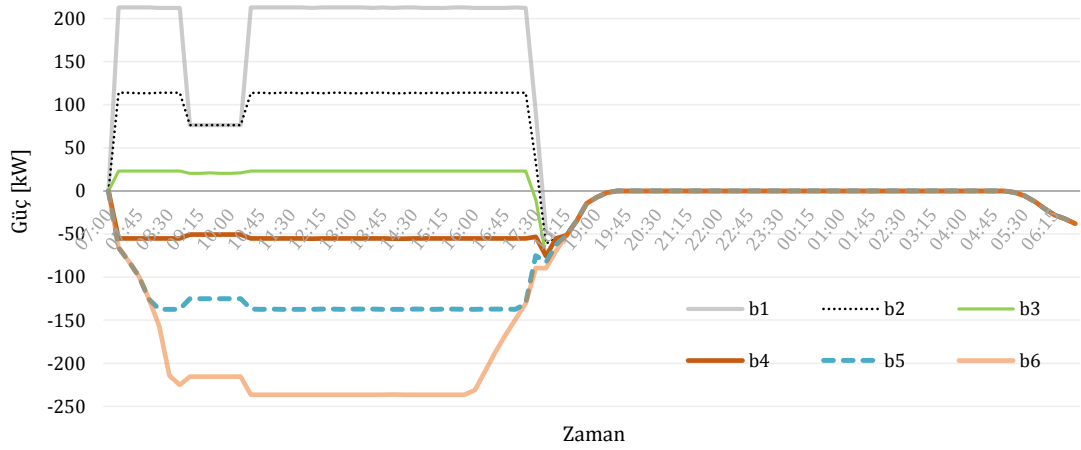
Şekil 3.11 Toplam kayıpların farklı durum çalışmaları altında değişimi (Güneşli gün senaryosu)



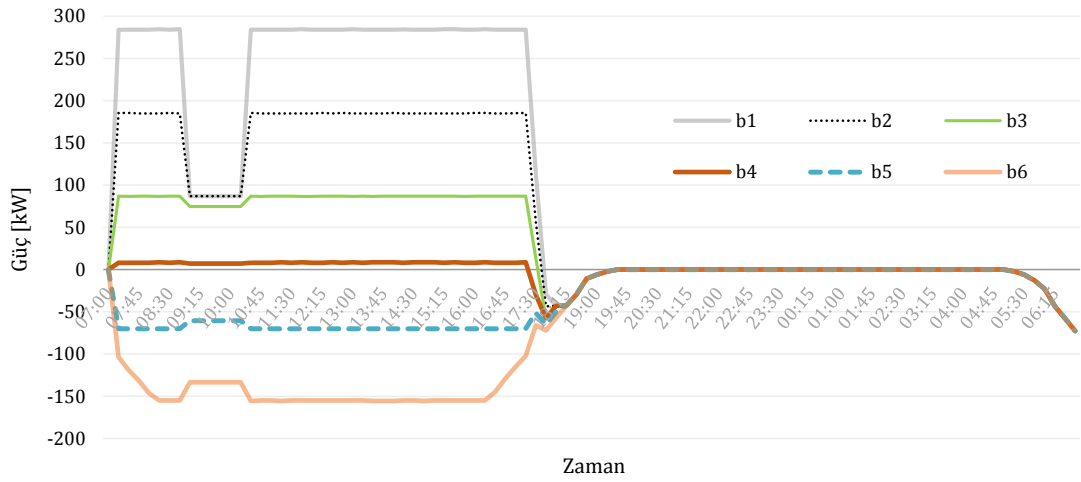
Şekil 3.12 Generatör barasından temin edilen gücün farklı durum ve gün senaryoları altındaki değişimi

talep edildiği durum için çizdirilmiştir. Güneşli gün senaryosunda GES'te daha fazla enerji üretimi gerçekleşeceğinden, hatlarda akan enerjinin yönü negatif yani GES'ten şebekeye doğru akmaktadır. Yani TR4 isimli transformatörden beslenen EAPB'lerin güçlerinin bir kısmı şebekeden bir kısmı GES'ten temin edilmektedir. Bulutlu gün senaryosu incelenecek olursa, GES üretiminin güneşli güne göre daha az olacağı bilinmektedir ve bu durumda Şekil 3.14'te görüldüğü gibi b4 hattında da güç akışı pozitif yönde yani şebekeden GES'e doğru gerçekleştiği görülmektedir. Bu koşullar altında, TR5 isimli transformatörden beslenen EAPB'lerin güç taleplerinin bir kısmı şebekeden karşılanırken bir kısmı da GES'ten karşılanmaktadır. Ayrıca iki şekilden de anlaşılacağı gibi, PGS'nin uygulandığı DR programı periyotlarında akan gücün daha çok şebekeye yakın hatlardan akan gücü etkilediği görülmektedir.

Değerlendirilen durum analizlerinin sonuçlarının karşılaştırması Tablo 3.5'te



Şekil 3.13 Hatlar üzerinde gerçekleşen güç akışları Durum-2: 100 kW PGS (Güneşli gün)



Şekil 3.14 Hatlar üzerinde gerçekleşen güç akışları Durum-2: 100 kW PGS (Bulutlu gün)

Tablo 3.5 Toplam hat kayıplarının farklı durum analizlerindeki değişimi

Durum Çalışması	DR Periyodu	PGS Miktarı	Senaryo	Toplam Kayıp
Durum-1	-	-	Senaryo-1	1567,139 kWh
Durum-2	09:00-10:30	100 kW	Senaryo-1	1620,848 kWh
Durum-3	-	-	Senaryo-2	1526,461 kWh
Durum-4	09:00-10:30	100 kW	Senaryo-2	1577,529 kWh

verilmiştir. İlgili tablodaki sonuçlar incelendiğinde, PGS uygulanması halinde hatlarda meydana gelen toplam enerji kayıplarında artış olduğu görülmektedir. Bunun sebebi PGS tabanlı DR periyodunda toplam kayıpların azalmasıdır, fakat EA'ların talep ettiği enerji miktarı değişmediğinden günün diğer periyotlarında daha fazla güç talebi gerçekleşmiştir.

Elektrikli Araçların Güç Sistemi İçerisindeki Rolünde Yeni Yaklaşımlar: Araçtan Şebekeye (V2G) Enerji Aktarımı ve Enerji Piyasasındaki Rolü

4.1 Elektrikli Araçtan Şebekeye (V2G) Enerji Aktarımı ve Elektrik Enerji Piyasaları

Artan çevresel kaygılar ve fosil yakıtların tükenmeye başlaması nedeniyle EA teknolojisi giderek yaygınlaşmaktadır. Bu araçlar şebekeden araca (grid-to-vehicle, G2V) enerji aktarım modundayken tüketici olarak, V2G enerji aktarım modundayken de bir üretici pozisyonunda çalışabilmektedirler. Eğer doğru bir şekilde tasarlanabilirse, V2G teknolojisi sayesinde şebekeye aktif ve reaktif güç desteği sağlanabilir ve yenilebilir enerji kaynaklarının neden olabileceği frekans bozulmaları giderilebilir. Böylece şebekenin verimli, istikrarlı ve güvenilir bir şekilde işletilmesine olanak sağlanabilmektedir [60], [77], [78]. Dahası, V2G teknolojisi kullanılarak EA sahipleri elektrik enerji piyasalarında dolaylı olarak rol alabilir ve sistem operatörüne esneklik sağlayabilirler [79], [80].

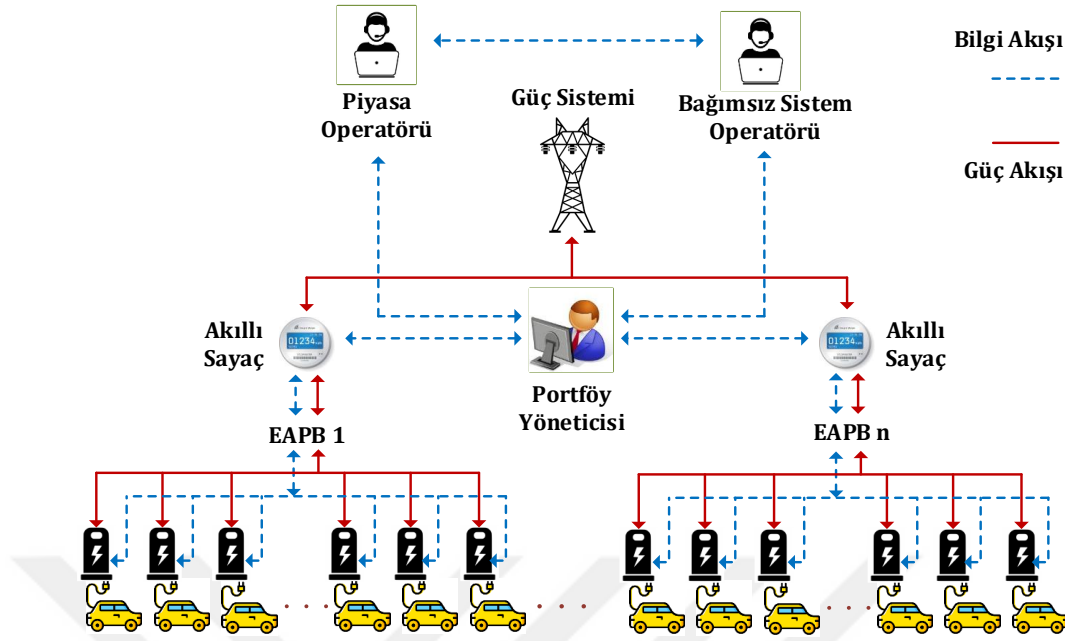
Elektrik enerji piyasaları, spot piyasalar ve dengeleme piyasaları olmak üzere iki ana başlıkta sınıflandırılmaktadır. Spot piyasalar, GÖP ve gün içi (intra-day) piyasalarından oluşurken, dengeleme piyasaları dengeleme güç piyasası ve yan hizmetler olmak üzere iki ana piyasadandır [81], [82]. Türkiye elektrik enerji piyasalarının liberalleşme süreci 2011 yılında büyük ölçekli santrallerin özelleştirilmesi ile başlamıştır. Bu süreçte elektrik piyasasında sadece GÖP gerçekleştirilmekteydi. Piyasa faaliyetlerinin yürütülmesi süreci piyasa operatörü olarak Türkiye Elektrik İletim A.Ş. (TEİAŞ) tarafından yürütülmekteydi. 2015 yılında Enerji Piyasası İşletme A.Ş.'nin (EPIAŞ) kurulmasıyla gün içi piyasası faaliyete geçmiş ve piyasanın işletilmesi görevi EPIAŞ'a devredilmiştir. Piyasa operatörü (PO) olarak EPIAŞ, GÖP ile gün içi piyasasının işletilmesi ve ayrıca uzlaştırma işlemlerinin gerçekleştirilmesinden sorumluyken, bağımsız sistem operatörü (BSO) olarak TEİAŞ

ise dengeleme güç (balancing) piyasasının işletilmesi, yan hizmetlerin alınması ve ihtiyaç halinde kullanılmak üzere gerekli rezervlerin tutulması faaliyetlerini yönetmektedir [83].

Bu tez çalışmasında yer alan GÖP ve RE piyasa yapısı detaylandırılacak olursa, GÖP genellikle enerji tesliminden bir gün önce saat 12:00'da saatlik olarak açıklanmaktadır. Üretici ve tüketici tarafları enerji işlemlerinin büyük bir bölümünü bu piyasa içerisinde gerçekleştirmektedirler. RE piyasası ise bir üretim birimi arızası, beklenmeyen yük talebi ya da yenilebilir enerji tabanlı üretim birimlerinin taahhüt ettiği enerjiyi temin edememesi gibi durumlar için yedek olarak tutulan enerji piyasası olarak açıklanabilir. GÖP'te tüketicinin teklif ettiği fiyat piyasa takas fiyatına (PTF) eşit ya da üzerinde ise ve üreticinin teklif ettiği fiyat PTF'ye eşit ya da altındaysa kabul görmektedir. RE piyasalarında ise kabul edilen teklifler ucuzdan pahalıya olacak şekilde sıralanmakta, kabul edilen enerji miktarı için katılımcıya bir ödeme yapılmakta ve eğer enerji tüketimi için çağrılmışsa ayrıca bir ödeme gerçekleştirilmektedir. RE piyasası, üretim ve tüketim arasındaki farkın giderilerek frekansın kontrol edilmesi amacıyla işletilmektedir. Bu nedenle üretimin arttırılması ya da tüketimin azaltılması üst düzenleme olarak tanımlanırken, üretimin azaltılması ya da tüketimin arttırılması alt düzenleme olarak tanımlanmaktadır. Türkiye enerji piyasasında sistemi olumsuz etkileyen büyük bozulmalarda çalışan sekonder rezerv piyasası üst düzenleme olarak çalışmaktadır. Bu çalışmada PY'nin sekonder rezerv piyasasına teklif verdiği varsayımı yapılmıştır.

4.2 V2G ve Enerji Piyasası Entegrasyonunun Örnek Bir Benzetim Çalışması ile İrdelenmesi

EA'ların dolaylı olarak enerji piyasasında rol oynamasına imkân sağlayacak olan ve bu tez kapsamında geliştirilen sistemin yapısı Şekil 4.1'de gösterilmektedir. Şekilden de görülebileceği gibi; EAPB-PY ilgili PB'ler için GÖP ve RE piyasasına katılabilmekte, PO ve BSO ile enerji alım ve/veya satış işlemleri gerçekleştirebilmektedir. PY'nin amacı, EAPB'lerin günlük çalışması sırasındaki toplam maliyeti en aza indirmektir. Bu çalışmada PY BSO'ya enerji satmak için teklif verirken, PO'ya hem enerji almak hem de satmak için teklif verebilmektedir. Bu amaca hizmet etmek için EAPB-PY, EA'ların şarj/deşarj işlemlerini kabul edilen enerji işlemlerine göre yönetmektedir. İlgili işlemleri gerçekleştirirken, geliştirilen model EA sahiplerinin konforunu da göz önünde bulundurarak EA'ların ayrılış zamanındaki SoE'sini kullanıcının isteği doğrultusunda dikkate alabilmektedir.



Şekil 4.1 Geliştirilen sistemin yapısı

4.2.1 Oluşturulan Yönetim Sisteminin Matematiksel Modeli

Bu bölümde oluşturulan optimizasyon probleminin içerisinde kullanılan adlar dizgisi detaylı olarak Tablo 4.1’de sıralanmıştır.

Geliştirilen modelin amaç fonksiyonu EAPB’lerin günlük işletimi süresince toplam maliyeti asgari düzeye indirmek olup (4.1)’de verilmiştir. İlgili model, EA sahiplerinin konforunu göz önünde bulundurarak EA’lardan şebekeye mümkün olduğunca enerjiyi

Tablo 4.1 EAPB-PY’lerin enerji piyasasında rol olması için oluşturulan modelin adlar dizgisi

Kümeler	$k, h, m, s, t, w, \Delta^t$
Parametreler	$CE_{k,m}^{EA}, DE_{k,m}^{EA}, CR_{k,m}^{EA}, DR_{k,m}^{EA}, g_{EA}, h_1, h_2, k_w, P_{w,h}^{GOP}, P_{w,h}^{RE}, p_s,$ $SoE_{k,m}^{EA,bas}, SoE_{k,m}^{EA,maks}, SoE_{k,m}^{EA,min}, T_{k,m,s}^A, T_{k,m,s}^D, TR_{s,h}^{EA,srj},$ $TR_{s,h}^{EA,dsrj}, \Delta T, t_1, t_2$
Karar Değişkenleri	$C_{al}^{GOP}, C_{sat}^{GOP}, C_{tuk}^{RE}, C_{urt}^{RE}, E_{s,h}^{GOP,al}, E_{s,h}^{GOP,sat}, E_{s,t}^{EA,al}, E_{k,m,s,t}^{EA,srj}, E_{s,h}^{EA,tuk},$ $E_{k,m,s,t}^{EA,dsrj}, E_{s,h}^{EA,urt}, E_{s,t}^{EA,sat}, E_{s,h}^{RE,tuk}, E_{s,h}^{RE,urt}, P_{k,m,s,t}^{EA,srj}, P_{k,m,s,t}^{EA,dsrj},$ $SoE_{k,m,s,t}^{EA}, u_{k,m,s,t}^{EA}$

satıp geliri arttırmak ve EA'ları şarj edebilmek için enerjiyi olabildiğince az maliyetle satın almak için geliştirilmiştir. Bu nedenle, GÖP ve RE piyasasında enerji alıp satmak için teklifler sunabilmektedir.

$$\min \left(C_{al}^{GOP} - C_{sat}^{GOP} - C_{tuk}^{RE} - C_{urt}^{RE} \right) \quad (4.1)$$

Eşitlik (4.1)'de yer alan bileşenlerin nasıl elde edildiğini ifade etmek gerekirse, (4.2) GÖP'ten alınan enerjinin maliyetini ifade ederken, (4.3) ise GÖP'e satılan enerjiden elde edilen geliri temsil etmektedir. Bu eşitlikler GÖP'e satılan ya da GÖP'ten alınan enerjinin, alış/satış işlemi için belirlenen fiyat ve ilgili senaryoların gerçekleşme olasılıklarının (p_s, k_w) çarpılması ile elde edilmektedir.

$$C_{al}^{GOP} = \sum_h \sum_s \sum_w (p_s \cdot k_w \cdot P_{w,h}^{GOP} \cdot E_{s,h}^{GOP,al}) \quad (4.2)$$

$$C_{sat}^{GOP} = \sum_h \sum_s \sum_w (p_s \cdot k_w \cdot P_{w,h}^{GOP} \cdot E_{s,h}^{GOP,sat}) \quad (4.3)$$

RE piyasasından sağlanacak olan tüketim ve üretime ilişkin gelirlerin ifadeleri sırasıyla (4.4) ve (4.5)'te verilmiştir.

$$C_{tuk}^{RE} = \sum_h \sum_s \sum_w (p_s \cdot k_w \cdot P_{w,h}^{RE} \cdot E_{s,h}^{RE,tuk}) \quad (4.4)$$

$$C_{urt}^{RE} = \sum_h \sum_s \sum_w (p_s \cdot k_w \cdot P_{w,h}^{RE} \cdot E_{s,h}^{RE,urt}) \quad (4.5)$$

EAPB'nin tüketici pozisyonunda olması durumunda rezerv kapasitesinin üst limiti (4.6) ile belirlenirken, alt limiti (4.7) ile belirlenmektedir. Burada $E_{s,h}^{EAs,tuk}$ EA'ların s senaryosunda h saatindeki şarj işlemi için kullanılan toplam enerjiyi, $TR_{s,h}^{EAs,srj}$ ise s senaryosunda h saatinde şarj için gerekli olabilecek toplam maksimum enerjiyi ifade etmektedir. Benzer şekilde, EAPB'nin üretici pozisyonunda olduğu durum için rezerv kapasitesinin üst ve alt limiti (4.8) ve (4.9) ile modellenmiştir. PY, h_1 ve h_2 saatleri arasında RE piyasasındaki üretimi EA'ların deşarj işlemi ile arttırmayı ve bu saatler dışında da şarj işlemlerini azaltarak tüketimi azaltmayı amaçlamaktadır.

Burada PY, üretimini (EA'ların deşarj edilmesi) h_1 ve h_2 saatleri arasında arttırmayı ve RE piyasasında bu saatler dışındaki tüketimini azaltmayı teklif etmektedir.

$$E_{s,h}^{RE,tuk} \leq E_{s,h}^{EAs,tuk}, \quad \forall s, \forall h \quad (4.6)$$

$$E_{s,h}^{RE,tuk} \leq TR_{s,h}^{EAs,srj} - E_{s,h}^{EAs,tuk}, \quad \forall s, \forall h \quad (4.7)$$

$$E_{s,h}^{RE,urt} \leq E_{s,h}^{EAs,urt}, \quad \forall s, \forall h \quad (4.8)$$

$$E_{s,h}^{RE,urt} \leq TR_{s,h}^{EAs,dsrj} - E_{s,h}^{EAs,urt}, \quad \forall s, \forall h \quad (4.9)$$

Eşitlik (4.7) ve (4.9) yer alan $TR_{s,h}^{EAs,srj}$ ve $TR_{s,h}^{EAs,dsrj}$ ifadeleri EAPB’de bulunan EA’ların sırasıyla azami şarj ve deşarj enerji miktarını göstermektedir ve (4.10), (4.11) ile hesaplanmaktadır.

$$TR_{s,h}^{EAs,srj} = \sum_k \sum_m \sum_t CR_{k,m}^{EA} \cdot \Delta T, \quad \forall s, \forall h, t \in [T_{k,m,s}^A, T_{k,m,s}^D], t \in \Delta^t \quad (4.10)$$

$$TR_{s,h}^{EAs,dsrj} = \sum_k \sum_m \sum_t DR_{k,m}^{EA} \cdot \Delta T, \quad \forall s, \forall h, t \in [T_{k,m,s}^A, T_{k,m,s}^D], t \in \Delta^t \quad (4.11)$$

GÖP’ten satın alınan enerji, RE piyasasında tüketici olarak teklif edilen enerji ve EA’ların şarj olması için tüketilen enerji arasındaki denge (4.12)’de verilmiştir. Benzer şekilde GÖP’e satılan enerji, RE piyasasında üretici olarak teklif edilen enerji ve EA’ların deşarjı ile elde edilen enerji arasındaki denge ise (4.13)’te ifade edilmiştir.

$$E_{s,h}^{GOP,al} - E_{s,h}^{RE,tuk} = E_{s,h}^{EAs,tuk}, \quad \forall s, \forall h \quad (4.12)$$

$$E_{s,h}^{GOP,sat} + E_{s,h}^{RE,urt} = E_{s,h}^{EAs,urt}, \quad \forall s, \forall h \quad (4.13)$$

Burada, h saati içerisinde satın alınan ve satılan enerji (4.14) ve (4.15) ile tanımlanmaktadır. Bu ifadeler, her bir saat için alt zaman aralıklarındaki enerjilerin toplamına eşit olmak zorundadır.

$$E_{s,h}^{EAs,tuk} = \sum_t E_{s,t}^{EAs,al}, \quad \forall s, \forall h, t \in \Delta^t \quad (4.14)$$

$$E_{s,h}^{EAs,urt} = \sum_t E_{s,t}^{EAs,sat}, \quad \forall s, \forall h, t \in \Delta^t \quad (4.15)$$

EAPB’nin t periyodu sırasındaki toplam enerji tüketiminin, her bir EA’nın enerji tüketiminin toplamına eşit olduğu (4.16) ile ifade edilmektedir. Aynı şekilde, (4.17)’de görüldüğü gibi t periyodu boyunca satılan toplam enerji her bir EA’dan deşarj

edilen enerjinin toplamına eşittir.

$$E_{s,t}^{EAs,al} = \sum_k \sum_m E_{k,m,s,t}^{EA,srj}, \quad \forall s, \forall t \quad (4.16)$$

$$E_{s,t}^{EAs,sat} = \sum_k \sum_m E_{k,m,s,t}^{EA,dsrj}, \quad \forall s, \forall t \quad (4.17)$$

Eşitlikler (4.18) ve (4.19), şarj ve deşarj gücünün sırasıyla şarj ve deşarj kapasitesinden büyük olamayacağını tanımlamaktadır. İlgili ifadelerde yer alan $u_{k,m,s,t}^{EA}$ bir ikili sayı sistemi karar değişkenidir ve EA'nın aynı anda şarj ve deşarj işleminin gerçekleşmesini önlemek için ifadelere eklenmiştir.

$$P_{k,m,s,t}^{EA,srj} \leq (CR_{k,m}^{EA} \cdot u_{k,m,s,t}^{EA}), \quad \forall k, \forall m, \forall s, t \in [T_{k,m,s}^A, T_{k,m,s}^D] \quad (4.18)$$

$$P_{k,m,s,t}^{EA,dsrj} \leq (DR_{k,m}^{EA} \cdot (1 - u_{k,m,s,t}^{EA})), \quad \forall k, \forall m, \forall s, t \in [T_{k,m,s}^A, T_{k,m,s}^D] \quad (4.19)$$

EA'ların PB olmadığı zamanlarda şarj ve deşarj olmaması gerekliliği durumu (4.20) ve (4.21) aracılığıyla sağlanmaktadır.

$$P_{k,m,s,t}^{EA,srj} = 0, \quad \forall s, t \notin [T_{k,m,s}^A, T_{k,m,s}^D] \quad (4.20)$$

$$P_{k,m,s,t}^{EA,dsrj} = 0, \quad \forall s, t \notin [T_{k,m,s}^A, T_{k,m,s}^D] \quad (4.21)$$

EA'ların teklif verme programının gerçekleştiği t_1 ve t_2 aralığında şarj edilmemesi ve benzer şekilde EA'ların bu aralık dışında deşarj edilmemesi gerekliliği sırasıyla denklemler (4.22) ve (4.23) ile modellenmektedir. Bu şekilde enerji şebekeye t_1 ve t_2 aralığında satılmakta ve bu aralığın dışındaki zamanlarda şebekeden enerji satın alınarak EA'ların şarj işlemi gerçekleştirilmektedir.

$$P_{k,m,s,t}^{EA,srj} = 0, \quad \forall s, t \in [t_1, t_2] \quad (4.22)$$

$$P_{k,m,s,t}^{EA,dsrj} = 0, \quad \forall s, t \notin [t_1, t_2] \quad (4.23)$$

Eşitlik (4.24), her t zaman aralığı için EA'ların SoE ifadesini göstermektedir. SoE değeri, ilgili t zaman aralığındaki şarj/deşarj enerjisinin bir önceki zaman aralığındaki $(t - 1)$ enerji durumuna eklenmesi/çıkarılması ile elde edilmektedir.

$$SoE_{k,m,s,t}^{EA} = SoE_{k,m,s,t-1}^{EA} + P_{k,m,s,t}^{EA,srj} \cdot CE_{k,m}^{EA} \cdot \Delta T - P_{k,m,s,t}^{EA,dsrj} \cdot DE_{k,m}^{EA} \cdot \Delta T, \\ \forall k, \forall m, \forall s, t \in (T_{k,m,s}^A, T_{k,m,s}^D] \quad (4.24)$$

İlgili EA'nın SoE değerinin asgari ve azami batarya limitleri arasında olması gerekmektedir ve bu durum (4.25) ile sağlanmaktadır. Ayrıca, EAPB'ye gelen EA'ların şarj işlemine başlamadan hemen önceki sahip oldukları SoE değeri (4.26) ile belirlenmektedir.

$$SoE_{k,m}^{EA,min} \leq SoE_{k,m,s,t}^{EA} \leq SoE_{k,m}^{EA,maks}, \quad \forall k, \forall m, \forall s, t \in [T_{k,m,s}^A, T_{k,m,s}^D] \quad (4.25)$$

$$SoE_{k,m,s,t}^{EA} = SoE_{k,m}^{EA,bas}, \quad \forall k, \forall m, \forall s, t = T_{k,m,s}^A \quad (4.26)$$

EA sahiplerinin konforunu göz önüne almak için, (4.27) modele eklenmiştir. Burada, EA'nın kalkış zamanındaki SoE seviyesinin istenen değere eşit veya ondan daha büyük olmak zorunda olduğu açıktır. Eşitlikte yer alan g_{EA} değeri, talep edilen SoE değerini düzenleyebilmek için kullanılan 0 ile 1 arasında bir katsayıdır.

$$SoE_{k,m,s,t}^{EA} \geq SoE_{k,m,s,t}^{EA,maks} \cdot g_{EA}, \quad \forall k, \forall m, \forall s, t = T_{k,m,s}^D \quad (4.27)$$

Son olarak, (4.28) ve (4.29) sırasıyla t ile $(t+1)$ zamanları arasındaki enerji tüketimini ve üretimini belirtmektedir. Burada yamuk trapez kuralı, $P_{k,m,s,t}^{EA,srj}$ ve $P_{k,m,s,t}^{EA,dsrj}$ kullanılarak yapılan işlemlere göre daha doğru olan yaklaşık enerji ifadesini vermektedir.

$$E_{k,m,s,t}^{EA,srj} = \left(\frac{P_{k,m,s,t}^{EA,srj} + P_{k,m,s,t+1}^{EA,srj}}{2} \right) \cdot \Delta T, \quad \forall k, \forall m, \forall s, \forall t \quad (4.28)$$

$$E_{k,m,s,t}^{EA,dsrj} = \left(\frac{P_{k,m,s,t}^{EA,dsrj} + P_{k,m,s,t+1}^{EA,dsrj}}{2} \right) \cdot \Delta T, \quad \forall k, \forall m, \forall s, \forall t \quad (4.29)$$

4.2.2 Test ve Sonuçlar

Bu çalışmada, EA sahiplerinin konforunu da göz önünde bulundurarak EAPB-PY'nin toplam maliyeti en aza indirmek hedefiyle GÖP ve RE piyasasına katılmasını imkân sağlayan bir MILP modeli oluşturulmuştur. Önerilen metodoloji ticari çözücü CPLEX ile GAMS v.24.1.3'te test edilmiştir. Problemin GAMS kodları EK A.4 bölümünde verilmiştir. 1,7 GHz CPU ve 6 GB RAM'e sahip çift çekirdekli dizüstü bilgisayarda

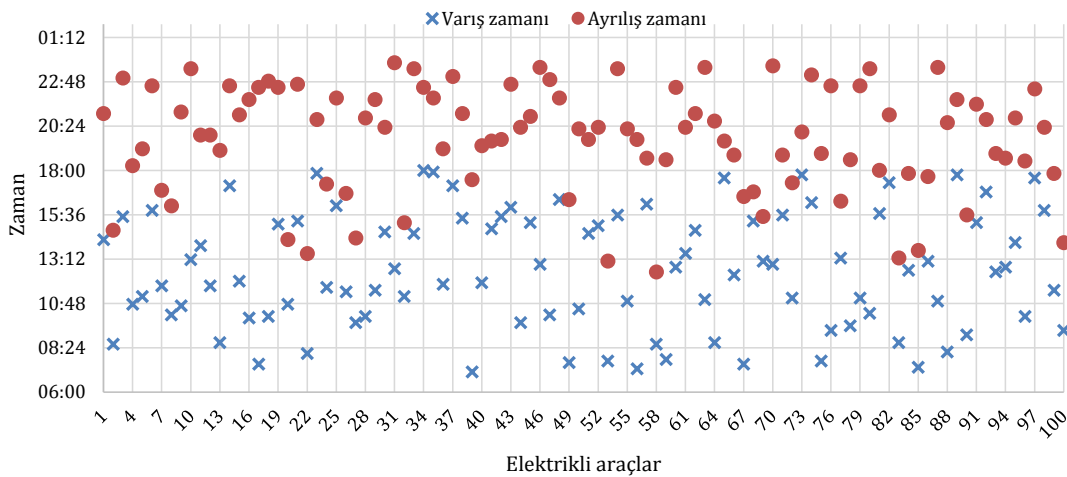
problem 3,25 saniyede çözülebilmektedir. Önerilen metodolojinin doğruluğunu ortaya koymak için farklı durum çalışmaları incelenmiştir.

4.2.2.1 Giriş Verileri

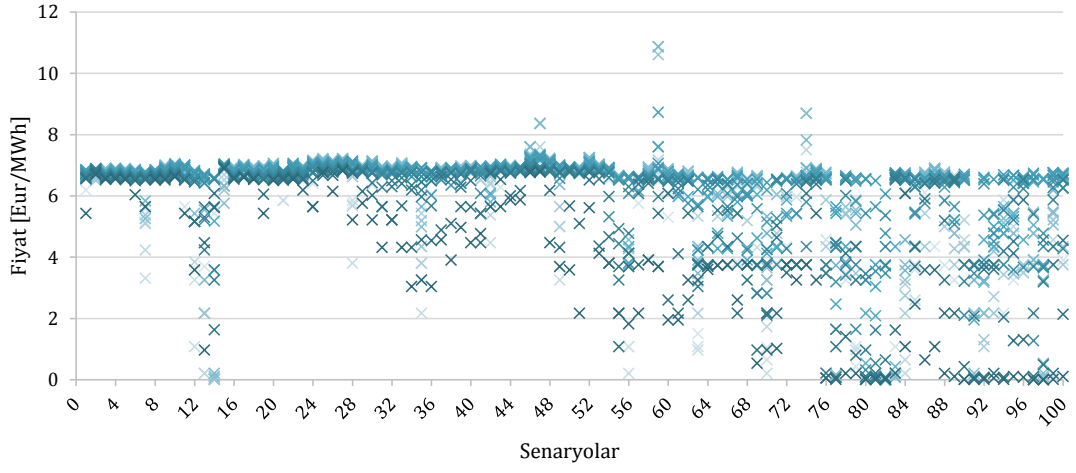
Bu çalışma kapsamında, EA sahiplerinin davranışlarına ek olarak GÖP ve RE piyasa fiyatlarındaki belirsizlikler de senaryo bazlı stokastik yaklaşımla değerlendirilmektedir. EA sahiplerinin davranışları için 4 farklı senaryo (varış saati, ayrılış saati ve varış saatindeki SoE değeri), GÖP ve RE piyasa fiyatları için 100 farklı senaryo göz önünde bulundurulmuştur. Şekil 4.2, EAPB1'deki 100 EA'nın Senaryo-1 için varış ve ayrılma zamanlarının gün içindeki dağılımını göstermektedir.

Ayrıca, enerji piyasasındaki takas fiyatlarının belirsizliğini modellemek adına Türkiye ve Finlandiya için 100 gerçek GÖP ve RE piyasa fiyatları kullanılarak 100 adet senaryo oluşturulmuştur. Türkiye enerji piyasası GÖP ve RE piyasa fiyatlarına ilişkin senaryolar sırasıyla Şekil 4.3 ve Şekil 4.4'te gösterilmektedir. Benzer olarak, Finlandiya enerji piyasası GÖP ve RE piyasası takas fiyatlarına ilişkin senaryolar sırasıyla Şekil 4.5 ve Şekil 4.6'da verilmiştir.

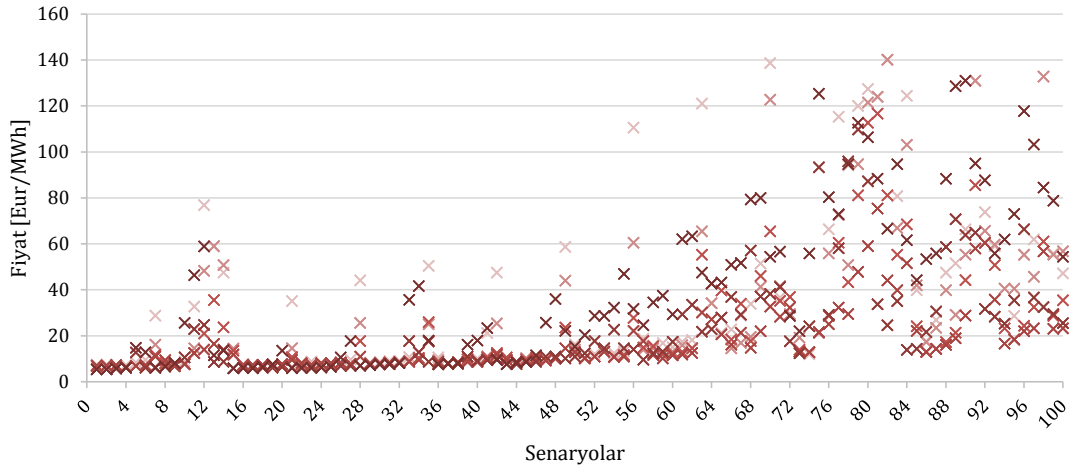
EAPB-PY'nin GÖP'ten enerji almayı ve GÖP'e enerji satmayı teklif ettiği ve sekonder piyasa olarak adlandırılan RE piyasasında düzenleme hizmeti sunduğu varsayılmaktadır. Burada gerçekleştirilen düzenleme hizmeti, şebekeye satılan enerjinin arttırılması veya tüketimin azaltılması olarak tanımlanabilir. PY, şebekeye yalnızca önceden belirlenen t_1 ve t_2 arasındaki periyotlarda enerji satışı gerçekleştirmektedir. PY bu periyotta GÖP'e satış ve RE piyasasında satılan enerji miktarını arttırmak için ilgili piyasalara katılmaktadır. Bu periyotlar dışında kalan diğer zamanlarda ise GÖP'ten enerji almak için katılırken, RE piyasasına enerji



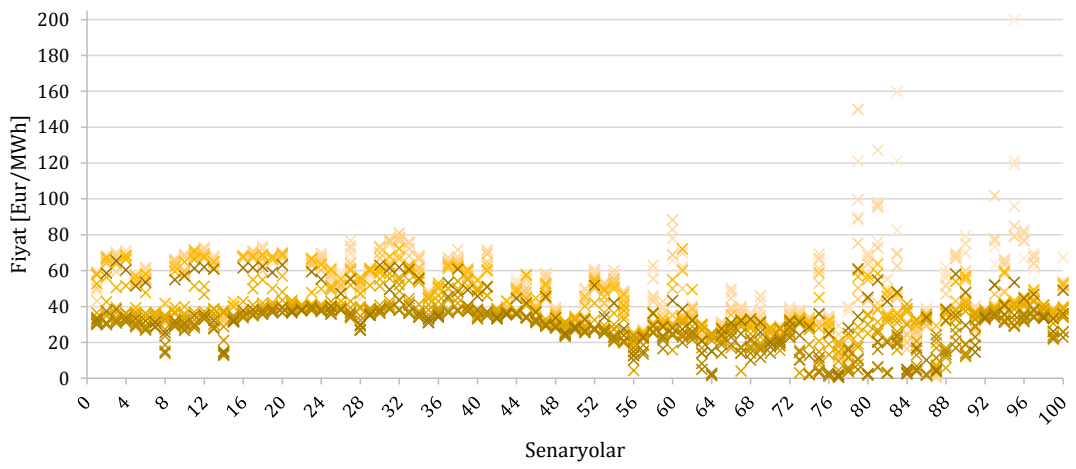
Şekil 4.2 EAPB1'e gelen EA'ların varış/ayrılış zamanları dağılımı



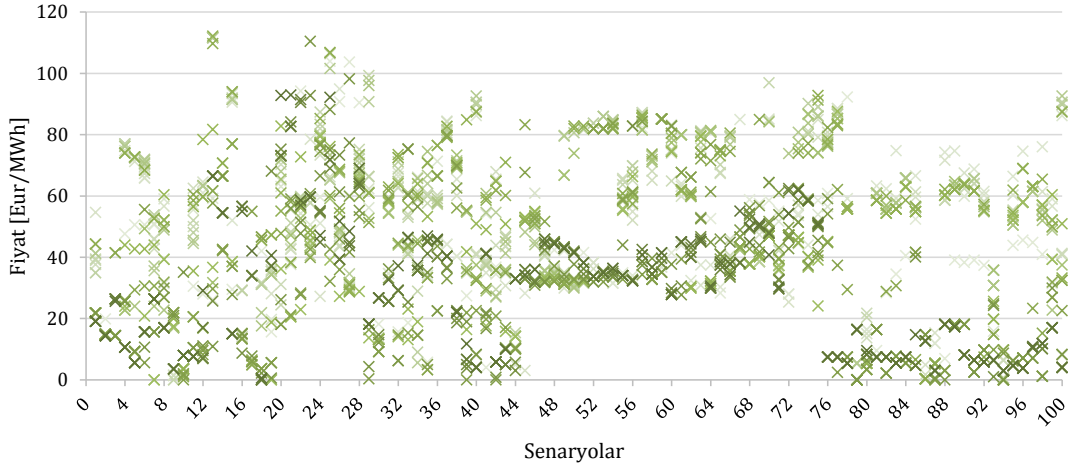
Şekil 4.3 Türkiye günlük GÖP fiyatları senaryoları



Şekil 4.4 Türkiye günlük RE piyasa fiyatları senaryoları



Şekil 4.5 Finlandiya günlük GÖP fiyatları senaryoları



Şekil 4.6 Finlandiya günlük RE piyasa fiyatları senaryoları

tüketimini azaltmak için katılmaktadır. Burada PY'nin EAPB'ye gelen EA sahipleri ile ikili anlaşma yaptığı varsayılmaktadır. Bu anlaşma, EAPB-PY ve EA sahipleri açısından risk teşkil eden belirsiz durumları ortadan kaldırmak için önemlidir. Ayrıca çalışma kapsamında, Tablo 2.2'de elektriksel özellikleri verilen 10 adet EA modelinin her birinden 40 adet olacak şekilde toplamda 400 tane EA değerlendirilmiştir.

4.2.2.2 Benzetim Sonuçları

Önerilen sistemin test edilmesi için 12 farklı durum çalışması oluşturulmuştur. Bu örnek olay incelemeleri, EA sahiplerinin konforu ve farklı enerji piyasalarına ait fiyatlar dikkate alınarak gerçekleştirilmiştir.

- *Durum-1:* PY'nin Türkiye GÖP'e katıldığı ve EA sahiplerinin en az %80 batarya doluluk oranı ile ayrılmayı talep ettiği durum.
- *Durum-2:* PY'nin Türkiye GÖP'e katıldığı ve EA sahiplerinin en az %90 batarya doluluk oranı ile ayrılmayı talep ettiği durum.
- *Durum-3:* PY'nin Türkiye GÖP'e katıldığı ve EA sahiplerinin en az %100 batarya doluluk oranı ile ayrılmayı talep ettiği durum.
- *Durum-4:* PY'nin Finlandiya GÖP'e katıldığı ve EA sahiplerinin en az %80 batarya doluluk oranı ile ayrılmayı talep ettiği durum.
- *Durum-5:* PY'nin Finlandiya GÖP'e katıldığı ve EA sahiplerinin en az %90 batarya doluluk oranı ile ayrılmayı talep ettiği durum.
- *Durum-6:* PY'nin Finlandiya GÖP'e katıldığı ve EA sahiplerinin en az %100 batarya doluluk oranı ile ayrılmayı talep ettiği durum.

- *Durum-7:* PY'nin Türkiye GÖP ve RE piyasasına katıldığı ve EA sahiplerinin en az %80 batarya doluluk oranı ile ayrılmayı talep ettiği durum.
- *Durum-8:* PY'nin Türkiye GÖP ve RE piyasasına katıldığı ve EA sahiplerinin en az %90 batarya doluluk oranı ile ayrılmayı talep ettiği durum.
- *Durum-9:* PY'nin Türkiye GÖP ve RE piyasasına katıldığı ve EA sahiplerinin en az %1000 batarya doluluk oranı ile ayrılmayı talep ettiği durum.
- *Durum-10:* PY'nin Finlandiya GÖP ve RE piyasasına katıldığı ve EA sahiplerinin en az %80 batarya doluluk oranı ile ayrılmayı talep ettiği durum.
- *Durum-11:* PY'nin Finlandiya GÖP ve RE piyasasına katıldığı ve EA sahiplerinin en az %90 batarya doluluk oranı ile ayrılmayı talep ettiği durum.
- *Durum-12:* PY'nin Finlandiya GÖP ve RE piyasasına katıldığı ve EA sahiplerinin en az %100 batarya doluluk oranı ile ayrılmayı talep ettiği durum.

Önerilen modelde amaç fonksiyonu neticesinde elde edilen her bir durum çalışmasının toplam maliyet değerleri Tablo 4.2'de verilmiştir. Tabloya göre, PY'nin Finlandiya GÖP'e katıldığı ve EA sahiplerinin %100 şarj ile ayrılmak istediği Durum-6'nın 250,287 EUR toplam maliyet ile en kötü durum olduğu anlaşılmaktadır. En iyi sonuç Durum-7, Durum-8 ve Durum-9'da -160,626 EUR olarak elde edilmiştir. Türkiye'deki RE piyasa fiyatları GÖP fiyatlarına göre oldukça yüksek olduğundan, sonuç negatif olarak elde edilmiştir. Batarya doluluk seviyelerinin değişmesine rağmen, kârı artırmak için EA'ların 3 durum çalışması için bataryalarının tam olarak şarj edildiği sonucuna ulaşılmıştır. Her iki ülkede de GÖP ve RE piyasasına katılım sağlandığında, sadece GÖP'e katılarak elde edilen kârdan daha fazla kâr elde edildiği ilgili sonuçlardan anlaşılmaktadır.

Sadece Finlandiya piyasaları göz önünde bulundurulduğunda, GÖP ve RE piyasaları katılımı sadece GÖP katılımı karşılaştırıldığında aynı SoE seviyeleri için daha fazla kâr elde edildiği anlaşılmaktadır. Durum-4 ve Durum-10 karşılaştırıldığında 44,558 EUR kâr, Durum-5, Durum-11 ile karşılaştırıldığında 44,819 EUR kâr, Durum-6

Tablo 4.2 Değerlendirilen durum çalışmalarının karşılaştırmalı sonuçları [EUR]

Piyasa Katılımı	Ülke	Ayrılış zamanı SoE seviyesi		
		%80	%90	%100
GÖP	Türkiye	19,322	27,082	35,396
	Finlandiya	128,914	187,425	250,287
GÖP+RE	Türkiye	-160,626	-160,626	-160,626
	Finlandiya	84,356	142,606	208,692

ve Durum-12 karşılaştırıldığında ise 41,595 EUR kâr elde edilmektedir. Ayrıca, beklenildiği gibi aynı piyasa katılımları için ayrılış saatinde EA'ların asgari batarya seviyesinin artmasıyla elde edilen kârın azaldığı görülmektedir. Sadece Türkiye enerji piyasasına bakıldığında ise, GÖP'te talep edilen SoE doluluk seviyesi arttığında elde edilen kârın azaldığı ilgili tablodan çıkarılabilir. Ancak; yüksek piyasa fiyatları nedeniyle RE piyasasına katılım sağlandığında EA'lar ayrılış zamanında tam şarjlı bataryaya sahip olmakta, bahsi geçen durum çalışmalarında maliyet sabit kalmakta ve hatta PY kâr elde etmektedir. Burada RE piyasasına katılım karşılaştırıldığında, sadece GÖP'ün olduğu durumlara göre Durum-7'de Durum-1'e göre 187,708 EUR, Durum-8'de Durum-2 ye göre 187,708 EUR ve Durum-9'da Durum-3'e göre 196,022 EUR kâr elde edildiği hesaplanmaktadır.

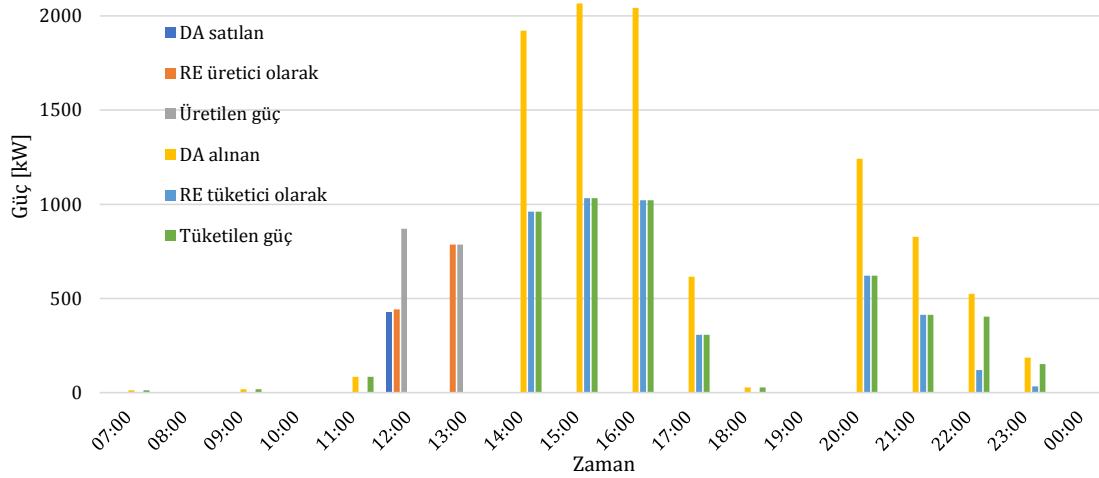
Türkiye için sadece GÖP'e katılım dikkate alındığında, SoE seviyesi arttıkça kâr azalmaktadır. Bununla birlikte eğer RE piyasasına katılım sağlanmışsa, EA'lar yüksek RE piyasa takas fiyatları nedeniyle tamamen şarj edilmekte ve ilgili 3 durum çalışması için elde edilen kâr sabit kalmaktadır. Elde edilen sonuçların sadece 400 EA için olduğu ve aynı zamanda EA bataryalarının PB'ye geldiklerinde tamamen boş olmadığı unutulmamalıdır.

GÖP ve RE piyasasına satılan ve bu piyasalardan satın alınan enerji miktarları her bir durum çalışması için Tablo 4.3'te verilmiştir. GÖP'e satılan enerji miktarının en fazla olduğu sonuç 1441,965 kWh ile Finlandiya GÖP'e katılımın gerçekleştiği durum olan Durum-4'te gerçekleşmiştir. Buna ek olarak GÖP'ten satın alınan en fazla enerji 15846,03 kWh ile EAPB-PY'nin Türkiye GÖP ve RE piyasasına birlikte katıldığı durumlar olan Durum-7, Durum-8 ve Durum-9'da gerçekleşmiştir. RE piyasalarında ise, EAPB'nin üretici olarak katıldığı en büyük miktar 1413,133 kWh ile Türkiye GÖP ve RE piyasalarının değerlendirildiği Durum-7, Durum-8 ve Durum-9'da gerçekleştiği görülmektedir. Yine EAPB'nin tüketici olarak RE piyasasında elde edilen en büyük sonuç 7923,017 kWh miktarı ile Türkiye GÖP ve RE piyasalarının yer aldığı Durum-7, Durum-8 ve Durum-9'da olduğu sonucu ilgili tablodan çıkarılmaktadır.

EAPB'nin Finlandiya GÖP ve RE piyasalarına katıldığı varsayılan ve EA sahiplerinin %80 SoE seviyesi ile ayrılmak istediği Durum-10 için alınan ve satılan enerji miktarları Senaryo-1 için Şekil 4.7'de gösterilmiştir. Şekilden görüleceği gibi GÖP'e enerji satışı sadece saat 12:00'da gerçekleşmektedir. h_1 ve h_2 zaman aralığında üretici olarak bir rezerv de sunulmaktadır. Saat 13:00'da ise üretilen güç tamamen RE piyasasına sunulmaktadır. En yüksek güç tüketimi 15:00'da gözlenmektedir. Ayrıca, 22:00 ve 23:00 saatleri dışında, tüketici pozisyonunda rezervin tüketilen güce eşit olarak teklif edildiği görülmektedir.

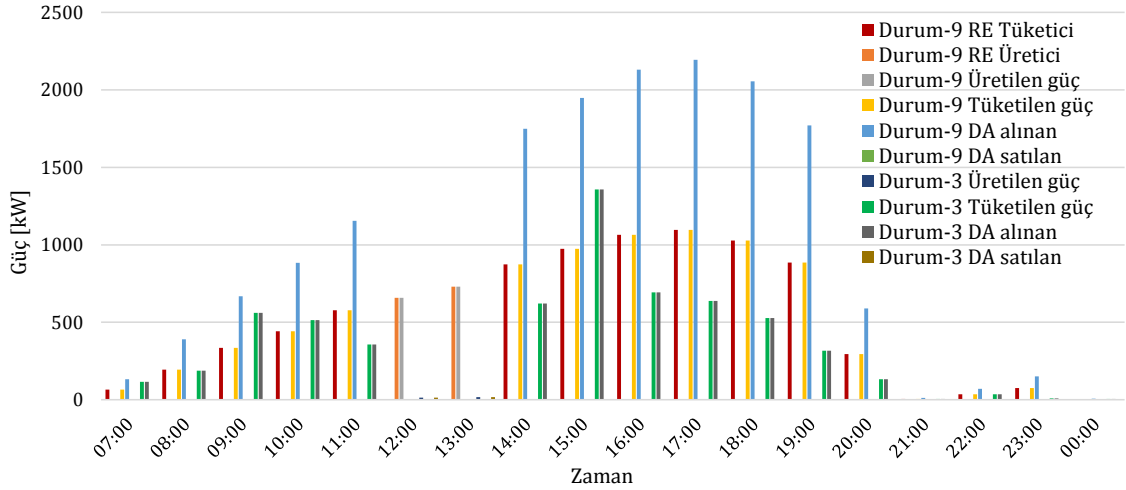
Tablo 4.3 Değerlendirilen durum çalışmalarının enerji açısından karşılaştırmalı sonuçları

Durum Çalışması	Piyasalar			
	GÖP		RE	
	Satılan Enerji Miktarı [kWh]	Alınan Enerji Miktarı [kWh]	Üretici Olarak Satılan Enerji Miktarı [kWh]	Tüketici Olarak Teklif Edilen Enerji Miktarı [kWh]
Durum-1	198,654	3486,876	-	-
Durum-2	75,125	4675,769	-	-
Durum-3	43,135	6037,007	-	-
Durum-4	1441,965	4865,516	-	-
Durum-5	1296,542	6029,14	-	-
Durum-6	1154,692	7268,948	-	-
Durum-7	-	15846,03	1413,133	7923,017
Durum-8	-	15846,03	1413,133	7923,017
Durum-9	-	15846,03	1413,133	7923,017
Durum-10	260,167	9474,903	1283,05	4498,197
Durum-11	-	11148,68	1398,317	5006,772
Durum-12	-	11892,97	1314,803	4446,913



Şekil 4.7 GÖP ve RE piyasalarından alınan/satılan güç miktarları (Durum-10, Senaryo-1)

EA'ların sadece GÖP veya GÖP ve RE piyasasına %100 konfor seviyesinde katıldığı Durum-3 ve Durum-9 için piyasalardan satın alınan ve piyasalara satılan güç miktarları Şekil 4.8'de verilmiştir. Durum-3'te, saat 12:00'de GÖP'e çok az miktarda enerji satışı gerçekleşmiştir. Durum-9'da ise piyasa fiyatlarına dayanarak kârlı olmadığından GÖP'e herhangi bir enerji satış teklifi yoktur. Ayrıca, Durum-9'da, tüketim olduğunda her saat için tüketim miktarı kadar RE piyasasına enerji satış teklifi yapıldığı anlaşılmaktadır. Durum-3'te sadece GÖP'e katılım gerçekleşmiştir. Durum-3'te



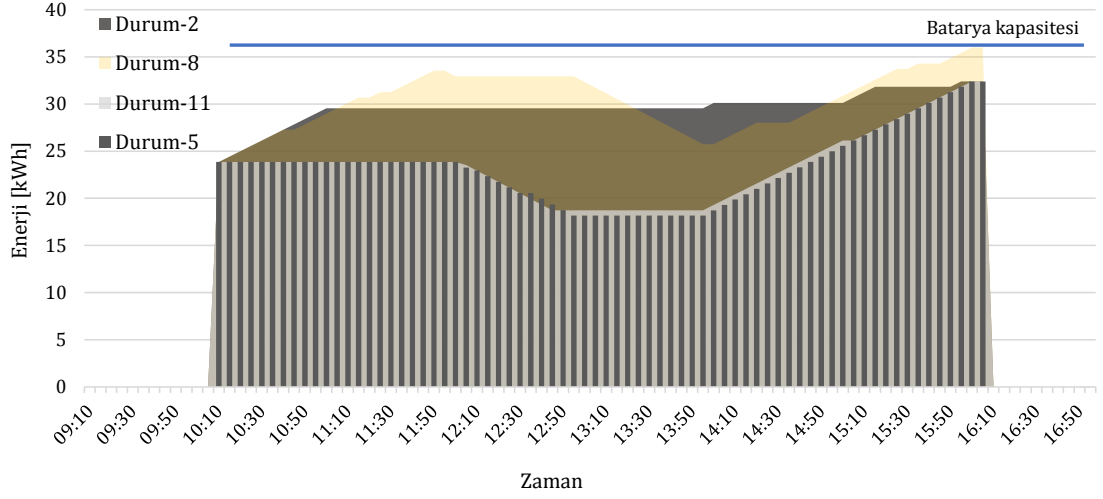
Şekil 4.8 Durum-3 ve Durum-9'daki güç miktarları (Senaryo-3)

GÖP'ten EA'ları şarj etmek için alınan güç miktarının Durum-9'dakinden daha az olduğu görülmektedir.

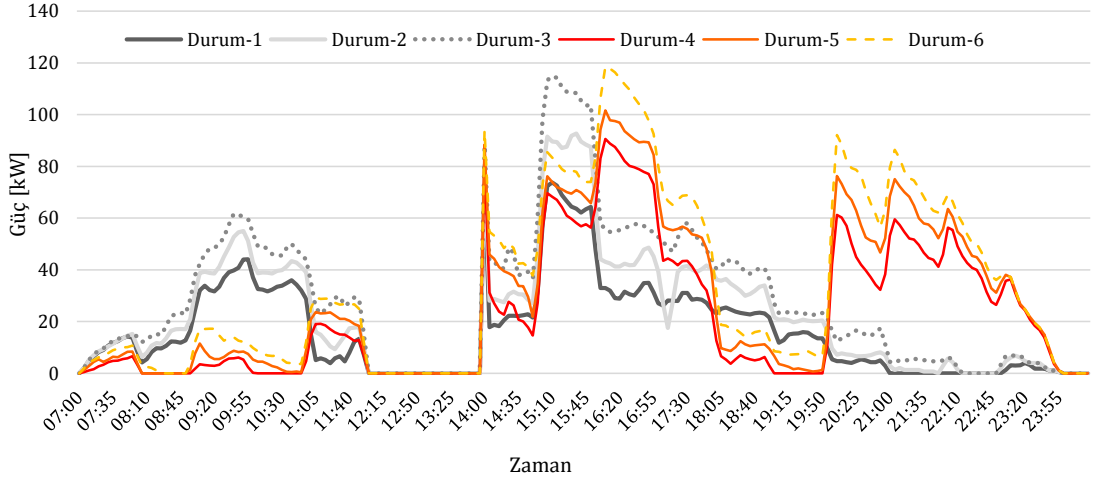
Farklı durum çalışmalarında EA sahiplerinin konforlarının nasıl etkilendiğini incelemek için EAPB1'deki WO8 aracına ilişkin SoE seviyesi değişimi Şekil 4.9'de gösterilmiştir. Burada Durum-2, Durum-5, Durum-8 ve Durum-11 Senaryo-1 için belirtilen karar değişkeni ele alınmıştır. Bu durumlarda EA sahipleri ayrılış zamanında en az %90 batarya doluluk oranı ile ayrılmak istemektedirler. Durum-5, Durum-8 ve Durum-11'de EA batarya seviyesinin saat 12:00-14:00 arasında bazı durumlarda gözle görülebilir bazısında ise nispeten az bir şekilde azaldığı gözlemlenmekte ve her durumda EA ayrılış zamanında en az %90 şarj seviyesine ulaşmaktadır. Ayrıca, EA'nın sadece Durum-8'de istenilenden daha fazla şarj olup %100 şarj seviyesine ulaştığı görülmektedir. Bu durum yüksek RE piyasa fiyatlarından kaynaklanmaktadır.

EAPB'nin sadece GÖP'e katıldığı ve EA'ların konfor seviyelerinin %80, %90 ve %100 olarak değiştiği durumlarda, EA'ların şarj için toplam güç tüketimi Şekil 4.10'da verilmiştir. EA'ların deşarj edilerek piyasaya katıldıkları 12:00-14:00 arasında EA'ların şarj edilmesi için PY'nin güç çekmediği şekilden anlaşılmaktadır. Türkiye enerji piyasasına katılım sırasında, yaklaşık olarak 7:00-12:00, 15:00-16:00 ve 18:00-20:00 zaman aralıklarında EA'lar daha fazla güç talebinde bulunmaktadır. Diğer zaman aralıklarında ise Finlandiya enerji piyasasına katılımın gerçekleştiği durumlardaki tüketilen güç miktarının daha fazla olduğu gözlemlenmektedir.

EAPB'nin Finlandiya GÖP'e katıldığı Durum-4'te ve EAPB'nin Finlandiya GÖP ve RE piyasasına katıldığı Durum-10'da, EA'lar tarafından tüketilen toplam güç ve EA bataryalarından saat 12:00-14:00 arasında deşarj edilen toplam enerji Senaryo-1 için Şekil 4.11'de verilmiştir. EAPB'nin 14:00-15:40 zaman aralığında GÖP'e

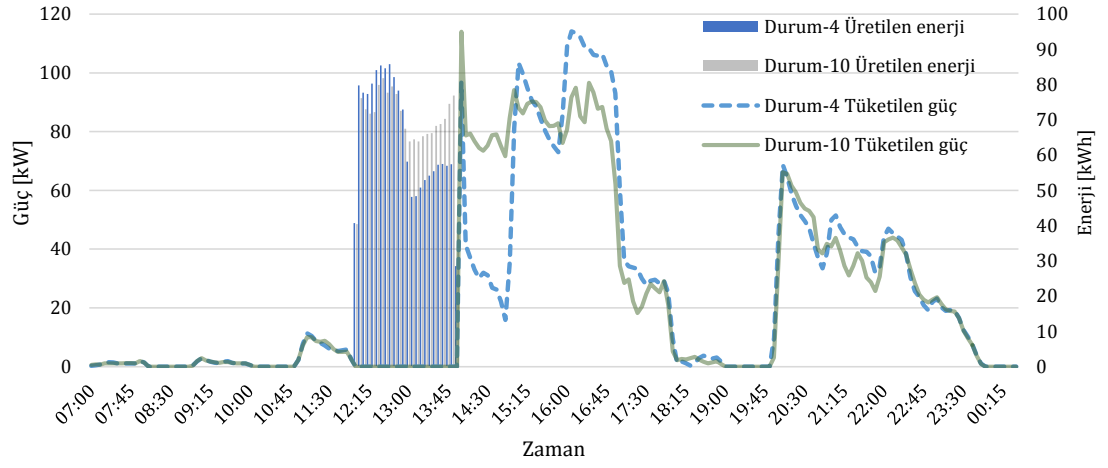


Şekil 4.9 Durum-2, Durum-5, Durum-8, ve Durum-11’de WO8 numaralı EA’nın SoE değişimi (Senaryo-1)



Şekil 4.10 Durum-1, Durum-2, Durum-3, Durum-4, Durum-5, ve Durum-6’da EA’ların şarj işlemi için güç tüketim profilleri (Senaryo-4)

katıldığı Durum-4’te, EA’lar tarafından tüketilen güç miktarında önemli bir düşüş gerçekleşmektedir. Diğer yandan, hem GÖP hem de RE piyasasının birlikte değerlendirildiği Durum-10’da ise EA’ların daha fazla şarj olduğu görülmektedir. Bunlara ek olarak EA’ların deşarjı ile satılan enerji miktarı analiz edildiğinde, GÖP ve RE piyasasına katılımın gerçekleştiği Durum-10’da EA’ların daha fazla deşarj edildiği görülmektedir.



Şekil 4.11 Durum-4 ve Durum-10'da EA'ların şarj işlemi için güç tüketim profili ve satılan enerji miktarı (Senaryo-1)

5 Sonuç ve Öneriler

Son yıllarda, sürekli artan teknolojik ihtiyaçlar elektrik enerjisi kullanımındaki artışta önemli bir rol oynamaktadır. Teknolojideki yaygınlaşma ve endüstriyel uygulamaların artması, arz ve talep tarafları arasındaki dengesizliklerin yanı sıra çok sayıda çevresel sorunu da beraberinde getirmiştir. Sera gazı emisyonlarının etkisiyle küresel ısınmanın giderek artması bu çevresel sonuçların en önemlilerinden biridir. Konu ile ilgili gerçekleştirilen araştırmalarda, ulaşım sektörünün de çevresel etmenleri olumsuz etkilediği ve bu etkinin göz ardı edilemeyecek boyutta olduğunu ortaya konulmuştur. Bu bağlamda, sera gazı emisyonlarını ve fosil yakıtlara bağımlılığı azaltmak için ulaşım sistemlerinin de yeşil araçlar konsepti çerçevesinde dönüştürülmesi dünya çapında birçok araştırmacının ve endüstriyel paydaşların dikkatini çekmiştir. Bu nedenle, yukarıda bahsedilen paradigma, EA olarak adlandırılan yeni bir oyuncunun ortaya çıkmasına neden olmuştur. Son yıllarda EA'ların sayısı oldukça artmıştır ve bu artış şüphesiz devam edecektir. Artan EA'ların sayılarına bağlı olarak yakın gelecekte EAPB de sayısının artması kaçınılmazdır. Buna bağlı olarak, çok sayıda EA'nın aynı anda şarj olacak olmasının DSO'nun arz/talep dengesini koruması noktasında olumsuz etkileri olması beklenmektedir. Bu nedenle, EAPB'lerde enerji yönetim stratejileri ile EA'ların şarj işlemlerinin planlanması şebekeye entegrasyonu açısından önem kazanmaktadır.

Bu tez çalışması kapsamında, EAPB'lerin şebeke üzerindeki olumsuz etkilerini azaltacak şekilde EA'ların şarj işlemlerini düzenleyen yeni bir enerji yönetim stratejisi geliştirilmiştir. Geliştirilen model, öncelikle tek bir EAPB'nin şarj işlemlerini düzenleme esnasında şebekeden temin ettiği gücün YF'sini azami düzeye getirecek şekilde oluşturulmuştur. İlgili model test edilirken hem gün öncesi planlama hem de gerçek zamanlı planlama tabanlı optimizasyon problemi olarak irdelenmiştir. Bu bağlamda; EA sahiplerinin varış/ayrılış zamanları ve SoE değerlerine ilişkin belirsizlikler önce senaryo bazlı, sonrasında ise İSPARK'tan temin edilen bir otoparka ait geçmiş giriş/çıkış zamanları kullanılarak olasılık dağılım fonksiyonu yardımıyla elde edilmiştir. Önerilen modelin benzetim sonuçları incelenirse, gün öncesi planlama tabanlı analizde Temel Durum 0,3712 değeri ile YF'nin en kötü olduğu durumdur.

Geliştirilen modelin uygulanmasıyla, herhangi bir ayrılış zamanı kısıtının olmadığı ve DR programının tanımlanmamış olduğu Durum-1'in %150,3 oranında bir artışla 0,9293 YF ile en iyi durum olduğu saptanmıştır. Gerçek zamanlı optimizasyon analizinde şarj oranlarının farklı olduğu EA modellerine göre iki farklı senaryo oluşturulmuş ve geliştirilen model test edilmiştir. Senaryo-1'de EAPB'ye gelen bütün EA'ların şarj oranının 7,2 kW olduğu, Senaryo-2'de ise EAPB'ye gelen EA'ların %30'u 50 kW, %70'inin de 7,2 kW şarj oranına sahip olduğu varsayımı yapılmıştır. Elde edilen sonuçlara göre Senaryo-1'de ve Senaryo-2'de herhangi bir şarj yönetim modelinin bulunmadığı Temel Durumlar sırasıyla 0,103 ve 0,07 YF ile en kötü durum olarak belirlenmiştir. Geliştirilen modelin sisteme tanımlanmasıyla Senaryo-1 ve Senaryo-2'de YF'ler %249 ve %428 oranında artışla sırasıyla 0,36 ve 0,37 olarak elde edilmiştir.

EAPB'lerin dağıtım sisteminin işletiminde olası etkilerinin araştırılması bu tezin amaçları arasında yer almaktadır. Bu amaç doğrultusunda tek bir EAPB için oluşturulan model, dağıtım sistemi içerisinde birden fazla PY kontrolünde olan çok sayıda EAPB'yi içerecek şekilde güç akışı da dikkate alınarak geliştirilmiştir. Dahası bu model günümüzde sayılarının giderek arttığı PV tabanlı yenilenebilir enerji üretim birimlerini de içermektedir. Yapılan analizlerin sonuçları incelendiğinde, herhangi bir PGS'nin uygulanmadığı ve FV sisteminin devrede yer almadığı Durum-1 hat kayıplarının 2706,82 kWh ile en fazla olduğu durum olarak tespit edilmiştir. Seçilen iki bölgede 100 kW güce sahip FV sistemlerin devreye alınması ile ilgili hat kayıpları 1848,50 kWh seviyesine indirilmiştir. DSO'nun günlük işletim esnasında günün belirli periyotlarında sistemin pik gücünü 200 kW ve 0 kW ile sınırlandırdığı durumlar olan Durum-4 ve Durum-5'te ise toplam hat kayıpları sırasıyla 1863,90 kWh ve 2062,07 kWh olarak hesaplanmıştır. Gerçekleştirilen analizlerin diğer önemli bir sonucu ise, hat kayıplarının asgari düzeyde tutmayı amaçlayan modelin devreye alınmasıyla YF'lerinin de olumlu şekilde etkilenmesidir. Örneğin Bölge-1'in YF değeri normal şartlarda 0,24 iken, geliştirilen modelin devreye alınmasıyla bu değer %35,4 oranında arttırılarak 0,325 seviyesine çıktığı görülmektedir.

Yukarıda sayılan hususların yanı sıra EA'lar şarj olmalarının yanında V2G enerji akışının sağlanabilmesi durumunda şebekeye enerji de verebilmektedirler. Gelecekte EAPB'lerin PY'ler aracılığı ile enerji piyasasında aktif rol oynamasına kesin gözüyle bakılmaktadır. PY'ler DSO'ya enerji satışı için teklif verebilir, bu sayede hem EA sahipleri hem de PY'ler adına önemli kazançlar sağlanabilir. Fakat EA sahipleri kendi konfor kaygıları nedeniyle böyle bir programın içerisinde yer almak istemeyebilirler. Tez çalışmasının son bölümünde yeni bir konsept olarak kullanıcı konforunu göz önünde bulunduran, EAPB'lerin şebekeye enerji satabildiği bir teklif verme stratejisi geliştirilmiş ve EA'ların enerji piyasasındaki rolünün arttırılması hedeflenmiştir.

Oluşturulan optimal teklif verme stratejisi test edildiğinde; ilgili ülkenin piyasa takas fiyatlarına bağlı olarak EAPB-PY'nin sadece GÖP'e katılması durumu, GÖP ve RE piyasasına birlikte katıldığı duruma göre daha az kâr sağlamaktadır. Durum çalışmaları analiz edildiğinde ise EAPB-PY'nin Türkiye GÖP ve RE piyasasına katıldığı birlikte durumlar en iyi durum olarak saptanmıştır. Bunun nedeni ise Türkiye RE piyasası fiyatlarının oldukça yüksek olmasıdır. İlgili PY, kontrol ettiği EAPB'deki EA'ları ayrılış zamanlarında şarj işlemlerini gerçekleştirdiği gibi GÖP ve RE piyasasına katılarak kâr elde edebilmiştir.

Bu çalışma ile EA'ların teknoekonomik bir bakış açısıyla güç sistemi ve enerji piyasası kapsamında yaygınlaşmasına katkıda bulunulmaya çalışılmıştır. Fakat, EA'ların güç sistemine etkisinin güç kalitesi hususları açısından daha derinlemesine bir bakış açısı ile irdelenmesi bu tezin kapsamında gerçekleştirilmemiştir ve yakın gelecekteki olası literatür çalışmalarında bu husus araştırmacılar tarafından dikkate alınabilir.

A.1 Bir EAPB'nin Gün Öncesi Planlanması için GAMS Kodları

```
$CALL GDXXRW INPUTDATA205.xlsx Index=ParamsAndSets!A1
$GDXIN INPUTDATA205.gdx
**Sabitler**
Scalar DT /0.0833/; //zaman cozunurlugu, optimizasyon her 5dk icin
gerceklestirili» r
Scalar t3 /61/; // DR programi baslama periyodu
Scalar t4 /84/; // DR programi bitis periyodu
Scalar t_tot /288/; // toplam zaman araligi
**Kumeler**
SETS
t time intervals
h EV set
s scenarios
evdat ev headers
;
$LOAD t h s evdat
display t,h,s,evdat;
**Parametreler**
Parameters
EVDATA(h,evdat)
Pref(t,s)
Pdes(t)
E_ev_ini(h,s)
T_ev_C(h,s)
T_ev_L(h,s)

p(s) //senaryo gerceklesme olasiligi
/S1 0.125
S2 0.125
S3 0.125
S4 0.125
S5 0.125
S6 0.125
S7 0.125
S8 0.125 / ;

$LOAD EVDATA Pref Pdes E_ev_ini T_ev_C T_ev_L
Parameters
E_ev_max(h), E_ev_min(h), R_ch_ev(h), Eff_ch_ev(h);
E_ev_max(h)= EVDATA(h,'E_ev_max');
E_ev_min(h)= EVDATA(h,'E_ev_min');
R_ch_ev(h)= EVDATA(h,'R_ch_ev');
Eff_ch_ev(h)= EVDATA(h,'Eff_ch_ev');
display E_ev_max, E_ev_min, R_ch_ev, Eff_ch_ev;
```



```

**Karar
degiskenleri**
Variables
Pgrid(s,t)          'Sebekeden cekilen guc'
P_ev_ch(s,h,t)      'EA sarj gucu'
SOE_ev(s,h,t)       'EA State-of-energy'

tott
Pgrid_avg(s)        'Sebekeden cekilen ortalama guc'
Pgrid_max(s)        'Sebekeden cekilen maksimum guc'

;
positive variables Pgrid, P_ev_ch, SOE_ev, Pgrid_max, Pgrid_avg ;
**Baslangic Kosullari**
SOE_ev.fx(s,h,t)$(ord(t)=T_ev_C(h,s))=E_ev_ini(h,s);
SOE_ev.fx(s,h,t)$(ord(t)=T_ev_L(h,s))=E_ev_max(h);
SOE_ev.fx(s,h,t)$(ord(t)<T_ev_C(h,s))=0;
P_ev_ch.fx(s,h,t)$(ord(t)<T_ev_C(h,s))=0;
P_ev_ch.fx(s,h,t)$(ord(t)>=T_ev_L(h,s))=0;

Equations
Objective
Power_Balance
EV_charging
EV_SOE
EV_max
Desired_total_power_change_byLSE
consnew
LF_nom
LF_denom
;
Objective..
tott=e= sum(s, p(s)*(Pgrid_max(s)-Pgrid_avg(s)));

Power_Balance(s,t)..
Pgrid(s,t) =e= sum(h, P_ev_ch(s,h,t));

EV_charging(s,h,t) $(ord(t)>=T_ev_C(h,s) and ord(t)<=T_ev_L(h,s))..
P_ev_ch(s,h,t) =l= R_ch_ev(h);

EV_SOE(s,h,t) $(ord(t)>T_ev_C(h,s) and ord(t)<=T_ev_L(h,s))..
SOE_ev(s,h,t) =e= SOE_ev(s,h,t-1) + Eff_ch_ev(h)*P_ev_ch(s,h,t)*DT;

EV_max(s,h,t) $(ord(t)>=T_ev_C(h,s) and ord(t)<=T_ev_L(h,s))..
SOE_ev(s,h,t) =l= E_ev_max(h);

Desired_total_power_change_byLSE(s,t)$(ord(t)>=t3 and ord(t)<=t4 and
Pref(t,s)>0).» .
Pdes(t) =l= Pref(t,s) - Pgrid(s,t);

consnew(s,t)$(ord(t)>=t3 and ord(t)<=t4 and Pref(t,s)=0)..
Pgrid(s,t)=e=0;

LF_nom(s)..
Pgrid_avg(s)=e= sum(t,Pgrid(s,t))/t_tot;

LF_denom(s,t)..
Pgrid_max(s)=g=Pgrid(s,t);

model EV_park /ALL/;
option mip=CPLEX;
option optcr=0;
option threads=0;

SOLVE EV_park using mip minimizing tott;

```

```

display Pgrid.1;
display P_ev_ch.1;
display SOE_ev.1;
display tott.1;

execute "xlstalk -S output.xlsx"
Execute_Unload "output.gdx" Pgrid.1 P_ev_ch.1 SOE_ev.1 tott.1 Pgrid_avg.1
Pgrid_max.1

*****
Execute 'GDXXRW.EXE output.gdx O=output.xlsx SQ=N Var=Pgrid.1 Rng=GridPower!B2'
Execute 'GDXXRW.EXE output.gdx O=output.xlsx SQ=N Var=P_ev_ch.1 Rng=EVPower!B2'
Execute 'GDXXRW.EXE output.gdx O=output.xlsx SQ=N Var=SOE_ev.1 Rng=EV_SOE!B2'
Execute 'GDXXRW.EXE output.gdx O=output.xlsx SQ=N Var=tott.1 Rng=OBJ!B2'
Execute 'GDXXRW.EXE output.gdx O=output.xlsx SQ=N Var=Pgrid_avg.1 Rng=OBJ!D3'
Execute 'GDXXRW.EXE output.gdx O=output.xlsx SQ=N Var=Pgrid_max.1 Rng=OBJ!D12'
Execute "=shellexecute output.xlsx" ;

```



A.2 Bir EAPB'nin Gerçek Zamanlı Planlanması için GAMS Kodları

```
$eolcom //

$CALL GDXXRW INPUTDATA.xlsx Index=ParamsAndSets!A1
$GDXXIN INPUTDATA.gdx

**Sabitler**
Scalar DT /0.25/;
Scalar d3 /0/;
Scalar d4 /0/;
Scalar t_tot /96/; //toplam zaman aralığı

**Kümeler**
SETS
t time intervals
h loop intervals
m EV set
evdat ev headers
ev_status_index Set of EV status
;

$LOAD t h m evdat ev_status_index
display t,h,m, evdat, ev_status_index;

**parametre tanımlari**
Parameters
EVDATA(m,evdat)
EVSTATUS(m,t,ev_status_index)
Pref(t)
Pdes(t)
E_ev_ini(m)
T_ev_C(m)
T_ev_L(m)
EV_stat(m,t,h)
LOOP_Current
EV_status_current(m,t)
EV_current(m)
;

LOOP_current=1;
$LOAD EVDATA Pdes E_ev_ini T_ev_C T_ev_L Ev_stat EVSTATUS Pref
display EVDATA, Pdes, E_ev_ini, T_ev_C, T_ev_L, EV_stat, EVSTATUS, Pref,
Pdes;

Parameters
E_ev_max(m), E_ev_min(m), R_ch_ev(m), Eff_ch_ev(m);
E_ev_max(m)= EVDATA(m,'E_ev_max');
E_ev_min(m)= EVDATA(m,'E_ev_min');
R_ch_ev(m)= EVDATA(m,'R_ch_ev');
Eff_ch_ev(m)= EVDATA(m,'Eff_ch_ev');
display E_ev_max, E_ev_min, R_ch_ev, Eff_ch_ev;

**Karar degiskenleri**
Variables
Pgrid(t) 'Sebekeden alınan guc'
P_ev_ch(m,t) 'EA sarj gucu'
SOE_ev(m,t) 'EA State-of-energy'
tott
Pgrid_avg 'Sebekeden alınan ortalama guc'
Pgrid_max 'Sebekeden alınan maksimum guc'
;
```

```

positive variables Pgrid, P_ev_ch, SOE_ev, Pgrid_max, Pgrid_avg ;

**Esitlikler**
Equations
Objective
Power_Balance
EV_charging
EV_SOE
EV_SOE_des
EV_max
Desired_total_power_change_byLSE
consnew
LF_nom
LF_denom
;

Objective..
tott=e=Pgrid_max-Pgrid_avg;

Power_Balance(t)$(ord(t)>=LOOP_current)..
Pgrid(t) =e= sum(m, P_ev_ch(m,t));

EV_charging(m,t) $(ord(t)>=LOOP_current and ord(t)>1 and EV_status_current(m,t)=1)..
P_ev_ch(m,t) =l= R_ch_ev(m);

EV_SOE(m,t) $(ord(t)>=LOOP_current and EV_status_current(m,t)=1)..
SOE_ev(m,t) =e= SOE_ev(m,t-1) + Eff_ch_ev(m)*P_ev_ch(m,t)*DT;

EV_max(m,t) $(ord(t)>=LOOP_current and EV_status_current(m,t)=1 and
EV_status_current(m,t)=1)..
SOE_ev(m,t) =l= E_ev_max(m);

EV_SOE_des(m,t)$(ord(t)>=LOOP_current and EV_status_current(m,t)=1 and
ord(t)=T_ev_L(m))..
SOE_ev(m,t) =e= E_ev_max(m);

Desired_total_power_change_byLSE(t)$(ord(t) >= LOOP_current and ord(t)>=d3 and
ord(t)<=d4)..
Pdes(t) =g= Pgrid(t);

consnew(t)$(ord(t) >= LOOP_current and ord(t)>=d3 and ord(t)<=d4 and Pref(t)=0)..
Pgrid(t)=e=0;

LF_nom..
Pgrid_avg=e= sum(t,Pgrid(t))/t_tot;

LF_denom(t)$(ord(t) >= LOOP_current)..
Pgrid_max=g=Pgrid(t);

model EV_park /ALL/;
option mip=CPLEX;
option optcr=0;
option threads=0;

Parameter
DIAGNOSTIC_TEMP(h) //Problem cozumunun makul olup olmadigini kontrol eder.
TOTT_TEMP(h)
GRID_TEMP(t,h)
EV_CH_TEMP(m,t,h)
EV_SOE_TEMP(m,t,h)
PGRID_AVG_TEMP(h)
PGRID_MAX_TEMP(h)
;

```

```

***BASLANGIC KOSULLARI***
SOE_ev.fx(m,t)$(ord(t)=T_ev_C(m))=E_ev_ini(m);
SOE_ev.fx(m,t)$(ord(t)<T_ev_C(m))=0;
P_ev_ch.fx(m,t)$(ord(t)<T_ev_C(m))=0;
P_ev_ch.fx(m,t)$(ord(t)>=T_ev_L(m))=0;

loop(h$(ord(h)<=card(h)), //ana çevrim burada baslar

LOOP_current=ord(h);
loop(t, EV_status_current(m,t)=EV_stat(m,t,h));

    SOLVE EV_park using mip minimizing tott;

loop(t$(ord(t)<=ord(h)), //onceki periyotlar icin sonuclari sabitler

Pgrid.fx(t)      = Pgrid.l(t);
P_ev_ch.fx(m,t)  = P_ev_ch.l(m,t);
SOE_ev.fx(m,t)   = SOE_ev.l(m,t);

);

****DEGISKENLERI YAZDIRMAK ICIN SAKLAR****
TOTT_TEMP(h)      = tott.l;
GRID_TEMP(t,h)    = Pgrid.l(t);
EV_CH_TEMP(m,t,h) = P_ev_ch.l(m,t);
PGRID_AVG_TEMP(h) = Pgrid_avg.l;
PGRID_MAX_TEMP(h) = Pgrid_max.l;
EV_SOE_TEMP(m,t,h) = SOE_ev.l(m,t);
DIAGNOSTIC_TEMP(h) = EV_park.Modelstat;

); //ana çevrim burada biter

display DIAGNOSTIC_TEMP;
execute "xlstalk -S output.xlsx"
Execute_Unload "output.gdx" Pgrid.l
Execute 'GDXXRW.EXE output.gdx O=output.xlsx SQ=N Var=Pgrid.l Rng=GridPower!B2'

*** sonuclari txt olarak saklar
$include File_output.gms

```

```

***WRITE TO TXT FILE***
Parameters
low_h,up_h,low_t,up_t;
****

low_h=1;
up_h=288;
low_t=1;
up_t=288;
*****

file TOTTEMP_FILE /Results_Folder\TOTTEMP.txt/;
TOTTEMP_FILE.pw=32767;
put TOTTEMP_FILE;
loop(h$(ord(h))>=low_h and ord(h)<=up_h),put h.tl put TOTTEMP(h):8:8; put / ; ); putclose
TOTTEMP_FILE;
*****

file GRID_TEMP_FILE /Results_Folder\GRID.txt/;
GRID_TEMP_FILE.pw=32767;
put GRID_TEMP_FILE;
loop(h$(ord(h))>=low_h and ord(h)<=up_h),put h.tl loop(t$(ord(t))>=low_t and ord(t)<=up_t),
put GRID_TEMP(t,h) ;) put / ; );
putclose GRID_TEMP_FILE;
*****

file EV1_TEMP_FILE /Results_Folder\EV1_CH.txt/;
EV1_TEMP_FILE.pw=32767;
put EV1_TEMP_FILE;
loop(h$(ord(h))>=low_h and ord(h)<=up_h),put h.tl loop(t$(ord(t))>=low_t and ord(t)<=up_t),
put EV_CH_TEMP('EV1',t,h) ;) put / ; );
putclose EV1_TEMP_FILE;
*****

file EV1_SOE_TEMP_FILE /Results_Folder\EV1_SOE.txt/;
EV1_SOE_TEMP_FILE.pw=32767;
put EV1_SOE_TEMP_FILE;
loop(h$(ord(h))>=low_h and ord(h)<=up_h),put h.tl loop(t$(ord(t))>=low_t and ord(t)<=up_t),
put EV_SOE_TEMP('EV1',t,h) ;) put / ; );
putclose EV1_SOE_TEMP_FILE;
*****

file EV80_TEMP_FILE /Results_Folder\EV80_CH.txt/;
EV80_TEMP_FILE.pw=32767;
put EV80_TEMP_FILE;
loop(h$(ord(h))>=low_h and ord(h)<=up_h),put h.tl loop(t$(ord(t))>=low_t and ord(t)<=up_t),
put EV_CH_TEMP('EV80',t,h) ;) put / ; );
putclose EV80_TEMP_FILE;
*****

file EV80_SOE_TEMP_FILE /Results_Folder\EV80_SOE.txt/;
EV80_SOE_TEMP_FILE.pw=32767;
put EV80_SOE_TEMP_FILE;
loop(h$(ord(h))>=low_h and ord(h)<=up_h),put h.tl loop(t$(ord(t))>=low_t and ord(t)<=up_t),
put EV_SOE_TEMP('EV80',t,h) ;) put / ; );
putclose EV80_SOE_TEMP_FILE;
*****

file EV100_TEMP_FILE /Results_Folder\EV100_CH.txt/;
EV100_TEMP_FILE.pw=32767;
put EV100_TEMP_FILE;
loop(h$(ord(h))>=low_h and ord(h)<=up_h),put h.tl loop(t$(ord(t))>=low_t and ord(t)<=up_t),
put EV_CH_TEMP('EV100',t,h) ;) put / ; );
putclose EV100_TEMP_FILE;
*****

```

```

file EV100_SOE_TEMP_FILE /Results_Folder\EV100_SOE.txt/;
EV100_SOE_TEMP_FILE.pw=32767;
put EV100_SOE_TEMP_FILE;
loop(h$(ord(h))>=low_h and ord(h)<=up_h),put h.tl loop(t$(ord(t))>=low_t and ord(t)<=up_t),
put EV_SOE_TEMP('EV100',t,h) ;) put / ; );
putclose EV100_SOE_TEMP_FILE;
*****

file EV23_SOE_TEMP_FILE /Results_Folder\EV23_SOE.txt/;
EV23_SOE_TEMP_FILE.pw=32767;
put EV23_SOE_TEMP_FILE;
loop(h$(ord(h))>=low_h and ord(h)<=up_h),put h.tl loop(t$(ord(t))>=low_t and ord(t)<=up_t),
put EV_SOE_TEMP('EV23',t,h) ;) put / ; );
putclose EV23_SOE_TEMP_FILE;
*****

file EV74_SOE_TEMP_FILE /Results_Folder\EV74_SOE.txt/;
EV74_SOE_TEMP_FILE.pw=32767;
put EV74_SOE_TEMP_FILE;
loop(h$(ord(h))>=low_h and ord(h)<=up_h),put h.tl loop(t$(ord(t))>=low_t and ord(t)<=up_t),
put EV_SOE_TEMP('EV74',t,h) ;) put / ; );
putclose EV74_SOE_TEMP_FILE;
*****

file PGRID_MAX_TEMP_FILE /Results_Folder\PGRID_MAX.txt/;
PGRID_MAX_TEMP_FILE.pw=32767;
put PGRID_MAX_TEMP_FILE;
loop(h$(ord(h))>=low_h and ord(h)<=up_h),put h.tl loop(t$(ord(t))>=low_t and ord(t)<=up_t),
put PGRID_MAX_TEMP(h) ;) put / ; );
putclose PGRID_MAX_TEMP_FILE;
*****

file PGRID_AVG_TEMP_FILE /Results_Folder\PGRID_AVG.txt/;
PGRID_AVG_TEMP_FILE.pw=32767;
put PGRID_AVG_TEMP_FILE;
loop(h$(ord(h))>=low_h and ord(h)<=up_h),put h.tl loop(t$(ord(t))>=low_t and ord(t)<=up_t),
put PGRID_AVG_TEMP(h) ;) put / ; );
putclose PGRID_AVG_TEMP_FILE;

```

A.3 EAPB'lerin Dağıtım Sistemi İşletiminde Gün Öncesi Planlanması için GAMS Kodları

```
$CALL GDXXRW INPUT1_4.xlsx Index=ParamsAndSets!A1
$GDXIN INPUT1_4.gdx

**Sabitler**
Scalar DT /0.0833/; //zaman cozunurlugu, optimizasyon her 5dk icin gerceklestirilir
Scalar t3 /61/; // DR programı baslama periyodu
Scalar t4 /84/; // DR programı bitis periyodu
Scalar t_tot /288/; // toplam zaman aralığı

**Kumeler**
SETS
t
n
k
m
s
evdat
i(*)
Nodedat(*)
b(*)
Linedat(*)
points(*)
pointDat(*)
;
$LOAD t n k m s evdat i Nodedat b Linedat points pointDat v
display t,n,k,m,s,evdat, i , Nodedat, b, Linedat, points, pointDat, v;

**Parametreler**
Parameters
EVDATA(m,evdat)
Pimp(t)
E_ev_ini(i,n,k,m,s)
T_ev_C(i,n,k,m,s)
T_ev_L(i,n,k,m,s)

p(s) //geliş zamanları senaryo gerceklesme olasiliklari
/S1 0.25
S2 0.25
S3 0.25
S4 0.25
/
Nodedata(i,Nodedat)
Linedata(b, Linedat)
PointData(points, pointDat)
P_pv(v,t)
P_pv2(v,t)

a(v) //pv senaryolarının gerceklesme olasiliklari
/1 0.25
2 0.25
3 0.25
4 0.25
/
```



```
$LOAD EVDATA Pimp E_ev_ini T_ev_C T_ev_L Nodedata Linedata PointData P_pv P_pv2
display EVDATA, Pimp, E_ev_ini, T_ev_C, T_ev_L, Nodedata, Linedata, PointData, P_pv,
P_pv2;
```

Parameters

```
E_ev_max(m), E_ev_min(m), R_ch_ev(m), Eff_ch_ev(m),
Reg1(i), Reg2(i), Reg3(i), Reg4(i), Reg5(i), HAS_FEEDER(i), GEN_LIM(i), node_num(i), PV1(»=i),
WIND(i), FROM(b), TO(b), LINE_CAP(b);
```

```
E_ev_max(m)= EVDATA(m, 'E_ev_max');
E_ev_min(m)= EVDATA(m, 'E_ev_min');
R_ch_ev(m)= EVDATA(m, 'R_ch_ev');
Eff_ch_ev(m)= EVDATA(m, 'Eff_ch_ev');
```

```
Reg1(i)=Nodedata(i, 'Reg1');
Reg2(i)=Nodedata(i, 'Reg2');
Reg3(i)=Nodedata(i, 'Reg3');
Reg4(i)=Nodedata(i, 'Reg4');
Reg5(i)=Nodedata(i, 'Reg5');
```

```
HAS_FEEDER(i)=Nodedata(i, 'HAS_FEEDER');
GEN_LIM(i)=Nodedata(i, 'GEN_LIM');
node_num(i)=Nodedata(i, 'node_num');
PV1(i)=Nodedata(i, 'PV1');
WIND(i)=Nodedata(i, 'WIND');
FROM(b)=Linedata(b, 'FROM');
TO(b)=Linedata(b, 'TO');
LINE_CAP(b)=Linedata(b, 'LINE_CAP');
```

```
display E_ev_max, E_ev_min, R_ch_ev, Eff_ch_ev;
display Reg1, Reg2, Reg3, Reg4, Reg5, HAS_FEEDER, GEN_LIM, node_num, PV1, WIND;
display FROM, TO, LINE_CAP;
```

Variables

```
P_ev_ch(i,n,k,m,v,s,t) SOE_ev(i,n,k,m,v,s,t)
```

```
Pagg(i,n,v,s,t)
```

```
P_evpl(i,n,k,v,s,t)
```

```
ff(b,v,s,t)
cf_plus(b,v,s,t)
cf_minus(b,v,s,t)=absf(b,v,s,t)
fxf(b,v,s,t)
gen_load(i,v,s,t)=gen(i,v,s,t)
gen_loss(i,v,s,t)=THL(v,s,t)
TL
losses
```

```
Node_load(i,v,s,t)
P_region_tot(i,v,s,t)
P_sell_grid(i,v,s,t)
;
```

```
positive variables P_ev_ch, SOE_ev, Pagg, P_evpl, TL, THL, fxf, absf, gen, gen_loss,
cf_plus, cf_minus, Node_load, P_region_tot, P_sell_grid;
```

```
***Baslangic Kosullari***
```

```
SOE_ev.fx(i,n,k,m,v,s,t)$(ord(t)=T_ev_C(i,n,k,m,s))=E_ev_ini(i,n,k,m,s);
SOE_ev.fx(i,n,k,m,v,s,t)$(ord(t)=T_ev_L(i,n,k,m,s))=E_ev_max(m);
SOE_ev.fx(i,n,k,m,v,s,t)$(ord(t)<T_ev_C(i,n,k,m,s))=0;
P_ev_ch.fx(i,n,k,m,v,s,t)$(ord(t)<T_ev_C(i,n,k,m,s))=0;
P_ev_ch.fx(i,n,k,m,v,s,t)$(ord(t)>=T_ev_L(i,n,k,m,s))=0;
```

```

gen.fx(i,v,s,t)$(HAS_FEEDER(i)=0)=0;
gen_load.fx(i,v,s,t)$(HAS_FEEDER(i)=0)=0;
gen_loss.fx(i,v,s,t)$(HAS_FEEDER(i)=0)=0;
P_sell_grid.fx(i,v,s,t)$(HAS_FEEDER(i)=0)=0;

```

```

Binary Variable u_grid;
SOS2 Variable zAP(v,s,t,b,points);

```

Equations

```

POWER_BALANCE
BRANCH_CONS_1
BRANCH_CONS_2
BRANCH_CONS_3
BRANCH_CONS_4

```

```

GEN_CONS_1
GEN_CONS_2
GEN_CONS_3
GEN_CONS_4
GEN_CONS_5

```

```

SOS2_1
SOS2_2
SOS2_3

```

```

HOURLY_LOSSES
TOTAL_LOSSES

```

```

OBJECTIVE

```

```

Power_Balance_1
Power_Balance_2
Power_Balance_3

```

```

EV_charging
EV_SOE
EV_max
total_imposed_PowerLimit_byLSE
;

```

```

*****Guc dengesi*****

```

```

POWER_BALANCE(i,v,s,t)..

```

```

    PV1(i)*P_pv(v,t)+WIND(i)*P_pv2(v,t)+ sum(b$(TO(b)=node_num(i)),ff(b,v,s,t))- sum(b
$(FROM(b)=node_num(i)),ff(b,v,s,t))+ gen_load(i,v,s,t)=e=(Reg1(i)+ Reg2(i)+Reg3(i)+Reg4(i)
+ Reg5(i))*P_region_tot(i,v,s,t);

```

```

BRANCH_CONS_1(b,v,s,t)..

```

```

    ff(b,v,s,t)=L= LINE_CAP(b);

```

```

BRANCH_CONS_2(b,v,s,t)..

```

```

    ff(b,v,s,t)=G= -LINE_CAP(b);

```

```

BRANCH_CONS_3(b,v,s,t)..

```

```

    ff(b,v,s,t)=e= cf_plus(b,v,s,t)- cf_minus(b,v,s,t);

```

```

BRANCH_CONS_4(b,v,s,t)..

```

```

    absf(b,v,s,t)=e= cf_plus(b,v,s,t)+ cf_minus(b,v,s,t);

```

```

GEN_CONS_1(i,v,s,t) $(HAS_FEEDER(i)=1)..
    gen(i,v,s,t) =l= GEN_LIM(i);

GEN_CONS_2(i,v,s,t) $(HAS_FEEDER(i)=1)..
    gen(i,v,s,t) =e= gen_load(i,v,s,t)+ gen_loss(i,v,s,t)+ P_sell_grid(i,v,s,t);

GEN_CONS_3(i,v,s,t) $(HAS_FEEDER(i)=1)..
    P_sell_grid(i,v,s,t) =l=1000000000*u_grid(i,v,s,t);

GEN_CONS_4(i,v,s,t) $(HAS_FEEDER(i)=1)..
    gen(i,v,s,t) =l=1000000000*(1-u_grid(i,v,s,t));

GEN_CONS_5(i,v,s,t) $(HAS_FEEDER(i)=1)..
    gen_loss(i,v,s,t) =e= THL(v,s,t);

SOS2_1 (b,v,s,t)..
    sum(points, zAP(v,s,t,b,points))=e= 1;
SOS2_2 (b,v,s,t)..
    ff(b,v,s,t)=e= sum(points, PointData(points,'Xap') * zAP(v,s,t,b,points));
SOS2_3 (b,v,s,t)..
    fxf(b,v,s,t)=e= sum(points, PointData(points,'Fxp') * zAP(v,s,t,b,points));

option clear=zAP;

HOURLY_LOSSES (v,s,t)..
    THL (v,s,t) =e= sum(b, 0.001* absf(b,v,s,t)+ 0.0003* fxf(b,v,s,t));

TOTAL_LOSSES..
    TL =e= sum(t, sum(v, a(v)* sum(s, p(s)* THL(v,s,t))));

OBJECTIVE..
    losses =e= TL;

Power_Balance_1(i,v,s,t)..
P_region_tot(i,v,s,t)=e=sum(n, Pagg(i,n,v,s,t));

Power_Balance_2(i,n,v,s,t)..
Pagg(i,n,v,s,t) =e= sum(k, P_evpl(i,n,k,v,s,t));

Power_Balance_3(i,n,k,v,s,t)..
P_evpl(i,n,k,v,s,t) =e= sum(m, P_ev_ch(i,n,k,m,v,s,t));

EV_charging(i,n,k,m,v,s,t) $(ord(t)>=T_ev_C(i,n,k,m,s) and ord(t)<=T_ev_L(i,n,k,m,s))..
P_ev_ch(i,n,k,m,v,s,t) =l= R_ch_ev(m);

EV_SOE(i,n,k,m,v,s,t) $(ord(t)>T_ev_C(i,n,k,m,s) and ord(t)<=T_ev_L(i,n,k,m,s))..
SOE_ev(i,n,k,m,v,s,t) =e= SOE_ev(i,n,k,m,v,s,t-1) + Eff_ch_ev(m)*P_ev_ch(i,n,k,m,v,s,t)*DT;

EV_max(i,n,k,m,v,s,t) $(ord(t)>=T_ev_C(i,n,k,m,s) and ord(t)<=T_ev_L(i,n,k,m,s))..
SOE_ev(i,n,k,m,v,s,t) =l= E_ev_max(m);

total_imposed_PowerLimit_byLSE(i,v,s,t) $(ord(t)>=t3 and ord(t)<=t4)..
Pimp(t) =g= gen(i,v,s,t);

```

```

*****
model EVPL_agg1_4 /ALL/;
option mip=CPLEX;
option threads=1;
option optcr=0.001;
option reslim=36000;
option limrow=10000;
option limcol=10000;
option lp=cplexd;
option solvelink=0;

SOLVE EVPL_agg1_4      USING MIP MINIMIZING losses;

display gen.l ;
display gen_loss.l ;
display gen_load.l;

display THL.l ;
display TL.l ;
display ff.l;

display Pagg.l;
display P_ev_ch.l;
display P_evpl.l;
display SOE_ev.l;
display P_sell_grid.l;
display P_region_tot.l;

execute "xlstalk -S output.xlsx"
Execute_Unload "output.gdx" , P_ev_ch.l, SOE_ev.l, P_evpl.l, Pagg.l, gen.l, gen_loss.l ,
gen_load.l, THL.l ,TL.l, ff.l, P_sell_grid.l, P_region_tot.l;

*****

Execute 'GDXXRW.EXE output.gdx O=output.xlsx SQ=N Var=P_evpl.l Rng=EVPLPower!B2'
Execute 'GDXXRW.EXE output.gdx O=output.xlsx SQ=N Var=Pagg.l Rng=aggPower!B2'
Execute 'GDXXRW.EXE output.gdx O=output.xlsx SQ=N Var=P_ev_ch.l Rng=EVPower!B2'
Execute 'GDXXRW.EXE output.gdx O=output.xlsx SQ=N Var=SOE_ev.l Rng=EV_SOE!B2'
Execute 'GDXXRW.EXE output.gdx O=output.xlsx SQ=N Var=tott.l Rng=OBJ!B2'
Execute 'GDXXRW.EXE output.gdx O=output.xlsx SQ=N Var=gen.l Rng=pGEN!B2'
Execute 'GDXXRW.EXE output.gdx O=output.xlsx SQ=N Var=gen_loss.l Rng=pGENLOSS!B2'
Execute 'GDXXRW.EXE output.gdx O=output.xlsx SQ=N Var=gen_load.l Rng=pGENLOAD!B2'
Execute 'GDXXRW.EXE output.gdx O=output.xlsx SQ=N Var=THL.l Rng=pTHL!B2'
Execute 'GDXXRW.EXE output.gdx O=output.xlsx SQ=N Var=TL.l Rng=pTL!B2'
Execute 'GDXXRW.EXE output.gdx O=output.xlsx SQ=N Var=ff.l Rng=pDAL_POWER!B2'
Execute 'GDXXRW.EXE output.gdx O=output.xlsx SQ=N Var=P_sell_grid.l Rng=pPsell!B2'»=
Execute 'GDXXRW.EXE output.gdx O=output.xlsx SQ=N Var=P_region_tot.l Rng=pREGION_»=TOTAL!B2'
Execute "=shellexecute output.xlsx" ;

```

A.4 EAPB’lerin Enerji Piyasasına Katılımı için GAMS Kodları

```
$CALL GDXXRW Optimalbiddingdeneme.xlsx Index=ParamsAndSets!A1$GDXXIN
Optimalbiddingdeneme.gdx
Scalar DT /0.0833/;
Scalar t3 /61/;
Scalar t4 /84/;
Scalar h1 /6/;
Scalar h3 /8/;

SETS
t time intervals
k EV aggregator
m EV set
s scenarios
evdat ev headers
h saatlik zaman
w scenarios
;
$LOAD t k m s evdat h w
display t,k,m,s,evdat,h,w;

Parameters
EVDATA(m,evdat)
E_ev_ini(k,m,s)
T_ev_C(k,m,s)
T_ev_L(k,m,s)
Price_buying_reserve(h,w)
Price_selling_reserve(h,w)
Price_buy_DA(h,w)
Price_sell_DA(h,w)
p(s)
/S1 0.25
S2 0.25
S3 0.25
S4 0.25
/
;

LOAD EVDATA E_ev_ini T_ev_C T_ev_L Price_buying_reserve Price_selling_reserve Price_buy_DA
Price_sell_DA

display EVDATA, E_ev_ini, T_ev_C, T_ev_L, Price_buying_reserve,Price_selling_reserve,
Price_buy_DA, Price_sell_DA,p;

*Parameter declaration
Parameters
E_ev_max(m), E_ev_min(m), R_ch_ev(m), Eff_ch_ev(m), R_disch_ev(m), Eff_disch_ev(m),Pdes(m);
E_ev_max(m)= EVDATA(m,'E_ev_max');
E_ev_min(m)= EVDATA(m,'E_ev_min');
R_ch_ev(m)= EVDATA(m,'R_ch_ev');
Eff_ch_ev(m)= EVDATA(m,'Eff_ch_ev');
R_disch_ev(m)= EVDATA(m,'R_disch_ev');
Eff_disch_ev(m)= EVDATA(m,'Eff_disch_ev');
Pdes(m)=EVDATA(m,'SOE_des');
```

```
display E_ev_max, E_ev_min, R_ch_ev, Eff_ch_ev, R_disch_ev, Eff_disch_ev, Pdes;
```

```

P_ev_ch(k,m,s,t)      'Charging energy of the plugged in EV'
P_ev_disch(k,m,s,t)   'Discharging energy of the plugged in EV'
SOE_ev(k,m,s,t)       'State-of-energy of the EV'

E_DA_buying
E_DA_selling
E_Reserve_consumer
E_Reserve_producer
Reserve_consumer_bid(s,h)
Reserve_producer_bid(s,h)
Energy_buying_DA(s,h)
Energy_selling_DA(s,h)
E_RT_consumed(s,h)
E_RT_produced(s,h)
E_RTt_consumed(s,t)
E_ev_ch(k,m,s,t)
E_RTt_produced(s,t)
E_ev_disch(k,m,s,t)
R_disch_ev_h(h,s)
R_ch_ev_h(h,s)
tott
;

positive variables P_ev_ch, P_ev_disch, SOE_ev, E_RT_consumed, E_RT_produced,
E_RTt» _produced, E_RTt_consumed, E_ev_disch, E_ev_ch, Energy_buying_DA,
Energy_selling_DA» , Reserve_producer_bid, Reserve_consumer_bid, E_DA_buying,
E_DA_selling, E_Reserve_» consumer, E_Reserve_producer, R_disch_ev_h,
R_ch_ev_h;

***INITIAL CONDITIONS***

SOE_ev.fx(k,m,s,t)$(ord(t)=T_ev_C(k,m,s))=E_ev_ini(k,m,s);
SOE_ev.fx(k,m,s,t)$(ord(t)<T_ev_C(k,m,s))=0;
P_ev_ch.fx(k,m,s,t)$(ord(t)<T_ev_C(k,m,s))=0;
P_ev_ch.fx(k,m,s,t)$(ord(t)>=T_ev_L(k,m,s))=0;
P_ev_disch.fx(k,m,s,t)$(ord(t)<T_ev_C(k,m,s))=0;
P_ev_disch.fx(k,m,s,t)$(ord(t)>=T_ev_L(k,m,s))=0;
P_ev_disch.fx(k,m,s,t)$(ord(t)<t3)=0;
P_ev_disch.fx(k,m,s,t)$(ord(t)>t4)=0;

Binary variables
u_ev(k,m,s,t);

Equations
Objective
Equation1
Equation2
Equation3
Equation4
Equation5
Equation6
Equation7
Equation8
Equation14
Equation15
Equation16

```

Equation17
Equation18
Equation19
Equation20
Equation21
Equation22
Equation23
Equation24
Equation25
Equation26
Equation27
Equation28
Equation29
Equation30
Equation31
Equation32
Equation33
Equation34
Equation35
Equation36
Equation37
Equation38
Equation39
Equation40
Equation41
Equation42
Equation43
Equation44
Equation45
Equation46
Equation47
Equation48
Equation49
Equation50
Equation51
Equation52
Equation53
Equation54
Equation55
Equation56
Equation57
Equation58
Equation59
Equation60
Equation61
Equation62
Equation63
Equation64
Equation65
Equation66
EV_charging
EV_discharging
EV_charging2
EV_discharging2
EV_SOE
EV_max
EV_min
consnew2
consnew5
consnew6
consnew7
consnew8

Equation100
Equation101
Equation102
Equation103
Equation104
Equation105
Equation106
Equation107
Equation108
Equation109
Equation110
Equation111
Equation112
Equation113
Equation114
Equation115
Equation116
Equation117
Equation118
Equation119
Equation120
Equation121
Equation122
Equation123
Equation200
Equation201
Equation202
Equation203
Equation204
Equation205
Equation206
Equation207
Equation208
Equation209
Equation210
Equation211
Equation212
Equation213
Equation214
Equation215
Equation216
Equation217
Equation218
Equation219
Equation220
Equation221
Equation222
Equation223
;


```

Objective ..
tott=e= E_DA_buying-E_DA_selling-E_Reserve_producer-E_Reserve_consumer;

Equation1 ..
E_Reserve_consumer =e= sum((s,h,w),
p(s)*Price_buying_reserve(h,w)*(1/1000)*Reserve_consumer_bid(s,h)*(1/100));

Equation2 ..
E_Reserve_producer =e= sum((s,h,w),
p(s)*Price_selling_reserve(h,w)*(1/1000)*Reserve_producer_bid(s,h)*(1/100));

Equation3 ..
E_DA_buying =e= sum((s,h,w),
p(s)*Energy_buying_DA(s,h)*Price_buy_DA(h,w)*(1/100)*(1/1000));

Equation4 ..
E_DA_selling =e= sum((s,h,w),
p(s)*Energy_selling_DA(s,h)*Price_sell_DA(h,w)*(1/100)*(1/1000));

Equation5 (s,h) ..
Reserve_consumer_bid(s,h) =l= E_RT_consumed(s,h);

Equation6 (s,h) ..
Reserve_producer_bid(s,h) =l= E_RT_produced(s,h);

Equation7 (s,h) ..
Reserve_consumer_bid(s,h) =l= (R_ch_ev_h(h,s)-E_RT_consumed(s,h));

Equation8 (s,h) ..
Reserve_producer_bid(s,h) =l= (R_disch_ev_h(h,s) - E_RT_produced(s,h));

Equation14 (s,h) ..
E_RT_consumed(s,h) =e= Energy_buying_DA(s,h)-Reserve_consumer_bid(s,h);

Equation15 (s,h) ..
E_RT_produced(s,h) =e= Energy_selling_DA(s,h)+Reserve_producer_bid(s,h);

Equation16(s,h) $ (ord(h)>=h1 and ord(h)<h3) ..
Reserve_consumer_bid(s,h) =e=0;

Equation161616(s,h) $ (ord(h)<h1 and ord(h)>=h3) ..
Reserve_producer_bid(s,h) =e=0;

Equation17 (s,h) $(ord(h)=1) ..
E_RT_consumed(s,h) =e= sum(t $(ord(t)>=1 and ord(t)<=12), E_RTt_consumed(s,t));

Equation18 (s,h) $(ord(h)=2) ..
E_RT_consumed(s,h) =e= sum(t $(ord(t)>=13 and ord(t)<=24), E_RTt_consumed(s,t));

Equation19 (s,h) $(ord(h)=3) ..
E_RT_consumed(s,h) =e= sum(t $(ord(t)>=25 and ord(t)<=36), E_RTt_consumed(s,t));

Equation20 (s,h) $(ord(h)=4) ..
E_RT_consumed(s,h) =e= sum(t $(ord(t)>=37 and ord(t)<=48), E_RTt_consumed(s,t));

Equation21 (s,h) $(ord(h)=5) ..
E_RT_consumed(s,h) =e= sum(t $(ord(t)>=49 and ord(t)<=60), E_RTt_consumed(s,t));

Equation22 (s,h) $(ord(h)=6) ..
E_RT_consumed(s,h) =e= sum(t $(ord(t)>=61 and ord(t)<=72), E_RTt_consumed(s,t));

Equation23 (s,h) $(ord(h)=7) ..
E_RT_consumed(s,h) =e= sum(t $(ord(t)>=73 and ord(t)<=84), E_RTt_consumed(s,t));

```

```

Equation24 (s,h) $(ord(h)=8) ..
E_RT_consumed(s,h) =e= sum(t $(ord(t)>=85 and ord(t)<=96), E_RTt_consumed(s,t));

Equation25 (s,h) $(ord(h)=9) ..
E_RT_consumed(s,h) =e= sum(t $(ord(t)>=97 and ord(t)<=108), E_RTt_consumed(s,t));

Equation26 (s,h) $(ord(h)=10) ..
E_RT_consumed(s,h) =e= sum(t $(ord(t)>=109 and ord(t)<=120), E_RTt_consumed(s,t));

Equation27 (s,h) $(ord(h)=11) ..
E_RT_consumed(s,h) =e= sum(t $(ord(t)>=121 and ord(t)<=132), E_RTt_consumed(s,t));

Equation28 (s,h) $(ord(h)=12) ..
E_RT_consumed(s,h) =e= sum(t $(ord(t)>=133 and ord(t)<=144), E_RTt_consumed(s,t));

Equation29 (s,h) $(ord(h)=13) ..
E_RT_consumed(s,h) =e= sum(t $(ord(t)>=145 and ord(t)<=156), E_RTt_consumed(s,t));

Equation30 (s,h) $(ord(h)=14) ..
E_RT_consumed(s,h) =e= sum(t $(ord(t)>=157 and ord(t)<=168), E_RTt_consumed(s,t));

Equation31 (s,h) $(ord(h)=15) ..
E_RT_consumed(s,h) =e= sum(t $(ord(t)>=169 and ord(t)<=180), E_RTt_consumed(s,t));

Equation32 (s,h) $(ord(h)=16) ..
E_RT_consumed(s,h) =e= sum(t $(ord(t)>=181 and ord(t)<=192), E_RTt_consumed(s,t));

Equation33 (s,h) $(ord(h)=17) ..
E_RT_consumed(s,h) =e= sum(t $(ord(t)>=193 and ord(t)<=204), E_RTt_consumed(s,t));

Equation34 (s,h) $(ord(h)=18) ..
E_RT_consumed(s,h) =e= sum(t $(ord(t)>=205 and ord(t)<=216), E_RTt_consumed(s,t));

Equation35 (s,h) $(ord(h)=19) ..
E_RT_consumed(s,h) =e= sum(t $(ord(t)>=217 and ord(t)<=228), E_RTt_consumed(s,t));

Equation36 (s,h) $(ord(h)=20) ..
E_RT_consumed(s,h) =e= sum(t $(ord(t)>=229 and ord(t)<=240), E_RTt_consumed(s,t));

Equation37 (s,h) $(ord(h)=21) ..
E_RT_consumed(s,h) =e= sum(t $(ord(t)>=241 and ord(t)<=252), E_RTt_consumed(s,t));

Equation38 (s,h) $(ord(h)=22) ..
E_RT_consumed(s,h) =e= sum(t $(ord(t)>=253 and ord(t)<=264), E_RTt_consumed(s,t));

Equation39 (s,h) $(ord(h)=23) ..
E_RT_consumed(s,h) =e= sum(t $(ord(t)>=265 and ord(t)<=276), E_RTt_consumed(s,t));

Equation40 (s,h) $(ord(h)=24) ..
E_RT_consumed(s,h) =e= sum(t $(ord(t)>=277 and ord(t)<=288), E_RTt_consumed(s,t));

Equation41 (s,h) $(ord(h)=1) ..
E_RT_produced(s,h) =e= sum(t $(ord(t)>=1 and ord(t)<=12), E_RTt_produced(s,t));

Equation42 (s,h) $(ord(h)=2) ..
E_RT_produced(s,h) =e= sum(t $(ord(t)>=13 and ord(t)<=24), E_RTt_produced(s,t));

Equation43 (s,h) $(ord(h)=3) ..
E_RT_produced(s,h) =e= sum(t $(ord(t)>=25 and ord(t)<=36), E_RTt_produced(s,t));

Equation44 (s,h) $(ord(h)=4) ..
E_RT_produced(s,h) =e= sum(t $(ord(t)>=37 and ord(t)<=48), E_RTt_produced(s,t));

```

```

Equation45 (s,h) $(ord(h)=5) ..
E_RT_produced(s,h) =e= sum(t $(ord(t)>=49 and ord(t)<=60), E_RTt_produced(s,t));

Equation46 (s,h) $(ord(h)=6) ..
E_RT_produced(s,h) =e= sum(t $(ord(t)>=61 and ord(t)<=72), E_RTt_produced(s,t));

Equation47 (s,h) $(ord(h)=7) ..
E_RT_produced(s,h) =e= sum(t $(ord(t)>=73 and ord(t)<=84), E_RTt_produced(s,t));

Equation48 (s,h) $(ord(h)=8) ..
E_RT_produced(s,h) =e= sum(t $(ord(t)>=85 and ord(t)<=96), E_RTt_produced(s,t));

Equation49 (s,h) $(ord(h)=9) ..
E_RT_produced(s,h) =e= sum(t $(ord(t)>=97 and ord(t)<=108), E_RTt_produced(s,t));

Equation50 (s,h) $(ord(h)=10) ..
E_RT_produced(s,h) =e= sum(t $(ord(t)>=109 and ord(t)<=120), E_RTt_produced(s,t));

Equation51 (s,h) $(ord(h)=11) ..
E_RT_produced(s,h) =e= sum(t $(ord(t)>=121 and ord(t)<=132), E_RTt_produced(s,t));

Equation52 (s,h) $(ord(h)=12) ..
E_RT_produced(s,h) =e= sum(t $(ord(t)>=133 and ord(t)<=144), E_RTt_produced(s,t));

Equation53 (s,h) $(ord(h)=13) ..
E_RT_produced(s,h) =e= sum(t $(ord(t)>=145 and ord(t)<=156), E_RTt_produced(s,t));

Equation54 (s,h) $(ord(h)=14) ..
E_RT_produced(s,h) =e= sum(t $(ord(t)>=157 and ord(t)<=168), E_RTt_produced(s,t));

Equation55 (s,h) $(ord(h)=15) ..
E_RT_produced(s,h) =e= sum(t $(ord(t)>=169 and ord(t)<=180), E_RTt_produced(s,t));

Equation56 (s,h) $(ord(h)=16) ..
E_RT_produced(s,h) =e= sum(t $(ord(t)>=181 and ord(t)<=192), E_RTt_produced(s,t));

Equation57 (s,h) $(ord(h)=17) ..
E_RT_produced(s,h) =e= sum(t $(ord(t)>=193 and ord(t)<=204), E_RTt_produced(s,t));

Equation58 (s,h) $(ord(h)=18) ..
E_RT_produced(s,h) =e= sum(t $(ord(t)>=205 and ord(t)<=216), E_RTt_produced(s,t));

Equation59 (s,h) $(ord(h)=19) ..
E_RT_produced(s,h) =e= sum(t $(ord(t)>=217 and ord(t)<=228), E_RTt_produced(s,t));

Equation60 (s,h) $(ord(h)=20) ..
E_RT_produced(s,h) =e= sum(t $(ord(t)>=229 and ord(t)<=240), E_RTt_produced(s,t));

Equation61 (s,h) $(ord(h)=21) ..
E_RT_produced(s,h) =e= sum(t $(ord(t)>=241 and ord(t)<=252), E_RTt_produced(s,t));

Equation62 (s,h) $(ord(h)=22) ..
E_RT_produced(s,h) =e= sum(t $(ord(t)>=253 and ord(t)<=264), E_RTt_produced(s,t));

Equation63 (s,h) $(ord(h)=23) ..
E_RT_produced(s,h) =e= sum(t $(ord(t)>=265 and ord(t)<=276), E_RTt_produced(s,t));

Equation64 (s,h) $(ord(h)=24) ..
E_RT_produced(s,h) =e= sum(t $(ord(t)>=277 and ord(t)<=288), E_RTt_produced(s,t));

Equation65 (s,t) ..
E_RTt_consumed(s,t) =e= sum((k,m), E_ev_ch(k,m,s,t));

```

```

Equation66 (s,t) ..
E_RTt_produced(s,t) =e= sum((k,m), E_ev_disch(k,m,s,t)*Eff_disch_ev(m));

EV_charging (k,m,s,t) $(ord(t)>=T_ev_C(k,m,s) and ord(t)<T_ev_L(k,m,s)) ..
P_ev_ch(k,m,s,t) =l= R_ch_ev(m)*u_ev(k,m,s,t) ;

EV_discharging (k,m,s,t) $(ord(t)>=T_ev_C(k,m,s) and ord(t)<T_ev_L(k,m,s)) ..
P_ev_disch(k,m,s,t) =l= R_disch_ev(m)*(1-u_ev(k,m,s,t)) ;

EV_charging2 (k,m,s,t) $(ord(t)<T_ev_C(k,m,s) and ord(t)>=T_ev_L(k,m,s)) ..
P_ev_ch(k,m,s,t) =e= 0;

EV_discharging2 (k,m,s,t) $(ord(t)<T_ev_C(k,m,s) and ord(t)>=T_ev_L(k,m,s)) ..
P_ev_disch(k,m,s,t) =e= 0;

EV_SOE (k,m,s,t) $(ord(t)>T_ev_C(k,m,s) and ord(t)<=T_ev_L(k,m,s)) ..
SOE_ev(k,m,s,t) =e= SOE_ev(k,m,s,t-1) + Eff_ch_ev(m)*P_ev_ch(k,m,s,t)*DT -
(P_ev_disch(k,m,s,t)*DT);

EV_max (k,m,s,t) $(ord(t)>=T_ev_C(k,m,s) and ord(t)<=T_ev_L(k,m,s)) ..
SOE_ev(k,m,s,t) =l= E_ev_max(m);

EV_min (k,m,s,t) $(ord(t)>=T_ev_C(k,m,s) and ord(t)<=T_ev_L(k,m,s)) ..
SOE_ev(k,m,s,t) =g= E_ev_min(m);

consnew2(k,m,s,t) $(ord(t)>=t3 and ord(t)<=t4) ..
P_ev_ch(k,m,s,t) =e=0;

consnew5(k,m,s,t) $(ord(t)<t3 and ord(t)>t4) ..
P_ev_disch(k,m,s,t) =e=0 ;

consnew6 (k,m,s,t) $(ord(t)=T_ev_L(k,m,s)) ..
SOE_ev(k,m,s,t) =e= E_ev_max(m)*(1) ;

consnew7(k,m,s,t) ..
E_ev_ch(k,m,s,t) =e=((P_ev_ch(k,m,s,t)+P_ev_ch(k,m,s,t+1))/2)*DT $(ord(t)<>(t3) and
ord(t) <>(t4));

consnew8(k,m,s,t) ..
E_ev_disch(k,m,s,t) =e=((P_ev_disch(k,m,s,t)+P_ev_disch(k,m,s,t+1))/2)*DT $(
(ord(t)<>(t3-1) and ord(t) <>(t4+1)));

Equation100 (h,s) $(ord(h)=1) ..
R_ch_ev_h(h,s) =e= sum((k,m,t) $(ord(t)>=1 and ord(t)<=12 and ord(t)>=T_ev_C(k,m,s) and
ord(t)<T_ev_L(k,m,s)), R_ch_ev(m)*DT);

Equation101 (h,s) $(ord(h)=2) ..
R_ch_ev_h(h,s) =e= sum((k,m,t) $(ord(t)>=13 and ord(t)<=24 and ord(t)>=T_ev_C(k,m,s) and
ord(t)<T_ev_L(k,m,s)), R_ch_ev(m)*DT);

Equation102 (h,s) $(ord(h)=3) ..
R_ch_ev_h(h,s) =e= sum((k,m,t) $(ord(t)>=25 and ord(t)<=36 and ord(t)>=T_ev_C(k,m,s) and
ord(t)<T_ev_L(k,m,s)), R_ch_ev(m)*DT);

Equation103 (h,s) $(ord(h)=4) ..
R_ch_ev_h(h,s) =e= sum((k,m,t) $(ord(t)>=37 and ord(t)<=48 and ord(t)>=T_ev_C(k,m,s) and
ord(t)<T_ev_L(k,m,s)), R_ch_ev(m)*DT);

```

```

Equation104 (h,s) $(ord(h)=5) ..
R_ch_ev_h(h,s) =e= sum((k,m,t) $(ord(t)>=49 and ord(t)<=60 and ord(t)>=T_ev_C(k,m,s)
and ord(t)<T_ev_L(k,m,s)), R_ch_ev(m)*DT);

Equation105 (h,s) $(ord(h)=6) ..
R_ch_ev_h(h,s) =e= sum((k,m,t) $(ord(t)>=61 and ord(t)<=72 and ord(t)>=T_ev_C(k,m,s)
and ord(t)<T_ev_L(k,m,s)), R_ch_ev(m)*DT);

Equation106 (h,s) $(ord(h)=7) ..
R_ch_ev_h(h,s) =e= sum((k,m,t) $(ord(t)>=73 and ord(t)<=84 and ord(t)>=T_ev_C(k,m,s)
and ord(t)<T_ev_L(k,m,s)), R_ch_ev(m)*DT);

Equation107 (h,s) $(ord(h)=8) ..
R_ch_ev_h(h,s) =e= sum((k,m,t) $(ord(t)>=85 and ord(t)<=96 and ord(t)>=T_ev_C(k,m,s)
and ord(t)<T_ev_L(k,m,s)), R_ch_ev(m)*DT);

Equation108 (h,s) $(ord(h)=9) ..
R_ch_ev_h(h,s) =e= sum((k,m,t) $(ord(t)>=97 and ord(t)<=108 and ord(t)>=T_ev_C(k,m,s)
and ord(t)<T_ev_L(k,m,s)), R_ch_ev(m)*DT);

Equation109 (h,s) $(ord(h)=10) ..
R_ch_ev_h(h,s) =e= sum((k,m,t) $(ord(t)>=109 and ord(t)<=120 and ord(t)>=T_ev_C(k,m,s)
and ord(t)<T_ev_L(k,m,s)), R_ch_ev(m)*DT);

Equation110 (h,s) $(ord(h)=11) ..
R_ch_ev_h(h,s) =e= sum((k,m,t) $(ord(t)>=121 and ord(t)<=132 and ord(t)>=T_ev_C(k,m,s)
and ord(t)<T_ev_L(k,m,s)), R_ch_ev(m)*DT);

Equation111 (h,s) $(ord(h)=12) ..
R_ch_ev_h(h,s) =e= sum((k,m,t) $(ord(t)>=133 and ord(t)<=144 and ord(t)>=T_ev_C(k,m,s)
and ord(t)<T_ev_L(k,m,s)), R_ch_ev(m)*DT);

Equation112 (h,s) $(ord(h)=13) ..
R_ch_ev_h(h,s) =e= sum((k,m,t) $(ord(t)>=145 and ord(t)<=156 and ord(t)>=T_ev_C(k,m,s)
and ord(t)<T_ev_L(k,m,s)), R_ch_ev(m)*DT);

Equation113 (h,s) $(ord(h)=14) ..
R_ch_ev_h(h,s) =e= sum((k,m,t) $(ord(t)>=157 and ord(t)<=168 and ord(t)>=T_ev_C(k,m,s)
and ord(t)<T_ev_L(k,m,s)), R_ch_ev(m)*DT);

Equation114 (h,s) $(ord(h)=15) ..
R_ch_ev_h(h,s) =e= sum((k,m,t) $(ord(t)>=169 and ord(t)<=180 and ord(t)>=T_ev_C(k,m,s)
and ord(t)<T_ev_L(k,m,s)), R_ch_ev(m)*DT);

Equation115 (h,s) $(ord(h)=16) ..
R_ch_ev_h(h,s) =e= sum((k,m,t) $(ord(t)>=181 and ord(t)<=192 and ord(t)>=T_ev_C(k,m,s)
and ord(t)<T_ev_L(k,m,s)), R_ch_ev(m)*DT);

Equation116 (h,s) $(ord(h)=17) ..
R_ch_ev_h(h,s) =e= sum((k,m,t) $(ord(t)>=193 and ord(t)<=204 and ord(t)>=T_ev_C(k,m,s)
and ord(t)<T_ev_L(k,m,s)), R_ch_ev(m)*DT);

Equation117 (h,s) $(ord(h)=18) ..
R_ch_ev_h(h,s) =e= sum((k,m,t) $(ord(t)>=205 and ord(t)<=216 and ord(t)>=T_ev_C(k,m,s)
and ord(t)<T_ev_L(k,m,s)), R_ch_ev(m)*DT);

Equation118 (h,s) $(ord(h)=19) ..
R_ch_ev_h(h,s) =e= sum((k,m,t) $(ord(t)>=217 and ord(t)<=228 and ord(t)>=T_ev_C(k,m,s)
and ord(t)<T_ev_L(k,m,s)), R_ch_ev(m)*DT);

Equation119 (h,s) $(ord(h)=20) ..
R_ch_ev_h(h,s) =e= sum((k,m,t) $(ord(t)>=229 and ord(t)<=240 and ord(t)>=T_ev_C(k,m,s)
and ord(t)<T_ev_L(k,m,s)), R_ch_ev(m)*DT);

```

```

Equation120 (h,s) $(ord(h)=21) ..
R_ch_ev_h(h,s) =e= sum((k,m,t) $(ord(t)>=241 and ord(t)<=252 and ord(t)>=T_ev_C(k,m,s)
and ord(t)<T_ev_L(k,m,s)), R_ch_ev(m)*DT);

Equation121 (h,s) $(ord(h)=22) ..
R_ch_ev_h(h,s) =e= sum((k,m,t) $(ord(t)>=253 and ord(t)<=264 and ord(t)>=T_ev_C(k,m,s)
and ord(t)<T_ev_L(k,m,s)), R_ch_ev(m)*DT);

Equation122 (h,s) $(ord(h)=23) ..
R_ch_ev_h(h,s) =e= sum((k,m,t) $(ord(t)>=265 and ord(t)<=276 and ord(t)>=T_ev_C(k,m,s)
and ord(t)<T_ev_L(k,m,s)), R_ch_ev(m)*DT);

Equation123 (h,s) $(ord(h)=24) ..
R_ch_ev_h(h,s) =e= sum((k,m,t) $(ord(t)>=277 and ord(t)<=288 and ord(t)>=T_ev_C(k,m,s)
and ord(t)<T_ev_L(k,m,s)), R_ch_ev(m)*DT);

Equation200 (h,s) $(ord(h)=1) ..
R_disch_ev_h(h,s) =e= sum((k,m,t) $(ord(t)>=1 and ord(t)<=12 and ord(t)>=T_ev_C(k,m,s)
and ord(t)<T_ev_L(k,m,s)), R_disch_ev(m)*DT*Eff_disch_ev(m));

Equation201 (h,s) $(ord(h)=2) ..
R_disch_ev_h(h,s) =e= sum((k,m,t) $(ord(t)>=13 and ord(t)<=24 and ord(t)>=T_ev_C(k,m,s)
and ord(t)<T_ev_L(k,m,s)), R_disch_ev(m)*DT*Eff_disch_ev(m));

Equation202 (h,s) $(ord(h)=3) ..
R_disch_ev_h(h,s) =e= sum((k,m,t) $(ord(t)>=25 and ord(t)<=36 and ord(t)>=T_ev_C(k,m,s)
and ord(t)<T_ev_L(k,m,s)), R_disch_ev(m)*DT*Eff_disch_ev(m));

Equation203 (h,s) $(ord(h)=4) ..
R_disch_ev_h(h,s) =e= sum((k,m,t) $(ord(t)>=37 and ord(t)<=48 and ord(t)>=T_ev_C(k,m,s)
and ord(t)<T_ev_L(k,m,s)), R_disch_ev(m)*DT*Eff_disch_ev(m));

Equation204 (h,s) $(ord(h)=5) ..
R_disch_ev_h(h,s) =e= sum((k,m,t) $(ord(t)>=49 and ord(t)<=60 and ord(t)>=T_ev_C(k,m,s)
and ord(t)<T_ev_L(k,m,s)), R_disch_ev(m)*DT*Eff_disch_ev(m));

Equation205 (h,s) $(ord(h)=6) ..
R_disch_ev_h(h,s) =e= sum((k,m,t) $(ord(t)>=61 and ord(t)<=72 and ord(t)>=T_ev_C(k,m,s)
and ord(t)<T_ev_L(k,m,s)), R_disch_ev(m)*DT*Eff_disch_ev(m));

Equation206 (h,s) $(ord(h)=7) ..
R_disch_ev_h(h,s) =e= sum((k,m,t) $(ord(t)>=73 and ord(t)<=84 and ord(t)>=T_ev_C(k,m,s)
and ord(t)<T_ev_L(k,m,s)), R_disch_ev(m)*DT*Eff_disch_ev(m));

Equation207 (h,s) $(ord(h)=8) ..
R_disch_ev_h(h,s) =e= sum((k,m,t) $(ord(t)>=85 and ord(t)<=96 and ord(t)>=T_ev_C(k,m,s)
and ord(t)<T_ev_L(k,m,s)), R_disch_ev(m)*DT*Eff_disch_ev(m));

Equation208 (h,s) $(ord(h)=9) ..
R_disch_ev_h(h,s) =e= sum((k,m,t) $(ord(t)>=97 and ord(t)<=108 and
ord(t)>=T_ev_C(k,m,s) and ord(t)<T_ev_L(k,m,s)), R_disch_ev(m)*DT*Eff_disch_ev(m));

Equation209 (h,s) $(ord(h)=10) ..
R_disch_ev_h(h,s) =e= sum((k,m,t) $(ord(t)>=109 and ord(t)<=120 and
ord(t)>=T_ev_C(k,m,s) and ord(t)<T_ev_L(k,m,s)), R_disch_ev(m)*DT*Eff_disch_ev(m));

Equation210 (h,s) $(ord(h)=11) ..
R_disch_ev_h(h,s) =e= sum((k,m,t) $(ord(t)>=121 and ord(t)<=132 and
ord(t)>=T_ev_C(k,m,s) and ord(t)<T_ev_L(k,m,s)), R_disch_ev(m)*DT*Eff_disch_ev(m));

Equation211 (h,s) $(ord(h)=12) ..

```

```

R_disch_ev_h(h,s) =e= sum((k,m,t) $(ord(t)>=133 and ord(t)<=144 and
ord(t)>=T_ev_C(k,m,s) and ord(t)<T_ev_L(k,m,s)), R_disch_ev(m)*DT*Eff_disch_ev(m));

Equation212 (h,s) $(ord(h)=13) ..
R_disch_ev_h(h,s) =e= sum((k,m,t) $(ord(t)>=145 and ord(t)<=156 and
ord(t)>=T_ev_C(k,m,s) and ord(t)<T_ev_L(k,m,s)), R_disch_ev(m)*DT*Eff_disch_ev(m));

Equation213 (h,s) $(ord(h)=14) ..
R_disch_ev_h(h,s) =e= sum((k,m,t) $(ord(t)>=157 and ord(t)<=168 and
ord(t)>=T_ev_C(k,m,s) and ord(t)<T_ev_L(k,m,s)), R_disch_ev(m)*DT*Eff_disch_ev(m));

Equation214 (h,s) $(ord(h)=15) ..
R_disch_ev_h(h,s) =e= sum((k,m,t) $(ord(t)>=169 and ord(t)<=180 and
ord(t)>=T_ev_C(k,m,s) and ord(t)<T_ev_L(k,m,s)), R_disch_ev(m)*DT*Eff_disch_ev(m));

Equation215 (h,s) $(ord(h)=16) ..
R_disch_ev_h(h,s) =e= sum((k,m,t) $(ord(t)>=181 and ord(t)<=192 and
ord(t)>=T_ev_C(k,m,s) and ord(t)<T_ev_L(k,m,s)), R_disch_ev(m)*DT*Eff_disch_ev(m));

Equation216 (h,s) $(ord(h)=17) ..
R_disch_ev_h(h,s) =e= sum((k,m,t) $(ord(t)>=193 and ord(t)<=204 and
ord(t)>=T_ev_C(k,m,s) and ord(t)<T_ev_L(k,m,s)), R_disch_ev(m)*DT*Eff_disch_ev(m));

Equation217 (h,s) $(ord(h)=18) ..
R_disch_ev_h(h,s) =e= sum((k,m,t) $(ord(t)>=205 and ord(t)<=216 and
ord(t)>=T_ev_C(k,m,s) and ord(t)<T_ev_L(k,m,s)), R_disch_ev(m)*DT*Eff_disch_ev(m));

Equation218 (h,s) $(ord(h)=19) ..
R_disch_ev_h(h,s) =e= sum((k,m,t) $(ord(t)>=217 and ord(t)<=228 and
ord(t)>=T_ev_C(k,m,s) and ord(t)<T_ev_L(k,m,s)), R_disch_ev(m)*DT*Eff_disch_ev(m));

Equation219 (h,s) $(ord(h)=20) ..
R_disch_ev_h(h,s) =e= sum((k,m,t) $(ord(t)>=229 and ord(t)<=240 and
ord(t)>=T_ev_C(k,m,s) and ord(t)<T_ev_L(k,m,s)), R_disch_ev(m)*DT*Eff_disch_ev(m));

Equation220 (h,s) $(ord(h)=21) ..
R_disch_ev_h(h,s) =e= sum((k,m,t) $(ord(t)>=241 and ord(t)<=252 and
ord(t)>=T_ev_C(k,m,s) and ord(t)<T_ev_L(k,m,s)), R_disch_ev(m)*DT*Eff_disch_ev(m));

Equation221 (h,s) $(ord(h)=22) ..
R_disch_ev_h(h,s) =e= sum((k,m,t) $(ord(t)>=253 and ord(t)<=264 and
ord(t)>=T_ev_C(k,m,s) and ord(t)<T_ev_L(k,m,s)), R_disch_ev(m)*DT*Eff_disch_ev(m));

Equation222 (h,s) $(ord(h)=23) ..
R_disch_ev_h(h,s) =e= sum((k,m,t) $(ord(t)>=265 and ord(t)<=276 and
ord(t)>=T_ev_C(k,m,s) and ord(t)<T_ev_L(k,m,s)), R_disch_ev(m)*DT*Eff_disch_ev(m));

Equation223 (h,s) $(ord(h)=24) ..
R_disch_ev_h(h,s) =e= sum((k,m,t) $(ord(t)>=277 and ord(t)<=288 and
ord(t)>=T_ev_C(k,m,s) and ord(t)<T_ev_L(k,m,s)), R_disch_ev(m)*DT*Eff_disch_ev(m));

model Optimalbiddingdeneme /ALL/;
option mip=CPLEX;
option optcr=0;
option threads=0;
option reslim = 100000;

SOLVE Optimalbiddingdeneme using mip minimizing tott;

display P_ev_ch.l;
display P_ev_disch.l;
display E_ev_ch.l;
display E_ev_disch.l;

```

```

display SOE_ev.1;
display tott.1;
display E_DA_buying.1;
display E_DA_selling.1;
display E_Reserve_producer.1;
display E_Reserve_consumer.1;
display Reserve_producer_bid.1;
display Reserve_consumer_bid.1;
display Energy_buying_DA.1;
display Energy_selling_DA.1;
display E_RT_consumed.1;
display E_RT_produced.1;
display E_RTt_consumed.1;
display E_RTt_produced.1;

execute "xlstalk -S output.xlsx"

Execute_Unload "output.gdx" P_ev_ch.1 P_ev_disch E_ev_ch.1 E_ev_disch SOE_ev.1 tott.1
E_DA_buying.1 E_DA_selling.1 E_Reserve_consumer.1 E_Reserve_producer.1 Reserve_consumer_bid.1
Reserve_producer_bid.1 Energy_buying_DA.1 Energy_selling_DA.1 E_RT_consumed.1 E_RT_produced.1
E_RTt_consumed.1 E_RTt_produced.1

*****
Execute 'GDXXRW.EXE output.gdx O=output.xlsx SQ=N Var=P_ev_ch.1 Rng=EVPower!B2'
Execute 'GDXXRW.EXE output.gdx O=output.xlsx SQ=N Var=P_ev_disch.1 Rng=EVDisch!B2'
Execute 'GDXXRW.EXE output.gdx O=output.xlsx SQ=N Var=E_ev_ch.1 Rng=EV_ch!B2'
Execute 'GDXXRW.EXE output.gdx O=output.xlsx SQ=N Var=E_ev_disch.1 Rng=EV_disch!B2'
Execute 'GDXXRW.EXE output.gdx O=output.xlsx SQ=N Var=SOE_ev.1 Rng=EV_SOE!B2'
Execute 'GDXXRW.EXE output.gdx O=output.xlsx SQ=N Var=tott.1 Rng=OBJ!B2'
Execute 'GDXXRW.EXE output.gdx O=output.xlsx SQ=N Var=E_DA_buying.1 Rng=E_DA_buying!B2'
Execute 'GDXXRW.EXE output.gdx O=output.xlsx SQ=N Var=E_DA_selling.1 Rng=E_DA_selling!B2'
Execute 'GDXXRW.EXE output.gdx O=output.xlsx SQ=N Var=E_Reserve_consumer.1
Rng=E_Reserve_consumer!B2'
Execute 'GDXXRW.EXE output.gdx O=output.xlsx SQ=N Var=E_Reserve_producer.1
Rng=E_Reserve_producer!B2'
Execute 'GDXXRW.EXE output.gdx O=output.xlsx SQ=N Var=Reserve_consumer_bid.1
Rng=Reserve_consumer_bid!B2'
Execute 'GDXXRW.EXE output.gdx O=output.xlsx SQ=N Var=Reserve_producer_bid.1
Rng=Reserve_producer_bid!B2'
Execute 'GDXXRW.EXE output.gdx O=output.xlsx SQ=N Var=Energy_buying_DA.1 Rng=Energy_buying_DA!
B2'
Execute 'GDXXRW.EXE output.gdx O=output.xlsx SQ=N Var=Energy_selling_DA.1
Rng=Energy_selling_DA!B2'
Execute 'GDXXRW.EXE output.gdx O=output.xlsx SQ=N Var=E_RT_consumed.1 Rng=E_RT_consumed!B2'
Execute 'GDXXRW.EXE output.gdx O=output.xlsx SQ=N Var=E_RT_produced.1 Rng=E_RT_produced!B2'
Execute 'GDXXRW.EXE output.gdx O=output.xlsx SQ=N Var=E_RTt_consumed.1 Rng=E_RTt_consumed!B2'
Execute 'GDXXRW.EXE output.gdx O=output.xlsx SQ=N Var=E_RTt_produced.1 Rng=E_RTt_produced!B2'
Execute "=shellexecute output.xlsx" ;

```


- [1] N. G. Paterakis, O. Erdinç, and J. P. Catalão, “An overview of demand response: Key-elements and international experience,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 69, pp. 871–891, 2017.
- [2] R. K. Pachauri, M. R. Allen, V. R. Barros, J. Broome, W. Cramer, R. Christ, J. A. Church, L. Clarke, Q. Dahe, P. Dasgupta, *et al.*, *Climate change 2014: synthesis report. Contribution of Working Groups I, II and III to the fifth assessment report of the Intergovernmental Panel on Climate Change*. IPCC, 2014.
- [3] P. Cazzola, M. Gorner, L. Munuera, R. Schuitmaker, and E. Maroney, *Global EV Outlook 2017: Two million and counting*. International Energy Agency (IEA), 2017.
- [4] E. Mobil, *2018 outlook for energy: A view to 2040*, <http://cdn.exxonmobil.com/~media/global/files/outlook-for-energy/2018/2018-outlook-for-energy.pdf>, [Online; 25-May-2019], 2018.
- [5] H. Farzin, M. Fotuhi-Firuzabad, and M. Moeini-Aghaie, “Reliability studies of modern distribution systems integrated with renewable generation and parking lots,” *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, vol. 8, no. 1, pp. 431–440, 2016.
- [6] V. Mohan, J. G. Singh, and W. Ongsakul, “Sortino ratio based portfolio optimization considering evs and renewable energy in microgrid power market,” *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, vol. 8, no. 1, pp. 219–229, 2016.
- [7] M. Shafie-khah, E. Heydarian-Forushani, G. J. Osório, F. A. Gil, J. Aghaei, M. Barani, and J. P. Catalão, “Optimal behavior of electric vehicle parking lots as demand response aggregation agents,” *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 7, no. 6, pp. 2654–2665, 2015.
- [8] A. Mohsenzadeh, S. Pazouki, M.-R. Haghifam, and C. Pang, “Optimal planning of parking lots and demand response programs in distribution network considering power loss and voltage profile,” in *2015 IEEE Power & Energy Society Innovative Smart Grid Technologies Conference (ISGT)*, IEEE, 2015, pp. 1–5.
- [9] S. Pazouki, A. Mohsenzadeh, and M.-R. Haghifam, “Optimal planning of parking lots and dlc programs of demand response for enhancing distribution networks reliability,” in *2014 IEEE PES General Meeting| Conference & Exposition*, IEEE, 2014, pp. 1–5.
- [10] N. Neyestani, M. Y. Damavandi, M. Shafie-Khah, J. Contreras, and J. P. Catalão, “Allocation of plug-in vehicles’ parking lots in distribution systems considering network-constrained objectives,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 30, no. 5, pp. 2643–2656, 2014.

- [11] E. Akhavan-Rezai, M. F. Shaaban, E. F. El-Saadany, and F. Karray, "New ems to incorporate smart parking lots into demand response," *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 9, no. 2, pp. 1376–1386, 2016.
- [12] J. Jannati and D. Nazarpour, "Optimal energy management of the smart parking lot under demand response program in the presence of the electrolyser and fuel cell as hydrogen storage system," *Energy Conversion and Management*, vol. 138, pp. 659–669, 2017.
- [13] E. Akhavan-Rezai, M. F. Shaaban, E. F. El-Saadany, and F. Karray, "Online intelligent demand management of plug-in electric vehicles in future smart parking lots," *IEEE Systems Journal*, vol. 10, no. 2, pp. 483–494, 2015.
- [14] E. Heydarian-Forushani, M. E. H. Golshan, M. Shafie-khah, and P. Siano, "Optimal operation of emerging flexible resources considering sub-hourly flexible ramp product," *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, vol. 9, no. 2, pp. 916–929, 2017.
- [15] L. Zhang and Y. Li, "Optimal management for parking-lot electric vehicle charging by two-stage approximate dynamic programming," *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 8, no. 4, pp. 1722–1730, 2015.
- [16] A. S. Awad, M. F. Shaaban, T. H. El-Fouly, E. F. El-Saadany, and M. M. Salama, "Optimal resource allocation and charging prices for benefit maximization in smart pev-parking lots," *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, vol. 8, no. 3, pp. 906–915, 2016.
- [17] M. J. Mirzaei, A. Kazemi, and O. Homaei, "A probabilistic approach to determine optimal capacity and location of electric vehicles parking lots in distribution networks," *IEEE Transactions on industrial informatics*, vol. 12, no. 5, pp. 1963–1972, 2015.
- [18] A. K. Mathur, P. K. Yemula, *et al.*, "Optimal charging schedule for electric vehicles in parking lot with solar power generation," in *2018 IEEE Innovative Smart Grid Technologies-Asia (ISGT Asia)*, IEEE, 2018, pp. 611–615.
- [19] J. P. Torreglosa, P. Garcia-Triviño, L. M. Fernández-Ramirez, and F. Jurado, "Decentralized energy management strategy based on predictive controllers for a medium voltage direct current photovoltaic electric vehicle charging station," *Energy Conversion and Management*, vol. 108, pp. 1–13, 2016.
- [20] M. Honarmand, A. Zakariazadeh, and S. Jadid, "Integrated scheduling of renewable generation and electric vehicles parking lot in a smart microgrid," *Energy Conversion and Management*, vol. 86, pp. 745–755, 2014.
- [21] Y. Wu, A. Ravey, D. Chrenko, and A. Miraoui, "Demand side energy management of ev charging stations by approximate dynamic programming," *Energy Conversion and Management*, vol. 196, pp. 878–890, 2019.
- [22] A. Mohamed, V. Salehi, T. Ma, and O. Mohammed, "Real-time energy management algorithm for plug-in hybrid electric vehicle charging parks involving sustainable energy," *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, vol. 5, no. 2, pp. 577–586, 2013.
- [23] M. F. Shaaban, M. Ismail, E. F. El-Saadany, and W. Zhuang, "Real-time pev charging/discharging coordination in smart distribution systems," *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 5, no. 4, pp. 1797–1807, 2014.

- [24] M. Ş. Kuran, A. C. Viana, L. Iannone, D. Kofman, G. Mermoud, and J. P. Vasseur, "A smart parking lot management system for scheduling the recharging of electric vehicles," *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 6, no. 6, pp. 2942–2953, 2015.
- [25] V. Lakshminarayanan, V. G. S. Chemudupati, S. K. Pramanick, and K. Rajashekara, "Real-time optimal energy management controller for electric vehicle integration in workplace microgrid," *IEEE Transactions on Transportation Electrification*, vol. 5, no. 1, pp. 174–185, 2018.
- [26] Y. Zhang and L. Cai, "Dynamic charging scheduling for ev parking lots with photovoltaic power system," *IEEE Access*, vol. 6, pp. 56 995–57 005, 2018.
- [27] W. Jiang and Y. Zhen, "A real-time ev charging scheduling for parking lots with pv system and energy store system," *IEEE Access*, 2019.
- [28] T. Zhang, H. Pota, C.-C. Chu, and R. Gadh, "Real-time renewable energy incentive system for electric vehicles using prioritization and cryptocurrency," *Applied energy*, vol. 226, pp. 582–594, 2018.
- [29] M. Van Der Kam and W. van Sark, "Smart charging of electric vehicles with photovoltaic power and vehicle-to-grid technology in a microgrid; a case study," *Applied Energy*, vol. 152, pp. 20–30, 2015.
- [30] X. Wu, X. Hu, S. Moura, X. Yin, and V. Pickert, "Stochastic control of smart home energy management with plug-in electric vehicle battery energy storage and photovoltaic array," *Journal of Power Sources*, vol. 333, pp. 203–212, 2016.
- [31] S. Rezaee, E. Farjah, and B. Khorramdel, "Probabilistic analysis of plug-in electric vehicles impact on electrical grid through homes and parking lots," *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, vol. 4, no. 4, pp. 1024–1033, 2013.
- [32] U. C. Chukwu and S. M. Mahajan, "V2g parking lot with pv rooftop for capacity enhancement of a distribution system," *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, vol. 5, no. 1, pp. 119–127, 2013.
- [33] M. Yazdani-Damavandi, M. P. Moghaddam, M.-R. Haghifam, M. Shafie-khah, and J. P. Catalão, "Modeling operational behavior of plug-in electric vehicles' parking lot in multienergy systems," *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 7, no. 1, pp. 124–135, 2015.
- [34] M. Tabari and A. Yazdani, "An energy management strategy for a dc distribution system for power system integration of plug-in electric vehicles," *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 7, no. 2, pp. 659–668, 2015.
- [35] A. Ghazanfari, M. Hamzeh, and Y. A.-R. I. Mohamed, "A resilient plug-and-play decentralized control for dc parking lots," *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 9, no. 3, pp. 1930–1942, 2016.
- [36] M. Zeng, S. Leng, Y. Zhang, and J. He, "Qoe-aware power management in vehicle-to-grid networks: A matching-theoretic approach," *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 9, no. 4, pp. 2468–2477, 2016.
- [37] S. Guner and A. Ozdemir, "Stochastic energy storage capacity model of ev parking lots," *IET Generation, Transmission & Distribution*, vol. 11, no. 7, pp. 1754–1761, 2017.

- [38] M. Shafie-Khah, P. Siano, D. Z. Fitiwi, N. Mahmoudi, and J. P. Catalão, "An innovative two-level model for electric vehicle parking lots in distribution systems with renewable energy," *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 9, no. 2, pp. 1506–1520, 2017.
- [39] N. Neyestani, M. Y. Damavandi, G. Chicco, and J. P. Catalão, "Effects of pev traffic flows on the operation of parking lots and charging stations," *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 9, no. 2, pp. 1521–1530, 2017.
- [40] H. Chen, Z. Hu, H. Luo, J. Qin, R. Rajagopal, and H. Zhang, "Design and planning of a multiple-charger multiple-port charging system for pev charging station," *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 10, no. 1, pp. 173–183, 2017.
- [41] N. Neyestani, M. Y. Damavandi, M. Shafie-Khah, A. G. Bakirtzis, and J. P. Catalão, "Plug-in electric vehicles parking lot equilibria with energy and reserve markets," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 32, no. 3, pp. 2001–2016, 2016.
- [42] İ. Şengör, O. Erdiñç, B. Yener, A. Taşçikaraoglu, and J. P. Catalão, "Optimal energy management of ev parking lots under peak load reduction based dr programs considering uncertainty," *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, vol. 10, no. 3, pp. 1034–1043, 2018.
- [43] Y. Yang, Q.-S. Jia, G. Deconinck, X. Guan, Z. Qiu, and Z. Hu, "Distributed coordination of ev charging with renewable energy in a microgrid of buildings," *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 9, no. 6, pp. 6253–6264, 2017.
- [44] M. G. Vayá and G. Andersson, "Optimal bidding strategy of a plug-in electric vehicle aggregator in day-ahead electricity markets under uncertainty," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 30, no. 5, pp. 2375–2385, 2014.
- [45] L. Baringo and R. S. Amaro, "A stochastic robust optimization approach for the bidding strategy of an electric vehicle aggregator," *Electric Power Systems Research*, vol. 146, pp. 362–370, 2017.
- [46] S. I. Vagropoulos and A. G. Bakirtzis, "Optimal bidding strategy for electric vehicle aggregators in electricity markets," *IEEE Transactions on power systems*, vol. 28, no. 4, pp. 4031–4041, 2013.
- [47] E. Sortomme and M. A. El-Sharkawi, "Optimal combined bidding of vehicle-to-grid ancillary services," *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 3, no. 1, pp. 70–79, 2011.
- [48] N. Neyestani, M. Y. Damavandi, M. Shafie-khah, J. P. Catalão, and J. Contreras, "Pev parking lot behavior equilibria in energy and reserve markets," in *2015 IEEE Power & Energy Society General Meeting*, IEEE, 2015, pp. 1–5.
- [49] H. Wu, M. Shahidehpour, A. Alabdulwahab, and A. Abusorrah, "A game theoretic approach to risk-based optimal bidding strategies for electric vehicle aggregators in electricity markets with variable wind energy resources," *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, vol. 7, no. 1, pp. 374–385, 2015.
- [50] M. R. Sarker, Y. Dvorkin, and M. A. Ortega-Vazquez, "Optimal participation of an electric vehicle aggregator in day-ahead energy and reserve markets," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 31, no. 5, pp. 3506–3515, 2015.

- [51] S. Z. Moghaddam and T. Akbari, "Network-constrained optimal bidding strategy of a plug-in electric vehicle aggregator: A stochastic/robust game theoretic approach," *Energy*, vol. 151, pp. 478–489, 2018.
- [52] T. Soares, T. Sousa, P. B. Andersen, and P. Pinson, "Optimal offering strategy of an ev aggregator in the frequency-controlled normal operation reserve market," in *2018 15th International Conference on the European Energy Market (EEM)*, IEEE, 2018, pp. 1–6.
- [53] J. Iria, F. Soares, and M. Matos, "Optimal bidding strategy for an aggregator of prosumers in energy and secondary reserve markets," *Applied Energy*, vol. 238, pp. 1361–1372, 2019.
- [54] M. Shafie-Khah, M. Moghaddam, M. Sheikh-El-Eslami, and J. Catalão, "Optimised performance of a plug-in electric vehicle aggregator in energy and reserve markets," *Energy Conversion and Management*, vol. 97, pp. 393–408, 2015.
- [55] F. A. Bender, M. Kaszynski, and O. Sawodny, "Drive cycle prediction and energy management optimization for hybrid hydraulic vehicles," *IEEE Transactions on vehicular technology*, vol. 62, no. 8, pp. 3581–3592, 2013.
- [56] General Algebraic Modeling System (GAMS), *A User's Guide, Release v24.1.3*, <http://www.gams.com/dd/docs/bigdocs/GAMSUsersGuide.pdf>, [Online; accessed 25-July-2019], Washington, DC, USA: GAMS Development Corporation, 2013.
- [57] MATLAB, *Version 7.10.0 (R2016a)*. Natick, Massachusetts: The MathWorks Inc., 2016.
- [58] I.E.C., "Electric vehicle conductive charging system," International Electrotechnical Commission, Geneva, Switzerland, Standard IEC 61851-1, 2017. [Online]. Available: <https://webstore.iec.ch/publication/33644>.
- [59] —, "Plugs, socket-outlets, vehicle connectors and vehicle inlets - conductive charging of electric vehicles," International Electrotechnical Commission, Geneva, Switzerland, Standard IEC 62196-1, 2014. [Online]. Available: <https://webstore.iec.ch/publication/6582>.
- [60] J. Lu and J. Hossain, *Vehicle-to-grid: linking electric vehicles to the smart grid*. Institution of Engineering and Technology, 2015.
- [61] U. E. P. Agency, *Vehicle and fuel emissions testing: Dynamometer drive schedules*, <https://www.epa.gov/vehicle-and-fuel-emissions-testing/dynamometer-driveschedules>, [Online; 5-Nisan-2018].
- [62] *Volkswagen e-golf specifications*, <http://www.pluginCars.com/volkswagen-electric-e-golf-blue-e-motion>, [Online; 25-Ocak-2018].
- [63] *Bmw i3 specifications*, <http://www.pluginCars.com/bmw-i3.html>, [Online; 25-Ocak-2018].
- [64] *Mercedes b-class specifications*, <http://www.pluginCars.com/mercedes-b-class-e-cell>, [Online; 25-Ocak-2018].

- [65] *Tesla model s specifications*, <http://www.plugincars.com/tesla-model-s>, [Online; 25-Ocak-2018].
- [66] *Fiat 500e specifications*, <http://www.plugincars.com/fiat-500e>, [Online; 25-Ocak-2018].
- [67] *Ford focus electric specifications*, <http://www.plugincars.com/ford-focus-electric>, [Online; 25-Ocak-2018].
- [68] *Kia soul ev specifications*, <http://www.plugincars.com/kia-soul-ev>, [Online; 25-Ocak-2018].
- [69] *Mitsubishi i-miev specifications*, <http://www.wikizero.org/index.php?q=aHR0cHM6Ly91bi53aWtpcGVkaWEub3JnL3dpa2kvTWl0c3ViaXNoaV9pL>, [Online; 25-Ocak-2018].
- [70] *Chevy volt specifications*, <http://www.plugincars.com/chevrolet-volt>, [Online; 25-Ocak-2018].
- [71] *Nissan leaf specifications*, <http://www.plugincars.com/nissan-leaf>, [Online; 25-Ocak-2018].
- [72] K. Qian, C. Zhou, M. Allan, and Y. Yuan, "Modeling of load demand due to ev battery charging in distribution systems," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 26, no. 2, pp. 802–810, 2010.
- [73] S. Guner, A. Ozdemir, and G. Serbes, "Impact of car arrival/departure patterns on ev parking lot energy storage capacity," in *2016 International Conference on Probabilistic Methods Applied to Power Systems (PMAPS)*, IEEE, 2016, pp. 1–5.
- [74] B. Yagcitekin, M. Uzunoglu, A. Karakas, and M. Vurgun, "Assessment of a car park with electric vehicles," in *4th International Conference on Power Engineering, Energy and Electrical Drives*, IEEE, 2013, pp. 961–964.
- [75] N. G. Paterakis, S. F. Santos, J. P. Catalão, O. Erdinc, and A. G. Bakirtzis, "Coordination of smart-household activities for the efficient operation of intelligent distribution systems," in *IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies, Europe*, IEEE, 2014, pp. 1–6.
- [76] NREL, <https://midcdmz.nrel.gov/>, 2017, Online; accessed 9 August 2017.
- [77] J. A. P. Lopes, F. J. Soares, and P. M. R. Almeida, "Integration of electric vehicles in the electric power system," *Proceedings of the IEEE*, vol. 99, no. 1, pp. 168–183, 2010.
- [78] S. Han, S. Han, and K. Sezaki, "Development of an optimal vehicle-to-grid aggregator for frequency regulation," *IEEE Transactions on smart grid*, vol. 1, no. 1, pp. 65–72, 2010.
- [79] F. Rassaei, W.-S. Soh, and K.-C. Chua, "Distributed scalable autonomous market-based demand response via residential plug-in electric vehicles in smart grids," *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 9, no. 4, pp. 3281–3290, 2016.
- [80] M. Ansari, A. T. Al-Awami, E. Sortomme, and M. Abido, "Coordinated bidding of ancillary services for vehicle-to-grid using fuzzy optimization," *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 6, no. 1, pp. 261–270, 2014.
- [81] C. Harris, *Electricity markets: pricing, structures and economics*. John Wiley & Sons, 2011, vol. 565.

- [82] F. P. Sioshansi, *Evolution of Global Electricity Markets: New paradigms, new challenges, new approaches*. Academic Press, 2013.
- [83] T. E. P. G. Ç. Grubu, *Türkiye enerji piyasaları araştırma raporu*, Rapor, Ankara, Türkiye, 2018. [Online]. Available: <https://www.dunyaenerji.org.tr/wp-content/uploads/2018/07/TEPG1.pdf>.



İletişim Bilgileri: sengoribrahim@gmail.com

Makale

1. İ. Şengör, O. Erdiñ, B. Yener, A. Taşcıkaraoğlu, J. P. Catalão, "Optimal Energy Management of EV Parking Lots under Peak Load Reduction based DR Programs Considering Uncertainty", *IEEE Transactions on Sustainable Energy* v.10, 2018, pp. 1034–1043.

Konferans Bildirisi

1. İ. Şengör, A. Çiçek, A. K. Erenoğlu, O. Erdiñ, A. Taşcıkaraoğlu, J. P. Catalão, "User-Comfort Oriented Bidding Strategy for Electric Vehicle Parking Lots", in *Proceedings of the 13th IEEE PES PowerTech Conference*, IEEE, 2019, pp. 1-6.
2. İ. Şengör, A. K. Erenoğlu, O. Erdiñ, A. Taşcıkaraoğlu, J. P. Catalão, "Optimal Coordination of EV Charging through Aggregators under Peak Load Limitation Based DR Considering Stochasticity", in *Proceedings of the 2018 International Conference on Smart Energy Systems and Technologies (SEST)*, IEEE, 2018, pp. 1-6.