T.C.

YILDIZ TEKNİK ÜNİVERSİTESİ

FEN BİLİMLERİ ENSTİTÜSÜ

HİBRİT GÜÇ SİSTEMLERİNİN TEKNİK, EKONOMİK VE ÇEVRESEL OPTİMİZASYONU

Musa TERKEŞ

YÜKSEK LİSANS TEZİ

Elektrik Mühendisliği Anabilim Dalı

Elektrik Tesisleri Programı

Danışman

Doç. Dr. Erdin GÖKALP

Ekim, 2022

T.C.

YILDIZ TEKNİK ÜNİVERSİTESİ

FEN BİLİMLERİ ENSTİTÜSÜ

HİBRİT GÜÇ SİSTEMLERİNİN TEKNİK, EKONOMİK VE ÇEVRESEL OPTİMİZASYONU

Musa TERKEŞ tarafından hazırlanan tez çalışması 24.10.2022 tarihinde aşağıdaki jüri tarafından Yıldız Teknik Üniversitesi Fen Bilimleri Enstitüsü Elektrik Mühendisliği Anabilim Dalı, Elektrik Tesisleri Programı **YÜKSEK LİSANS TEZİ** olarak kabul edilmiştir.

Doç. Dr. Erdin GÖKALP
Yıldız Teknik Üniversitesi
Danışman

Jüri Üyeleri

Doç. Dr. Erdin GÖKALP, (Danışman)
Yıldız Teknik Üniversitesi _____

Doç. Dr. Recep YUMURTACI, (Üye)
Yıldız Teknik Üniversitesi _____

Prof. Dr. Hüseyin ÇAKIR, (Üye)
İstanbul Gelişim Üniversitesi _____

Danışmanım Doç. Dr. Erdin GÖKALP sorumluluğunda tarafımca hazırlanan Hibrit Güç Sistemlerinin Teknik, Ekonomik ve Çevresel Optimizasyonu 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.

Musa TERKEŞ

İmza

Bu çalışma, Yıldız Teknik Üniversitesi Bilimsel Araştırma Proje Koordinatörlüğü'nün FYL-2022-4886 numaralı projesi ile desteklenmiştir.

Canım annem, babama

ve

biricik kardeşime

TEŞEKKÜR

Yaptığım tüm akademik çalışmalara yön veren ve beni sürekli destekleyen çok değerli danışman hocam Doç. Dr. Erdin GÖKALP'e, tez süreci ve akademik çalışmalarım boyunca görüş ve önerileri ile bana yol gösteren Arş. Gör. Said Mirza TERCAN ve Öğr. Gör. Alpaslan DEMİRCİ'ye teşekkürü bir borç bilirim. Beni bugünlere getiren, yardımlarını ve sevgisini hiç esirgemeyen canım annem ve babama, hayat boyunca gerek sırdaş gerek arkadaş olan, hayata beraber gözlerimizi açtığımız, canımdan öte ikiz kardeşime ayrıca teşekkürü bir borç bilirim.

Ayrıca bu çalışma, maddi olarak; Yıldız Teknik Üniversitesi Bilimsel Araştırma Projeleri Koordinatörlüğü'nün FYL-2022-4886 numaralı projesi kapsamında desteklenmiştir. İlgili bu desteğinden ötürü YTÜ BAP Koordinatörlüğü'ne teşekkür ederim. Bu sayede, ilgili çalışmam ile akademik yayınlardaki eksiklik bir nebzede olsa giderilebilmiştir.

Musa TERKEŞ

İÇİNDEKİLER

SİMGE LİSTESİ **ix**
KISALTMA LİSTESİ **xi**
ŞEKİL LİSTESİ **xii**
TABLO LİSTESİ **xiv**
ÖZET **xv**
ABSTRACT **xvii**
1 GİRİŞ **1**
1.1 Literatür Özeti ... 2
1.1.1 EA Sınıflarına Göre ... 2
1.1.2 Öz Tüketime Göre ... 5
1.1.3 İkinci Kullanımın Uygulamasına Göre ... 7
1.2 Tezin Amacı ... 11
1.3 Hipotez ... 11
2 ELEKTRİKLİ ARAÇLAR **13**
2.1 EA Tarihi ... 13
2.2 EA Yapısı ve Türleri ... 15
2.2.1 BEA ... 15
2.2.2 PHEA ... 17
2.2.3 FCEA ... 18
2.2.4 HEA ... 19
2.3 EA Popülerliği ve Pazarı ... 21
2.3.1 Küresel Gelişmeler ... 21
2.3.2 Ülkemizdeki Gelişmeler ... 27
3 ELEKTRİKLİ ARAÇ ŞARJ İSTASYONLARI **30**
3.1 EAŞİ Tarihi ve Şarj Standartları ... 30
3.2 Şarj Yöntemleri ... 33
3.3 EAŞİ'lerin Sınıflandırılması ve İşletilmesi ... 36
3.4 EAŞİ Popülerliği ve Pazarı ... 38
3.4.1 Küresel Gelişmeler ... 38
3.4.2 Ülkemizdeki Gelişmeler ... 42

4 YENİLENEBİLİR TEKNOLOJİLER **44**
4.1 Tarihi ... 44
4.2 Enerji Dengesi ve Karbon Emisyonu ... 44
4.3 Küresel Yenilenebilir Enerji Teknolojileri Gelişmeleri ... 47
5 ENERJİ DEPOLAMA SİSTEMLERİ **51**
5.1 Tarihi ... 51
5.2 EDS Türleri ve Karşılaştırılması ... 52
5.3 EDS Pazarı ve Küresel Gelişmeler ... 54
5.4 İkincil Kullanım Bataryalar ... 56
5.4.1 Genel Bilgi ... 56
5.4.2 İkincil Kullanıma Alınma Periyodu ... 58
5.4.3 İkincil Kullanım Pazarı ve Küresel Gelişmeler ... 60
6 HİBRİT GÜÇ SİSTEMLERİ **61**
6.1 Genel Bilgi ... 61
6.2 Bileşenleri ... 61
6.3 Optimizasyon Araçları ... 62
6.3.1 Çoklu Enerji Kaynaklarının Hibrit Optimizasyonu (HOMER) ... 62
6.4 Ülkemizdeki Tek Örneği ... 63
7 HGS'LERİN MATEMATİKSEL MODELLENMESİ **65**
7.1 Teknik Modelleme ... 65
7.1.1 Eğik Solar PV Panellerin Yüzeyindeki Işınım ... 65
7.1.2 Eğik Solar PV Panellerde Hücre Sıcaklığı ... 69
7.1.3 Eğik Solar PV Panellerde Genel Güç Denklemi ... 70
7.1.4 Batarya Bankalarının Modellenmesi ... 70
7.2 Tasarım Kriterleri ... 76
7.2.1 Mali Kriterler ... 76
7.2.2 Teknik Kriterler ... 77
8 KABULLER VE SENARYOLAR **79**
8.1 HGS Modelleri, Amaçlar, Kabuller ve Senaryolar ... 79
8.2 EA Talep Profilinin Oluşturulması ... 84
8.3 YEK Verileri ... 90
8.4 Mali Veriler ve Diğer Girdiler ... 91
8.5 HGS Bileşenlerinin Teknik Verileri ... 93

9 SONUÇ VE ÖNERİLER **95**
9.1 Optimizasyonun İlk Safhası 95
9.2 Optimizasyonun İkinci Safhası 98
9.2.1 Karbon Emisyonu Para Cezasının Sisteme Yansıtılması 104
9.2.2 Farklı İklim Bölgelerinde İKB'nin Uygulanabilirliği 105
KAYNAKÇA **108**
EK **120**
TEZDEN ÜRETİLMİŞ YAYINLAR **133**

SİMGE LİSTESİ

k_T	Açıklık İndeksi
ρ_g	Albedo Katsayısı [%]
B	Alt Model Katsayısı
$P_{batt,cmax,kbm}$	Bataryanın Belirli Zaman Aralığında Boşalttığı Maksimum Güç
$P_{batt,dmax,kbm}$	Bataryanın Belirli Zaman Aralığında Çektiği Maksimum Güç
DOD	Bataryanın Deşarj Derinliği [%]
$\eta_{batt,rt}$	Batarya Gidiş-Dönüş Verimliliği [%]
c	Batarya Kapasite Oranı
q_{max}	Bataryanın Maksimum Kapasitesi [Ah]
V_{nom}	Bataryanın Nominal Gerilimi [V]
SOC	Batarya Şarj Durumu [%]
Q_{max}	Bataryanın Toplam Enerji Kapasitesi [kWh]
$Q_{lifetime,i}$	Bataryanın Ömür Boyu Enerji Çıkışı [kWh]
λ	Boylam
k_t	Bozulma Değişkeninin Artış Hızı
$\overline{G}_d$	Dağınık Işınım [kW/m^2]
f_{PV}	Değer Kayıp Faktörü [%]
δ	Deklinasyon Açısı
d_i	Deşarj Derinliği [%]
A	Deşarj Derinliğine Bağlı Döngü Değerleri ile Uyumlu Katsayı
$\overline{G}_b$	Direkt Işınım [kW/m^2]
ϕ	Enlem
COE	Enerji Üretim Maliyeti [$/kWh]
α_P	Gücün Sıcaklık Katsayısı [%/°C]
α	Güneş Absorpsiyonu [%]
Z_c	Greenwich Zamanına Göre Saatlik Zaman Bölgesi
Q_1	Hücrenin Mevcut Enerjisi [kWh]
Q_2	Hücrenin Bağlı Enerjisi [kWh]
k	İletkenlikle İlgili Hız Sabiti
f_i	İlgili Deşarj Derinliğinde Bataryanın Toplam Döngü Sayısı
TAC	İlgili Yıllardan Günümüze İndirgenen Toplam Brüt Maliyet [$]

θ	İnsidans Açısı
U_L	Ortama Gönderilen Isının Katsayısı [kW/m^2.^{o}C]
SSR	Öz Tedarik Oranı [%]
SCR	Öz Tüketim Oranı [%]
β	Panel Yüzeyinin Eğimi
τ	Panel Yüzeyinin Güneş Işınımı Geçirgenliği [%]
η_c	PV Dizisinin Elektriksel Verimliliği [%]
Y_{PV}	PV Dizisinin STC Koşulunda Nominal Kapasitesi [kW]
ω	Saat Açısı
LCOE	Seviyelendirilmiş Enerji Üretim Maliyeti [$/kWh]
T	Sıcaklık [^{o}C]
d_0, d_1, d_2	Sıcaklığa Bağlı Göreceli Kapasite Eğri Sabitleri
d	Sıcaklık Bağımlılığında Kullanılan Katsayı
D	Toplam Döngü Bozulması
GHG	Toplam Karbon Emisyonu [kg]
NPC	Toplam Net Mevcut Maliyet [$]
RF	Yenilenebilir Fraksiyon [%]
t_s	Yerel Güneş Saati
i	Yıllık Reel İskonto Oranı [%]
γ	Yüzey Azimut Açısı
Δt	Zaman Adımı
$\bar{G}_o$	Zaman Adımı Boyunca Dünya Dışı Normal Radyasyon/ışınım [kW/m^2]
H_o	Zaman Adımı Boyunca Dünya Dışı Yatay Radyasyon/ışınım [kW/m^2]
E	Zaman Denklemi [saat]
ψ	Zenit Açısı

KISALTMA LİSTESİ

BEA	Bataryalı Elektrikli Araçlar
EDS	Enerji Depolama Sistemleri
EA	Elektrikli Araçlar
EAŞİ	Elektrikli Araç Şarj İstasyonları
EPA	ABD Çevre Koruma Ajansı
EPDK	Enerji Piyasası Düzenleme Kurulu
FCEA	Yakıt Hücreli Elektrikli Araçlar
HEA	Hibrit Elektrikli Araçlar
HGS	Hibrit Güç Sistemleri
HOMER	Çoklu Enerji Kaynaklarının Hibrit Optimizasyonu
IEA	Uluslararası Enerji Ajansı
IEC	Uluslararası Elektroteknik Komisyonu
IRENA	Uluslararası Yenilenebilir Enerji Ajansı
İKB	İkincil Kullanım Batarya
MGM	T.C. Meteoroloji İşleri Genel Müdürlüğü
NASA	Ulusal Havacılık ve Uzay Dairesi
ÖTV	Özel Tüketim Vergisi
PCS	Konvertör
PHEA	Fişli Hibrit Elektrikli Araçlar
PV	Fotovoltaik (Panel)
SAE	Otomotiv Mühendisleri Derneği
TEHAD	Türkiye Elektrikli ve Hibrit Araçlar Derneği
TOGG	Türkiye'nin Otomobil Grubu Girişimi
TÜİK	Türkiye İstatistik Kurumu
YTÜ	Yıldız Teknik Üniversitesi
WT	Rüzgâr Türbinleri

ŞEKİL LİSTESİ

Şekil 2.1 Üretilen ilk EA prototipi....15
Şekil 2.2 EA'nın içyapısı....16
Şekil 2.3 BEA içyapısı....17
Şekil 2.4 PHEA içyapısı....18
Şekil 2.5 FCEA içyapısı....18
Şekil 2.6 HEA içyapısı....20
Şekil 2.7 EA'lara yapılan küresel ölçekteki harcamalar....23
Şekil 2.8 Küresel pazarda EA'ların kullanımı....24
Şekil 2.9 Projeksiyon tahminlerine göre EA'ların geleceği - 1....25
Şekil 2.10 Projeksiyon tahminlerine göre EA'ların geleceği - 2....25
Şekil 2.11 Gelişen teknolojiye göre ortalama elektriksel menzilin artışı....27
Şekil 3.1 EAŞİ'nin tarihteki ilk uygulamaların biri....31
Şekil 3.2 Şarj standartlarına göre kullanılan soketler....32
Şekil 3.3 EA şarj yöntemleri....33
Şekil 3.4 Kablosuz şarj yöntemleri....36
Şekil 3.5 EA şarj ağı topolojisi....38
Şekil 3.6 Halka açık şarj ünitelerindeki gelişim ve değişim....39
Şekil 3.7 Küresel pazarda EA batarya paketlerinin yeri....41
Şekil 4.1 Yıllara göre küresel ve yerel enerji arz değişimi....45
Şekil 4.2 Küresel ve yerel karbon emisyonun geldiği nokta....46
Şekil 4.3 Temiz enerji teknolojilerinin geleceği ve yatırımları....48
Şekil 4.4 YEK ve EA değişimi – 2050 net sıfır emisyon hedefleri....49
Şekil 5.1 Yıllara göre yeni üretim batarya ve EA pazarı....54
Şekil 5.2 Farklı uygulamalarda batarya kapasitesinin yıllara göre değişimi....55
Şekil 5.3 İkincil kullanım ve geri dönüşüm süreci....59
Şekil 6.1 Aşağı Kaleköy Hibrit Güneş Enerji Santrali....64
Şekil 7.1 Güneş geometrisi ve açılar....67
Şekil 7.2 Deşarj gücüne bağlı kapasite eğrisi....72
Şekil 7.3 Sıcaklığa bağlı göreceli kapasite eğrisi....73
Şekil 7.4 DOD'a bağlı bozulan bataryanın döngü ömrü eğrisi....74

Şekil 7.5 Sıcaklığa bağlı raf ömrü eğrisi 74
Şekil 8.1 Optimizasyonda kullanılan HGS modelleri 80
Şekil 8.2 Çalışma alanının uydu görüntüsü 85
Şekil 8.3 Artan EA şarj talebine bağlı günlük EA şarj profilleri 86
Şekil 8.4 EAŞİ günlük talep profili 89
Şekil 8.5 EAŞİ aylık talep profili.....90
Şekil 8.6 EAŞİ yıllık talep profili.....90
Şekil 8.7 Bölgelerin güneş verileri.....91
Şekil 9.1 Artan EA şarj talebine göre RF ve şebeke hafiflemesindeki değişim.. 96
Şekil 9.2 100 kWh yeni üretim bataryanın RF ve GHG üzerine etkisi.....98

TABLO LİSTESİ

Tablo 2.1 EA türlerinin karşılaştırılması 20
Tablo 2.2 EA şirket gruplarının belirlediği satış hedefleri 21
Tablo 2.3 Ülkemizde farklı EA markalarına göre uygulanan ÖTV oranları 28
Tablo 3.1 EA şarj standartlarının karşılaştırılması 32
Tablo 4.1 Yenilenebilir enerji teknolojisinde gelinen son mali nokta.....48
Tablo 4.2 2050 hedeflerinin sektörel değerlendirmesi 50
Tablo 5.1 EDS'lerin teknik olarak karşılaştırılması 53
Tablo 5.2 İkincil kullanım bataryalar hakkında genel özet bilgi 57
Tablo 8.1 İlk optimizasyon safhasında kullanılan senaryolar.....81
Tablo 8.2 İkinci optimizasyon safhasında kullanılan senaryolar 83
Tablo 8.3 İlk optimizasyon safhasında kabul edilen EAŞİ girdileri - 1 85
Tablo 8.4 İlk optimizasyon safhasında kabul edilen EAŞİ girdileri - 2 85
Tablo 8.5 İlk optimizasyon safhasında kabul edilen EAŞİ girdileri - 3 86
Tablo 8.6 İkinci optimizasyon safhasında EAŞİ talep profili kabulleri.....87
Tablo 8.7 EAŞİ'ye DC hızlı şarj için gelecek EA'ların teknik verileri.....88
Tablo 8.8 EAŞİ iç talebinin oluşturulması.....89
Tablo 8.9 Optimizasyonda kullanılan diğer girdiler.....92
Tablo 8.10 Optimizasyonda kullanılan HGS bileşenlerinin maliyeti.....92
Tablo 8.11 Şebeke tarifeleri – İlk optimizasyon safhası.....93
Tablo 8.12 Şebeke tarifeleri – İkinci optimizasyon safhası 93
Tablo 8.13 HGS bileşenlerinin teknik verileri 94
Tablo 9.1 Artan şarj talebi ve batarya kapasitesine göre öz tüketim verileri....97
Tablo 9.2 İKB tipine ve DOD_{max}'a bağlı olarak mali kırılma noktaları 103
Tablo 9.3 DOD_{max} ve İKB tipleri için en ekonomik İKB bozulması.....103
Tablo 9.4 DOD_{max} ve İKB tipleri için en ekonomik İKB enerji çıkışı.....104
Tablo 9.5 Karbon emisyonu para cezasının HGS'ye uygulanması 104
Tablo 9.6 Farklı iklim bölgelerinde optimal HGS'lerin değerlendirilmesi.....107
Tablo 9.7 Farklı iklim bölgelerinde İKB teknik verilerinin incelenmesi.....107

ÖZET

Hibrit Güç Sistemlerinin Teknik, Ekonomik ve Çevresel Optimizasyonu

Musa TERKEŞ

Elektrik Mühendisliği Anabilim Dalı

Yüksek Lisans Tezi

Danışman: Doç. Dr. Erdin GÖKALP

Artan küresel sıcaklıklar sonrası ülkeler, farklı sektörlerde, temiz enerji teknolojilerine yönelmiştir. Ulaşımda elektrikli araçların (EA), enerjide yenilenebilir teknolojilerin tercih edilmesi ile beraber; 2050 yılına kadar, net sıfır karbon emisyonu hedefine ulaşılacağı düşünülmektedir. Lakin artan birincil enerji tüketiminin haricinde EA şarj talebinin artacağı düşünülürse, sadece teşviklerin ve politikaların artması yeterli olmayacaktır. Bu sebepten ötürü, dağıtılmış yenilenebilir enerji teknolojilerini, enerji depolama sistemleri (EDS) ile birleştiren hibrit güç sistemlerinin (HGS) yaygınlaştırılması elzemdir. Bu sayede, artan üreten tüketici birimleri ile şebeke bağımlılığı ve dolayısıyla karbon emisyonu azaltılabilecektir. Bu kapsamda, ilk etapta; Yıldız Teknik Üniversitesi Elektrik-Elektronik Fakültesi otoparkı çalışma alanı olarak belirlenmiştir. Artan EA şarj talebi; ilgili otoparkın araç kapasitesi ve çatı alanı kısıtlamaları dikkate alınarak sisteme yansıtılmış olup başlangıçta, HGS avantajları sorgulanmıştır. Daha sonrasında ise sıfır karbon emisyonu hedefleri doğrultusunda, belirli kapasitelere sahip yeni üretim batarya bankaları, HGS'ye dahil edilmiştir. Böylece EDS'lerin HGS'ye getireceği avantajlar, özellikle öz tüketim (SCR), öz tedarik oranları (SSR)

ve dolayısıyla yenilenebilir fraksiyon (RF), sorgulanmıştır. EDS'nin olmadığı HGS'lerle; RF %91,9'a kadar, şebeke hafifletilme oranı ise %80,2'ye kadar artırılabilmiştir. Ayrıca, seviyelendirilmiş enerji üretim maliyeti (LCOE), en yüksek şarj talebinde olunsa dahil %29,3'e kadar azaltılmıştır. HGS'ye EDS'nin ilave edilmesi ile; RF, SCR ve SSR sırasıyla %6, %5.7 ve SSR %7.8'e kadar artırılabilmiştir. HGS'lerin sunacağı LCOE'yi daha uygulanabilir noktaya getirebilmek ve karbon emisyonunu daha da azaltabilmek için ikinci etapta, EDS olarak; ikinci kullanım bataryalara (İKB) güvenilmiştir. Başlangıçta, belirlenen İKB kapasiteleri (0.8, 0.75 ve 0.7 kWh); farklı deşarj derinliklerinde (DOD_{max}) ve mali katsayılarda değerlendirilmiş olup bulunan en optimal HGS modeline, günümüzde uygulanmakta olan karbon emisyonu para cezaları yansıtılmıştır. Son etapta ise; karbon para cezası da dikkate alınarak, optimal HGS modeli, seçilen farklı iklim bölgelerinde (İstanbul, Ankara, İzmir, Antalya, Erzurum, Trabzon, Şanlıurfa) karşılaştırılmıştır. Neticede: %80 DOD_{max}, 1 mali katsayısı, 0.8 kWh İKB, 70 $/ton karbon para cezası en optimal sonuçlar olup İzmir en uygulanabilir bölgedir.

Anahtar Kelimeler: Elektrikli araçlar, elektrikli araç şarj istasyonları, yenilenebilir enerji, enerji depolama sistemleri, ikinci kullanım batarya.

ABSTRACT

Technical, Economic and Environmental Optimization of Hybrid Power Systems

Musa TERKES

Department of Electrical Engineering

M.Sc. Thesis

Supervisor: Assoc. Prof. Dr. Erdin GOKALP

After increasing global temperatures, countries have turned to clean energy technologies in different sectors. With the preference of electric vehicles (EV) in transportation and renewable energy in energy; By 2050, it is thought that the target of net zero carbon emissions will be achieved. However, considering that EV charging demand will increase apart from the increasing primary energy consumption, it will not be enough to increase incentives and policies alone. For this reason, the deployment of hybrid power systems (HPS) combining distributed renewable energy technologies with energy storage systems (ESS) is essential. In this way, dependency on the grid and thus carbon emissions will be reduced with increasing prosumer units. In this context, in the first place; Yıldız Technical University Electrical and Electronics Faculty parking lot has been determined as the study area. Increasing EV charging demand; The vehicle capacity of the relevant car park and the roof area restrictions were reflected in the system, and the advantages of HPS were questioned at the beginning. Later, in line with zero carbon emission targets, fresh battery banks with certain capacities were included in HGS. Thus, the advantages that ESSs will bring to HPS, especially self-

consumption (SCR), self-supply rates (SSR), and therefore renewable fraction (RF), have been questioned. With HPSs without ESS; RF could be increased up to 91.9% and energy exchange rate up to 80.2%. In addition, the levelized cost of energy (LCOE) has been reduced by up to 29.3%, even with the highest charging demand. With the addition of ESS to HPS; RF, SCR and SSR could be increased up to 6%, 5.7% and SSR 7.8%, respectively. In the second stage, as ESS, in order to bring the LCOE to be offered by HPS to a more applicable point and to further reduce carbon emissions; Second-life batteries (SLB) are used instead of fresh batteries with high initial cost. Initially, the specified SLB capacities (0.8, 0.75 and 0.7 kWh); It has been evaluated at different depth of discharges (DOD_{max}) and financial coefficients, and the carbon emission penalties applied today are reflected in the most optimal HPS model. In the last stage; The HPS model, which also takes into account the carbon penalty and second-uses optimal SLB data, was compared in different selected climatic regions (Istanbul, Ankara, Izmir, Antalya, Erzurum, Trabzon, Sanlıurfa). Eventually: 80% DOD_{max}, 1 financial coefficient, 0.8 kWh SLB, 70 $/ton carbon penalty were found to be the most optimal results and it was determined that İzmir was the most applicable region.

Keywords: Electric vehicles, electric vehicle charging stations, renewable energy, energy storage systems, second-life battery.

1
GİRİŞ

Günümüzde elektrikli araçların (EA), popüler hale gelmesiyle, EA şarj ünite (EAŞÜ) sayısı günden güne artmıştır. Hal böyle olunca şirketler, EA'ların önündeki en büyük engellerden biri olan menzil sorununu, bu şekilde çözülebileceğine inanmaktadır. Lakin şarjı gerçekleştirecek özel veya kamu elektrik şirketlerinde, artan talebin karşılanması için karbon bazlı termal tesislerin faaliyetlerinin arttırılacağı aşikardır. Yani ulaşımda temiz enerjinin hedeflenebilmesi için sadece EA ve EAŞİ'lerin artırılması yetmemektedir. Keza planlamanın yeterince yapılmadığı gelişmemiş, az gelişmiş ve orta gelişmiş ülkelerde, yenilenebilir enerji altyapısının da yetersiz olması ile küresel karbon emisyonu endişesi tekrardan gündeme gelecektir. Uluslararası yayın organlarının gelecek projeksiyonlarında, bu durum ele alınmasa da sadece artan EA şarj talebi için değil, ayrıca birincil ve dolayısıyla toplam elektriksel talebin karşılanması için de yenilenebilir enerji üretim kapasitesinin her ülkede artırılması gerekir. Bu bağlamda, uluslararası platformlarda, iş birlikleri yapılmakta, antlaşmalar ve protokoller imzalanmaktadır. Bunlar içerisinde en göze çarpanı, 2050 yılına kadar Net Sıfır Karbon Emisyon Hedefidir. Hedefe yönelik yeni stratejiler geliştirilse de üreten tüketici kavramının da yaygınlaştırılması gerekir. Yani bir tüketicinin sadece elektrik talep etmemesi, ayrıca elektrik üretebilmesi ile talebini karşılayabilmesi istenir. Ayrıca ürettiği bu elektriği, ilgili ülkenin akıllı şebeke altyapısının yeterli olması ile şebekeye satabilecek, yatırımının amorti süresini kısaltabilecek ve kâra geçebilecektir. Talebin yeterince karşılanamadığı durumlarda ise elbette ki şebekeye başvurulabilmektedir. Neticede şebekeden alınan elektriğin azalması sonucu şebeke rahatlatılabilecek ve küresel karbon emisyonu en aza indirilebilecektir. Bu duruma ulaşabilmek içinse üreten tüketici kavramı, son teknolojileri bir araya getirmesi gerekir. Yani ulaşımdaki (veya başka bir talep artışında) EA şarj talebinin karşılanabilmesi için yenilenebilir enerji kaynaklarının (YEK) (güneş, rüzgâr, su, hidrojen, dalga, atık vb.) kullanılması gerekir. YEK'lerden enerji üretilirken doğal kaynakların kesintililiği ile sıklıkla

karşılaşılmaktadır. Bu durumda, şebekeden bağımsız üreten tüketicinin oluşturulması oldukça zordur. Talebin güvenilir bir şekilde karşılanabilmesi içinse enerji depolama sistemlerinde (EDS) sisteme ilave edilmesi gerekir. EDS kapasitesinin de talebin karşılanmasında yetersiz kalması durumunda, şebekeden mecburi elektrik çekilebilmektedir. Böyle entegre bir sistem, literatürde Hibrit Güç Sistemleri (HGS) olarak anılır.

Özellikle eğitim alanlarında, işyerlerinde, kamu binalarında ve halka açık alanlarda kurulacak EA şarj ünitesi taleplerinin karşılanması için oluşturulan HGS'lerin teknik, ekonomik ve çevresel parametrelere göre değerlendirilmesi gerekir. Bu bağlamda; farklı optimizasyon programlarına veya geliştirilen algoritmalara başvurulmaktadır. Literatürde HGS üzerine yapılan çalışmaları; EA sınıflarına, öz tüketimin incelenmesine ve ikincil kullanım bataryaların değerlendirilmesine göre sıklıkla görebilmekteyiz.

1.1. Literatür Özeti

1.1.1 EA Sınıflarına Göre

1.1.1.1 Yakıt Hücreli EA'lar (FCEA)

FCEA'yı benimseyen çalışmalarda genel olarak talep edilen hidrojenin karşılanması için uygun maliyetli HGS çözümleri test edilmiştir. Örneğin bir çalışma, üniversite kampüsünde şebeke yükünün hafifletilebilmesi için HGS'lere güvenmiş olup enerji üretim maliyeti (COE) %21,5'e kadar azaltılmıştır [1]. Otoyola kurulacak EAŞİ'nin talebi için; yerinde hidrojen üretimini sağlayan HGS ile kamyondan hidrojen taşınması yolu karşılaştırılmış, HGS ile COE, %32'ye kadar azaltılabilmiş, hidrojen üretim maliyeti (LCOH) uygulanabilir seviyeye çekilmiştir [2]. Diğer bir çalışma, meskende yürütülmüş olup piyasadaki ortalama LCOH değeri yarı yarıya azaltılmıştır [3]. Fransa'daki bir ofis binasının termal talepleri de gözetilerek HGS ile enerji tüketimi %43'e kadar, COE %10'a kadar, karbon emisyonu %90'a kadar azaltılabilmiştir [4]. Seçilen bir havalimanında, ilgili uçakların yardımcı güç ünitesinin ve FCEA'nın elektriksel taleplerini karşılamak adına kullanılan HGS ile yıllık maliyetler %41,6'ya kadar, karbon emisyonları %67,3'e kadar azaltılabilmiştir [5]. Konsantre PV paneller, biyodizel jeneratörler ve kimyasal enerji depolarının eklendiği, enerji yönetimi stratejilerinin

oluşturulduğu bir altyapıda, fazla elektrik üretimi, %50'ye kadar azaltılmıştır [6]. Suudi Arabistan'da konutlar için kullanılan HGS ile yıllık karbon emisyonu 9,66 ton azaltılmış, LCOH 36,32 $/kg'a kadar düşürülmüştür [7].

1.1.1.2 Fişli EA'lar (PHEA) ve Bataryalı EA'lar (BEA)

Günümüzde daha sık kullanılmakta ve araştırmacılar tarafından daha çok ilgi görmektedir. Fişli yapıları sayesinde batarya boyutları küçülen PHEA'ların ve tamamen enerji deposuna güvenen BEA şarj ihtiyacının temiz enerji ile karşılanması ana hedeflerdendir. Bu yüzden bir çalışmada; EA talep belirsizliğini ortadan kaldırmak için geliştirilen çok etmenli parçacık sürüsü optimizasyonu (MAPSO) algoritması ve yük modeli kullanılarak COE, %57,3'e kadar azaltılabilmiştir [8]. Dört şehir için yürütülen diğer bir çalışma, iki farklı yenilenebilir garantisi veren tarifeyi (FIT) sisteme yansıtmış olup EA trafiğini ve YEK kullanımını doğru bir şekilde belirlemek için MATLAB Markov zincirine başvurulmuştur. Böylelikle COE, %50'ye kadar azaltılmıştır [9]. Kampüs içinde ulaşımı sağlayan elektrikli otobüslere mevcut güneş panelleri ile destek verilmiş olup karbon emisyonu %34,7'ye kadar azaltılmış ve aylık 12-18 $ tasarruf sağlanmıştır [10]. Mobil şarj cihazını ele alan, model sonrası ticari yaklaşım teorisinin geliştirildiği diğer bir sistemde, karbon emisyonu %100'e kadar azaltılmıştır [11]. Farklı markalara ait PV paneller ve rüzgâr türbinleri belirlenerek HGS ile COE, 0,064 $/kWh'a kadar düşürülmüştür [12]. Süpermarkette yürütülen başka bir çalışmada, tarife oranı ve yenilenebilir fraksiyon olarak beş farklı değer ele alınmış olup 5,6 yıl gibi kısa geri ödeme süresi ile COE, %6,2'ye kadar azaltılabilmiştir [13]. EA'ların pik talebi ve süresi için, üçer adet değer belirlenen farklı bir çalışmada ise COE, %28,5'e kadar azaltılmıştır [14]. Kampüste yer alan kamu binası, laboratuvar ve şarj ünite taleplerinin karşılanabilmesi için volan depoları HGS'lere eklenmiş, seviyelendirilmiş enerji üretim maliyeti (LCOE) %139,7'ye kadar azaltılmıştır [15]. Benzer şekilde, kampüsteki mühendislik binası için dört dönemli tarife, çatı alanı kısıtlaması ve araçtan şebekeye teknolojisi (V2G) dikkate alınarak önerilen HGS ile COE, 0,12 $/kWh'a kadar düşürülmüştür [16]. Farklı olarak HGS üzerine geliştirilen stokastik planlama modeli ile YEK enerji üretim ve EA şarj profili belirsizliği ortadan kaldırılmıştır [17]. EA talebi ile YEK enerji üretim profilini tam kestirebilmek ve şarj ünitelerinin işletimini,

kurulumunu optimize etmek için Monte Carlo ve genetik algoritmadan (GA) yararlanılmış olup parçacık sürüsü optimizasyonuna (PSO) göre optimizasyon daha hızlı sonuçlandırılmıştır [18]. Çoklu enerji kaynaklarının hibrit optimizasyonu (HOMER) ve ağırlıklı çok kriterli algoritmanın (WMCA) birleştirildiği diğer bir çalışmada, oluşturulan ve önerilen HGS modelleri, beş farklı kritere göre gerçek ve simülasyon ortamında test edilmiştir. Nitekim optimizasyonun, gerçek test verilerine göre benzer sonuçlar (<%5) önerdiği görülmüştür [19]. HOMER ile elde edilen en iyi çözümler, enerji dengesi de gözetilerek PVSOL programına aktarılmış, gerçek ortamda elde edilen çıktılara göre %8,4 farkla benzer sonuçlara ulaşılmıştır [20]. Farklı olarak Romanya'da yürütülen diğer bir çalışmada; altı farklı HGS senaryosu, enerji, ekolojik ve ekonomik fizibilite kapsamında yani 3E çerçevesinde değerlendirilmiş, COE, Avrupa ortalamasına göre yüksek bulunsa da karbon emisyonu oldukça azaltılmıştır [21]. Karayolunda yürütülen bir diğer çalışmada, termal taleplerinde sisteme yansıtılması sonucu HGS ile karbon emisyonu ve işletme maliyetleri minimize edilmiştir [22]. Vietnam'da üç farklı şehirde, iki farklı FIT dikkate alınarak HGS ile COE, %17'ye kadar azaltılmıştır [23]. Mevsimsel faktörleri ve V2G teknolojisini dikkate alan HGS ile LCOE, %5,7'ye kadar azaltılabilmiştir [24]. Hindistan'daki bir kampüste yer alan alışveriş merkezi için YEK enerji üretim profili ile yük talepleri etkin bir şekilde yönetilmiştir. V2G'ninde dikkate alınması ile güç kaynağı kayıp olasılığı (LPSP) ve COE etkili bir şekilde azaltılmıştır [25]. Yerel elektrik piyasasında saatlik enerji dengesi dikkate alınarak YEK enerji üretim periyotları ve pik talepler incelenmiştir. Şarj talebinin %40'a kadar arttırılması ile LCOE'de, %4-8'lik bir artışın görüleceği ve ayrıca EA şarj yoğunluğunun pik zamanlara kaydırılması ile ortalama fiyatlarda, %18'lik bir mali artışın yaşanacağı vurgulanmıştır [26]. Kombine ısı ve güç sisteminin (CHP) eklendiği diğer bir çalışmada, çekirge arama algoritması (GSA) ve Monte Carlo simülasyonu kullanılarak şarj talep ve elektrik fiyat istikrarsızlıkları giderilmiştir. Keza toplam maliyetlerse %17,7'ye kadar azaltılabilmiştir [27]. Su döngüsü (WCSA) ve yerçekimi arama algoritması (GSA) kullanılarak YEK ve EA talep profillerinin stokastik davranışı azaltılmış, karbon emisyonu minimize edilmiş, IEEE Güvenilirlik Test Sistemi'nde (RTS) sonuçlar karşılaştırılmıştır [28]. Nikel-metal

hidrit bataryanın sisteme yansıtılması ile Monte Carlo simülasyonu kullanılarak fiyat ve EA şarj talebi gibi belirsizlikler ortadan kaldırılmıştır. Hibrit karga arama ve model arama algoritması (HCS-PS) ile gün öncesi pazarı modellenmiş olup daha hızlı bir yakınsama sonucu daha düşük maliyetlere ulaşılmıştır [29]. Şarj ünitesi sayısı, YEK ve batarya kapasitesi, şebekeden istasyona aktarılan güç gibi parametreler sisteme yansıtılmış, HCS ve PSO algoritması entegre edilerek batarya kapasitesi 147 kWh'a kadar azaltılmıştır [30]. Hindistan'daki altı farklı karayolu lokasyonunda, farklı iklim bölgeleri dikkate alınarak HGS ile karbon emisyonu %50'ye kadar azaltılmıştır [31]. Termal talebin ve hidrojen tedarikinin dikkate alınması ile faiz ve enflasyon oranlarına odaklanılmıştır. Termal yük kontrolörünü içeren HGS ile RF, %41,5'e kadar arttırılmıştır [32].

1.1.2 Öz Tüketime Göre

Çoğu araştırmacı için; öz tüketimi ve dolayısıyla RF'yi artırabilmek adına EDS'lere güvenilmiş olup bunun haricinde maliyetleri azaltmak, ana amaç olmuştur. Örneğin bir çalışmada, çeşitli PV penetrasyonlarından kaynaklanan enerji dengesi dikkate alınarak yeni bir algoritma geliştirilmiştir. Bataryaların eklenmesiyle, üreten tüketiciler için öz tüketim oranı (SCR) %11'e kadar artırılmıştır [33]. Farklı olarak Estonya'nın Baltık bölgesinde, EDS'nin doğrusal olmayan ve çok değişkenli bir karar sürecine ait optimal zamanlamasının analitik çözümü için yeni bir metot geliştirilmiştir. Neredeyse sıfır enerjili binalarda kullanılan PV'ler ile EDS kapasitesi, 16 kWh'a kadar artırılabilmiş olup SCR %80'e kadar çıkarılabilmiş, yıllık maliyetse diğer algoritmalara göre %28,15'e kadar azaltılmıştır [34]. Yük ve PV enerji profilindeki kısa zamanlı dalgalanmalardan dolayı hızlı ve kısmi şarj/deşarj döngüsüne maruz kalan EDS'lerde görülecek yaşlanma ve maliyet artışını önleyebilmek için enerji yönetim stratejisi (EMS) geliştirilmiştir. Konvertör donanımı ve süperkapasitör davranışını içeren yenilikçi bir analitik teknik ile SCR %62'ye kadar artırılmış, öz tedarik oranı (SSR) ise başlangıç durumunun iki katına yükseltilebilmiştir. EDS'nin kalan ömrü ise %61'e kadar arttırılabilmiş, maliyet ise %18'e kadar azaltılabilmiştir [35]. Üçüncül binalarda, kullanıcı tercihini dikkate alan oyun teorisi (GT) tabanlı modelin haricinde, şebekeden fazla elektrik alımını kısıtlamak için çarpan yönetiminin alternatif yönü üzerine dağıtılmış algoritması (ADMM-DA) kullanılmıştır. Yerel enerji alışverişi ve YEK kullanımı arttırılmıştır

[36]. Irak'ın Diyala şehrinde, yıllık optimum eğim açısı ve iki eksenli izleme stratejileri dikkate alınan PV'nin kapasitesi boyutlandırılarak COE %57'e kadar azaltılmış, SSR ise %27,1'e kadar artırılmıştır [37]. Bireysel veya toplu konutlarda, dağıtılmış veya merkezi olmak üzere iki farklı EA akıllı şarj stratejisinin uygulandığı, İsveç'te yürütülen seyahat anketinden EA'ların kalkış ve varış saatleri, kat ettikleri mesafelerin belirlendiği diğer bir çalışmada ise ikinci dereceden programlama metodu geliştirilmiştir. Bu sayede SCR %8,7'ye kadar, SSR ise %6,9'a kadar arttırılmıştır [38]. Yerel bir enerji topluluğunda, geliştirilen GT ve blok zinciri (GT-BC) ile SCR, %8 arttırılmış, enerji paylaşımı en üst seviyeye çekilmiştir [39]. Zero emisyon hedefi doğrultusunda, İtalya'nın Napoli şehrinde, istasyonlar ve binalar arasındaki yenilenebilir enerji alışverişini sağlamak ve öz tüketimi arttırmak için vektör cihazı olarak hareket eden, yerel bir EMS oluşturulmuştur. Bu sayede, elektrik fatura tasarrufu %11,4'e kadar, toplam ekonomik tasarruf %8,1'e kadar, SCR %88'e kadar arttırılmış ve şebeke bağımlılığı %20'e kadar azaltılmıştır [40]. Bir meskende, yıllık enerji üretim-tüketim dengesi gerçek ortamdan alınarak elektrikli enerjisi depolama (EES) simülasyon aracı yani Poly-sun kullanılarak EDS boyutlandırılmıştır. Bu sayede, SCR %66'ya kadar arttırılmış olup 3 kWh'dan 8 kWh'a kadar artan ESS kapasitesi ile şebekeden alınan elektrik %50 azaltılmış, şarj durumu (SOC) %29'a kadar arttırılmıştır [41]. Johannesburg, Roma ve Stockholm şehirlerinde, PV'den beslemeli bir ticari binaya; fiyat arbitrajı ve pik talebin tıraşlanması (PDS) uygulanmış olup en iyimser senaryo olan Stockholm için toplam maliyet, %34'e kadar azaltılmıştır [42]. İşyeri kapsamında, dağıtılmış ve merkezi akıllı şarj stratejilerinin haricinde, SCR ve SSR dengesi (SCSB) dikkate alınarak üretim ve tüketimi eşleştiren yeni bir metot geliştirilmiş olup SCR %44,5'e kadar, SSR %43,6'ya kadar arttırılmıştır [43]. İtalya'nın Osimo şehrinde kurulan YEK beslemeli çoklu şarj istasyonlarının deterministik saatlik enerji yönetimini modelleyebilmek için EnergyPLAN kullanılmıştır. Keza EA penetrasyonunun %30'a kadar arttırılması ile GHG %17,6'ya kadar azaltılmıştır [44]. Gerçek ortam verilerinden hareketle, PV dizi-yük oranı (ALR) tam seviyeye kadar arttırılarak; SCR, %70'lere kadar azaltılmış, SSR ise %40'a kadar artırılabilmiştir [45]. İspanya'da, Aragon'da yer alan ve MATLAB'de yük yönetiminin dikkate alındığı bir konuta, enerji üretim-tüketim

dengesine bağlı olarak belirlenen boyutlandırma faktörüne göre şebekeye bağımlılık, %36,4'e kadar, enerji açıklığı ise %35 azaltılmış olup RF %40'a kadar arttırılmıştır [46]. İsviçre'deki 78 BEA kullanıcısının şarj ve mobilite davranışının 10 aylık verilerinden hareketle; ince taneli dijital yüzey modeli (FG-DSM) ile mesken çatı geometrisi ve PV kapasitesi belirlenmiş olup dört farklı akıllı/akılsız EA şarj stratejisi sisteme dâhil edilmiştir. EDS ve akıllı şarjın ilavesi uygulanması ile SCR %99'a kadar yükseltilebilmiştir [47]. PV, EAŞİ, birincil yük ve mobil EA enerji deposu arasındaki en uygun üretim-tüketim eşleşmesini yakalayabilmek için daha çok istatistiksel ve kümeleme tekniklerini kullanan yeni bir metot geliştirilmiş olup düşük PV kapasitelerinde, SCR %24'e kadar arttırılmış, toplam maliyetse %25'e kadar azaltılmıştır [48]. Lityum iyon (LIB), lityum manganez oksit (LCO), lityum titan oksit (LTO), demir akışlı (IF) ve vanadyum akışlı (VRB) 5 farklı batarya türünün ele alındığı diğer bir çalışmada; en iyimser sonucu LCO vermiş olup COE, 0,034 $/kWh'ye kadar azaltılmış, SCR %15 artırılmıştır [49].

1.1.3 İkinci Kullanımın Uygulanmasına Göre

Yeni üretim bir bataryaya göre hem mali hem de karbon emisyonu avantajı sunan ikincil kullanım bataryalarda (İKB), araştırmacılar daha çok bu amaç üzerine yoğunlaşmıştır. Örneğin, İspanya'daki bir mesken için; frekans sınırlama rezervi, yaşlanma oranları, şarj/deşarj güçleri ve deşarj derinlikleri (DOD) dikkate alınmış olup enerji yönetimini optimize etmek için öğretme-öğrenme tabanlı optimizasyon algoritması (TLBO) kullanılmıştır. Bu sayede, PV kapasitesi 0,63 kWp, EDS 0,31 kWh/kWp oranında, SCR ise %18,5'e kadar arttırılmıştır [50]. Kanada'nın Montreal şehrinde yer alan e-bisiklet şarj istasyonunda; İKB'lerin kapasite ve SOC'sini uygun aralıkta tutan, farklı hava koşullarında talebin çoğunluğunu karşılayabilen ve enerji kayıplarını azaltan MATLAB tabanlı akıllı tahmin algoritması (IPA) geliştirilmiş olup LPSP %72,5'e kadar, maliyet fonksiyonu %20,7'ye kadar azaltılmıştır [51]. Diğer bir çalışma ise baz istasyonlarında yürütülmüş olup LS ve PSD uygulanmıştır. İKB'lerin performans ve yaşlanma modeli, karbon emisyonu (GHG) tahmin veri tabanı ve enerji tüketim modelinin MATLAB/Simulink'e yansıtılması ile GHG %60'a kadar ve işletme maliyeti %80'e kadar azaltılmış olup pik talep kabul edilebilir sınırlara çekilmiştir [52]. Nominal ve gerçekçi mod ile kısa ve uzun vadede ayrıntılı ekonomik dağıtım stratejisi

belirlenmiş olup kullanan iki farklı yaşlanma modeli de dikkate alınarak COE'deki tasarruf, 0.034 $ M/MWh'a kadar arttırılmıştır [53]. Uçaklardan sökülen İKB'lerin, sabit enerji deposu olarak tekrardan değerlendirilmesi ile kullanım ömrü yaklaşık 7 yıl artırılmıştır [54]. Küçük ölçekli şebekeden bağımsız e-bisiklet şarj istasyonunda, İKB'nin optimal kapasitesi ve yük derecesinin (LR) belirlenebilmesi için maliyet fonksiyonu geliştirilmiş olup 7 ve üzeri şarj ünitesinde, LPSP limit değerlerinin altına düşürülebilmiştir [55]. Maksimum veya minimum yenilenebilir kullanım dikkate alınarak YEK, toplu enerji deposu (CES) ve dinamik EA filosundan oluşan HGS'den sökülen İKB'ler tekrardan değerlendirilmiştir. İKB'lerin uygulandığı hızlı EAŞİ'lerle birlikte, İKB kapasite azaltım oranı hafta içi talep profilinde %14,2'ye kadar; hafta sonu talep profilinde %36,8'e kadar artırılmıştır [56]. PV beslemeli merkezi şarj istasyonunda (CCS), Echelon türündeki İKB'lere başvurulmuş olup batarya değişim talebini tespit edebilmek için çok amaçlı doğal toplama algoritması (MONAA) kullanılmıştır. Neticede satın alınan enerji maliyeti %20,4'e kadar; yük dalgalanma derecesi %40,9'a kadar; amortisman maliyeti %217,8'e kadar azaltılmıştır [57]. Şarj ünitesi sayısı ve iki farklı EA penetrasyon oranını (%25 ve %50) dikkate alan araştırma merkezinde; iki seviyeli optimal kontrol stratejisini (BLO) ve yuvarlanan ufuk metodolojisini (RLM) birleştiren yeni bir algoritma geliştirilmiştir. Bu sayede artan EA penetrasyonu ile GHG azaltılmış, optimal şarj ünite sayısı artırılmıştır [58]. İKB bozulmaları ve rezerv frekans sınırlamasını (RFL) dikkate alan optimal enerji yönetimi mekanizmasında, mali tasarruf %36'ya kadar arttırılmış, HGS maliyeti ise %27,7'ye kadar azaltılmıştır [59]. İKB'nin her bir çevriminde; güç ve kapasite kayıplarını tahmin edebilmek, gerilim profilini, SOC'sini belirleyebilmek için yaşlanma ve davranışsal stratejiler birleştirilmiş, Tremblay-Dessaint modeli geliştirilmiştir. Bu sayede en uygun şebeke kullanımında (%37) geri ödeme süresi 12 yılın altına düşürülmüştür [60]. PV beslemeli seramik üretim tesisine, İKB'lerden oluşturulan sabit enerji deposu eklenmiş olup PDS'nin uygulanmasıyla yatırım maliyeti %72 azaltılmış, 14.340 € tasarruf elde edilmiştir [61]. YEK penetrasyonu, EA kapasitesi, seyahat mesafesi, şarj profili, V2G teknolojisi, her zaman aralığındaki DOD'a ait İKB bozulma oranları ve ikincil kullanım maliyeti dikkate alınarak optimal EA şarj koordinasyonu için ateş böceği algoritması (FA) kullanılmıştır. Bu sayede

kümülatif EA'nın enerji-maliyet faydası %68,35'e kadar, çevrim ömrü %48'e kadar, toplam ömür ise 3 yıla kadar artırılmıştır [62]. Ekvator'da yer alan Galapagos Adaları'nın, 2050 yılına kadar karbondan arındırılması için elektrik sisteminde yeni bir yol haritası çizilmiştir. Bu sayede ikincil kullanımın da teşviki ile beraber EA penetrasyonun %80'e kadar artacağı, enerji üretiminde PV payınınsa %46,9'a kadar artacağı tahmin edilmiştir [63]. PV beslemeli iki ticari bina için Nissan Leaf tipinde İKB'lerden enerji deposu oluşturulmuş olup pik zamanlardaki talep %23'e kadar, enerji kullanımı ise %25'e kadar azaltılmıştır [64]. Çin'in ilgili illerinde yer alan konut, ticari ve endüstriyel kuruluşlarda; İKB maliyetinin 30 $/kWh ve altına düşmesi durumunda, kârlılığın ülke çapında olabileceği vurgulanmış, konutta elde edilecek SCR'nin %60 ve yukarısında olması ve sübvansiyonların artması koşuluyla kâra geçilebileceği bildirilmiştir [65]. PV beslemeli konutlara ve endüstrilere, farklı EA markalarından sökülen İKB'ler dâhil edilmiş olup konutlarda, pik talebin yüksek olduğu zamanlarda uygulanacak para cezasının üç katına çıkarılması sonucu elektrik faturası, %39,75'e kadar azaltılmıştır [66]. ABD ve Danimarka'da ilgili bölgelere, İKB dinamik bozulma modelinin yansıtılması ile en uygun İKB kapasitesi 600 MWh olarak belirlenmiştir. Keza ikincil kullanıma geçişin 10 yıl süreceği, rüzgar türbini fiyatının İKB'ye göre daha hızlı düşmesi sonucunda, kâra geçilebileceği bildirilmiştir [67]. Diğer bir çalışmada, konutlarda İKB'nin uygulanması ile kümülatif enerji talebi %4'e kadar, abiyotik tükenme potansiyeli %17'ye kadar azaltılmış, İKB'lerin geri dönüşüm süreci 10 yıla kadar geciktirilebilmiştir [68]. ABD'de kamu hizmetinin sağlanması için İKB'ler haricinde, PDS uygulanmış, büyük ölçekli uygulamalarda, LCOE %57'ye kadar, küçük ölçekli uygulamalarda, GHG %51'e kadar azaltılmıştır [69]. Benzer şekilde, şebeke bağlantısı oldukça kısıtlanmış halka açık hızlı şarj istasyonunda; EA talep belirsizliğinin yanı sıra istasyon ile şebeke arasında enerji açığını yönetmek için bulanık mantık tabanlı enerji yönetim sistemi (FL-EMS) geliştirilmiştir. Farklı EA filo boyutuna ve PV kapasitesine bağlı olarak önerilen FL-EMS'nin performans kalitesi, optimal değerin %10'u olarak bulunmuştur [70]. Teksas'ın Austin bölgesinde yer alan meskenlerde, PV'lerin haricinde enerji arbitrajının sağlanması için sayaç arkasına İKB'ler dâhil edilmiş olup karbon ayak izi %21'e kadar azaltılmıştır. Ayrıca 10 yıllık İKB ömrüne göre başa baş mali

sonuçların alınabilmesi için İKB maliyetinin 5,71 $/kWh'a düşürülmesi veya meskenler için karbon fiyatının 70,34 $/ton'a yükseltilmesi gerektiği bildirilmiştir [71]. Üretim-tüketim uyumunu dikkate alan şebeke bağlantılı PV'ye uygulanabilecek İKB tabanlı BESS'in optimal kapasitesi 46 kWh olarak belirlenmiştir. Bu sayede SCR %53'e kadar artırılmış, GHG %30'a kadar azaltılmıştır [72]. PV beslemeli aşır hızlı şarj istasyonuna (XFCS) dahil edilen İKB'ye MILP optimizasyonu uygulanmış olup bozulma oranlarını dikkate alan hafta sonu talebinin doğru belirlenebilmesi için sabit güç ve sabit gerilime dayalı gelişmiş olasılıklı bir yaklaşım önerilmiştir. Bu sayede toplam şarj talebi %73'e kadar azaltılmış, yıllık tasarruf %23,12'e kadar, yıllıklandırılmış iç verim oranı (ROI) %69,75'e kadar arttırılmıştır [73]. Kaliforniya'da belirlenen kontrol politikası limitlerine bağlı olarak PV beslemeli meskenlere lityum nikel manganez kobalt İKB dahil edilmiş olup İKB başlangıç kapasitesinin %60'ında ömür sonuna (EOL) ulaşılacağı vurgulanmış, SOC'nin %15 ile %65 arasında değerler alabileceği ve proje ömrünün 16 yıla kadar artacağı bildirilmiştir [74]. Tanzanya'da yer alan Victoria Gölü'ndeki bir adayı elektriklendirmek için PV ve şebekeye, 85 kWh kapasiteli İKB dahil edilerek HGS'nin kendisini 4 yılda amorti edebileceği bildirilmiştir [75]. ABD'nin beş farklı eyaletinde (Phoenix, Detroit, Los Angeles, New York, Portland) yer alan şebeke bağlantılı hızlı şarj istasyonlarda; pik talebin karşılanabilmesi için İKB'lere başvurulmuş olup LCOE, %41'e kadar, GHG, %81,5'e kadar azaltılmıştır [76]. Yük ötelemesinin uygulandığı, kırsal kesimlerde yer alan ve temiz enerjiyi kullanan meskenlere, 16 kWh kapasiteli İKB'ler dahil edilmiş olup böyle bir HGS modeli MATLAB'e entegre edilmiş iç nokta algoritması (IPA) ile optimize edilmiştir. Bu sayede şebeke bağımlılığı %40'a kadar azaltılmış, 5,24 yıl boyunca karlılık yaşanmıştır [77]. Londra'da, V2G özelliğine sahip elektrikli kamyonetleri ve dört farklı iş modelini içeren bir sistemde, elektrik tarifesi ve PV enerji üretim değişkenliklerini azaltabilmek için iki aşamalı stokastik optimizasyon modeli geliştirilmiş olup İKB'ler bu yapıya eklenmiştir. Kârlı sonuçlar alınabilmesi için devletin; hızlı şarj ünitelerine 50 €, çok hızlı şarj ünitelerine 100 € sübvansiyon sağlaması gerektiği bildirilirken ROI, %5,4'e kadar, şarj ünite sayısı, %17'ye kadar artırılmış, GHG ise %8,15'e kadar azaltılmıştır [78]. Hızlı veya yavaş şarj türüne ait PV beslemeli EAŞİ'lerde, YEK enerji üretim fazlalığını engelleyen,

şebeke bağımlılığını ve NPC'yi azaltan Pareto optimal çözümlere dayanan çok amaçlı evrimsel algoritma (NSGA-II) kullanılmış olup İKB'ler sisteme ilave edilmiştir. DOD'un %20 azaltılması sonucunda, tasarruf %29,4 artırılmış, İKB'nin yeni üretime göre %33,3 mali avantaj sağladığı görülmüştür [79]. PV beslemeli EAŞİ'de; yavaş ve orta hızda şarj ünite sayısını, PV ve İKB kapasitesini belirlemek için iki seviyeli çok amaçlı genetik algoritmadan (MOGA) yararlanılmıştır. Ayrıca şarj/deşarj prosesinin optimal kontrolü için MILP tercih edilmiş olup yeni üretim EDS'ye göre GHG %10'a kadar azaltılmıştır [80]. Diğer bir çalışmada, ikincil kullanıma giren en uygun hücreler tespit edilerek SOC tahmini için yeni bir metot geliştirilmiştir. İKB'nin tercihi ile beraber SCR %32 artırılmış, pik talep %26,9 azaltılmıştır [81]. Yaşlanma ve bozulma modeli olarak beş farklı yaklaşımın dikkate alındığı DC bir mikro şebeke; tek veya birleştirilmiş faktör temelli yarı deneysel ortamda incelenmiş, birleşik Arrhenius-Peukert-NREL (CAPN) yaşlanma modeli ile en iyi performans uyumuna ulaşılmış, ekstra maliyet oranları %3,5-12,5'e kadar azaltılmıştır [82].

1.2. Tezin Amacı

Artan EA şarj talebine bağlı olarak, yeni üretim bataryaların HGS'ye getireceği; teknik (özellikle öz tüketimsel değerler), mali (özellikle enerji üretim maliyeti ve geri ödeme süresi) ve çevresel (karbon emisyonu, para cezası ve karbon ayak izi) etkilerin analiz edilmesi, birincil amaçtır. Ayrıca farklı DOD seviyelerine, mali katsayılara ve ikincil kullanım kapasitesine göre İKB'nin teknik perspektiften incelenmesi, ikincil amaçtır. Bu sayede elde edilen en optimal İKB modelinin; farklı karbon emisyonu para cezalarında ve iklim bölgelerinde uygulanabilirliğinin sorgulanması ve buna göre en uygun kurulum şartlarının tespit edilmesi, üçüncül amaçtır. Bu üç amaç doğrultusunda literatürdeki eksiklikler giderilecektir.

1.3. Hipotez

Ülkelerin net sıfır karbon emisyonu hedeflerine 2050 yılına kadar ulaşabilmesi için üreten tüketici kavramını tekrardan değerlendirmesi gerekir. Bu yüzden, gelecekte ulaşımda EA'ların yoğunluğunun artması sebebiyle şarj talebinin karşılanabilmesi için solar PV panellere başvurulmuştur. Enerji güvenilirliğini sağlamak ve öz tüketimi yani yenilenebilir enerjinin kullanımını artırabilmek için

yeni üretim ve ikincil kullanım bataryalar sisteme ilave edilmiştir. Talebin karşılanmasında yetersiz kalındığı durumlarda ise şebekeye başvurulmuş olup şebekeye elektrik satışı gerçekleştirilmiştir. Bu sayede oluşturulan HGS modelleri, ilk olarak YTÜ Elektrik-Elektronik Fakülte otoparkına ve çatısına uygulanmış olup HOMER Grid, kamuya ait bir bina için; teknik, ekonomik ve çevresel optimizasyonu gerçekleştirmek için seçilmiştir. İkinci etapta ise HGS modellerini, farklı iklim bölgelerinde değerlendirebilmek için ortak bir şarj talep profili belirlenmiştir. Bu sayede özel veya kamuya ait talep belirsizliklerinin önüne geçilmiştir. Kısacası ülkemizin İstanbul, Ankara, İzmir, Antalya, Erzurum, Trabzon ve Şanlıurfa gibi güzide il merkezlerinde kurulacak 2000 m^2 alana sahip halka açık (%20 hızlı, %80 yavaş şarjlı) şarj istasyonunda, HGS modelleri test edilmiştir. Daha çok ikincil kullanımın sorgulandığı ikinci etap, HOMER Grid'ten alınan talep verilerinin HOMER Pro'ya aktarılması ile gerçekleştirilmiştir. Yeni üretim ve İKB'nin kıyaslanmasından sonra; farklı ikincil kullanım kapasitelerinde, farklı mali katsayılarda, DOD_{max}'larda, karbon para cezasında ve iklim bölgelerinde en optimal alanın seçilmesi, İKB uygulanabilirliğinin test edilmesi sonucunda hipotez sonlandırılmıştır.

2
ELEKTRİKLİ ARAÇLAR

2.1. EA Tarihi

EA'ların altyapısı ilk olarak 1800'lü yıllarda başlamıştır. 1800 yılında Alessandro Volta tarafından volta yığını olarak adlandırılan bataryayı elde etmesinden sonra 1821 yılında Micheal Faraday elektrik motorlarının temel prensiplerini açıklamıştır. 1832 ile 1839 yılları arasında sırasıyla: Hollanda'nın Groningen kentinde Profesör Sibrandus Straitingh tarafından küçük bir EA modeli sergilenmiş; Robert Anderson tarafından Vehiculo Electrico adıyla prototip tanıtılmış; Thomas Devenport'un geliştirdiği primer bataryalı model ABD'de sergilenmiştir (Bakınız Şekil 2.1). 1859'da ise Plante sekonder hücreyi ve bataryayı geliştirmiştir. 1869 yılına gelindiğinde ise Gramme 1 beygir gücünden yüksek DA elektrik motoru tasarlamıştır. Gerek batarya teknolojisinin yetersizliğinden gerekse de menzil problemlerinden dolayı 1874 yılından sonra ise içten yanmalı motorlara ilgi daha fazla hale gelmiştir. Lakin EA çalışmaları bu süreçte de devam etmiştir. Charles Kettering'in İYM'li araçların hem marş motorunu bulması hem de marş aküsünü oluşturan kurşun-asit bataryanın keşfi ile değiştirilebilir bataryalara ilgi biraz da olsa artmıştır. 1882 yılında ise William Ayrton ile John Perry, sürücü yerinin altına yerleştirdikleri DA motoru ve 10 adet kurşun-asit batarya (1,5 kWh) neticesinde 3 tekerlekli bir taşıt tasarlamışlardır. 1886'da EA'lara ilgiyi azaltacak bir gelişme yaşanmıştır. Bu: Carl Benz'in gazla çalışan otomobili için patent başvurusu yapmasıdır. Bu olumsuzluklara rağmen 1894 yılına gelindiğinde; Henry G. Morris ve Pedro G. Salom, Electrobat adlı bir EA prototipi geliştirmiştir. 1895 yılına gelindiğinde ise Thomas Parker tarafından yeni bir EA prototipi kamuoyuna duyurulmuştur. Bundan bir yıl sonra ise İngiltere'de 48 km menzile sahip 15 elektrikli ticari taksi, Londra Elektrikli Taksi Şirketi tarafından insanlığın hizmetine sunulmuştur. Daha sonraki yıl ise Paris'te Darracg tarafından rejeneratif frenlemenin benimsendiği yeni bir EA modeli ilk kez tanıtılmıştır. 1900 yılında ise buharlı, elektrikli ve benzinli araçlar

yarıştırılmaya başlanmıştır. Yarışta bir Camile Jenatzy'nin tasarladığı EA modeli 105,9 km/saat hıza ulaşarak dünya rekoru kırmış olup bunu 3 sene korumuştur. Yine aynı yılda Ferdinand Porsche tarafından Mixt-Wagen adlı ilk hibrit EA tasarımı sergilenmiştir. Yine tam bu sırada, Fransa'da ise Elektro otomobil adlı yeni bir hibrit model tanıtılmıştır. Üç yıl sonra ise Kringer'in geliştirdiği hibrit araç büyük beğeni toplamıştır. 1912 yılına gelindiğinde ise The Pope Manufacturing şirketi tarafından tarihte bilin ilk EA şarj cihazı üretilmiştir. Daha sonraki yıl ise Thomas Edison EA platformunu kendine özgü harmanlamıştır lakin maliyetinden dolayı popüler hale elememiştir. İki yıl sonra ise nikel demiri barındıran bataryayı kullanan, 40 km/h'lik maksimum hıza sahip 129 km menzilli EA, Detroit'te sergilenmiştir. 1916 yılına gelindiğinde ise Woods Motor şirketi yeni bir hibrit EA modeli geliştirmiştir. Sonraki yıllarda Porsche tarafından iki adet fosil yakıtlı motor ve bir adet bataryayı barındıran hibrit model satışa sunulmuştur. 1920 ile 1960 yılları arasında gerek Henry Ford'un İYM araçlarını seri üretime geçirmesiyle gerekse de EA'lara yeterli ilginin maliyetinden ve teknolojisinden ötürü gösterilmemesinden dolayı EA popülerliği hızla azalmıştır. 1960'lı yıllarda ise ilk ciddi çalışma, Enfield şirketi tarafından şehir içi kullanım için tasarlanmış, 8000 adet kurşun-asit bataryalı EA modeli satışa çıkarılmıştır. 15 Ekim 1973 tarihinde ise yaşanan OPEC petrol krizi sonrası EA'lar tekrar gündeme gelmiştir. 1976 yılına gelindiğinde Fiat tarafından 2 kişilik yere sahip, 80 km menzilli, 14 kW elektrikli motorlu ve rejeneratif frenli deneysel EA prototipi yani Fiat X1/23 hizmete sunulmuştur. Daha sonraki yıllarda ABD Enerji Bakanlığının desteklediği, 37 kW'lık iki fazlı AC tahrik motorunun kullanıldığı, darlington transistöre ve 200 V'luk kurşun-asit bataryaya sahip Fort/GM ETX-1 geliştirilmiştir. Ford'un bünyesindeki laboratuvarlarda sodyum-sülfür batarya teknolojisi üzerine çalışılarak 1988 yılında; 160 km menzilli, 96 km/h hızlı, sodyum-sülfür bataryayı kullanan ETX-2 prototipi üretilebilmiştir. 1997 yılına gelindiğinde ise seri üretime geçen ilk hibrit araç Toyota Prius pazar piyasasını süslemiştir. 2001 yılında ise General Motors EV1 aracını SAE J1772-2001 standardı ile şarj etmeye başladı. Aynı yıl içerisinde Avcon dikdörtgen yapıda konnektör üreterek şarj gücünü 6,6 kW'a çıkarabilmiştir. 2006'ya gelindiğinde ise Yazaki, şebeke bağlantılı 19,2 kW şarj güçlü yeni bir şarj altyapısını geliştirdiğini bildirmiştir. Üç yıl sonra geliştirdiği

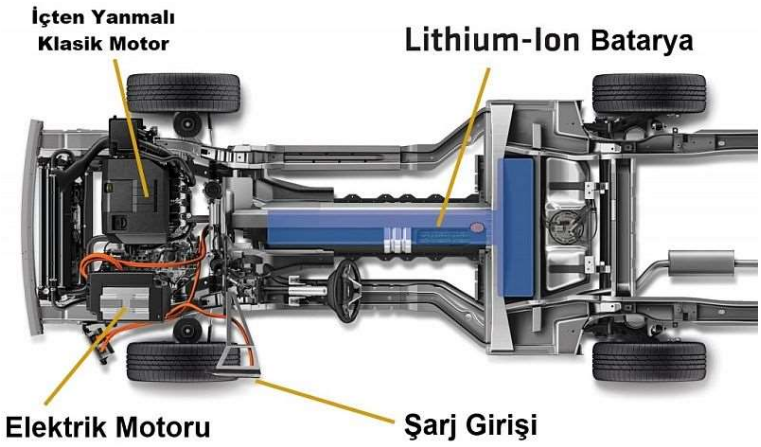
bu yapı, Amerikan Otomotiv Mühendisleri Birliği (SAE) Komitesi tarafından kabul almıştır. 2010 yılında ise Yazaki'nin geliştirdiği sistemi, SAE, SAE J1772 REV 2009 Standardı olarak kabul etmiştir. SAE bünyesinde Smart, Chrysler, General Motor, Ford, Honda, Toyota, Nissan ve Tesla gibi şirketleri barındırmaktaydı. Yazaki'nin bu sistemi ayrıca Uluslararası Elektroteknik Komisyonu (IEC) 62196-2 Standardı'na eklenmiştir [83], [84]. Neticede; 1990 ve sonrası çalışmalar, günümüzde de popüler olan şirketler aracılığı ile halen sürdürülmektedir.



Şekil 2.1 Üretilen ilk elektrikli araç prototipi - Thomas Davenport [83]

2.2. EA Yapısı ve Türleri

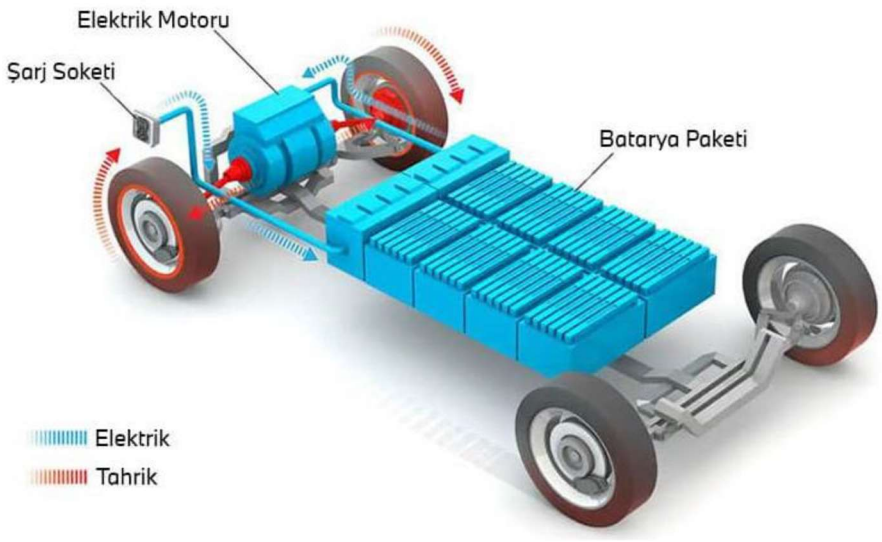
Elektrik motorunun içinde yer alan ve dönen rotor vasıtasıyla EA'lar çalışmaktadır. Rotor döndükçe elektrikli akımı iletimi ile elektrik enerjisi hareket enerjisine çevrilir. Fosil yakıtlı araçlara göre tork gücünün net bir şekilde hissedilebilmesi için herhangi bir süre beklenmez. Yüksek verimlilik, aşınmazlık, çift yönlü çalışma özelliği olan EA'lar bünyesinde içten yanmalı ve elektrik motorunu barındırırken rejeneratif fren ve diğer nedenler (kinetik enerjinin ısıl formda yeniden kazandırılması) ile kazandığı enerjiyi depolayabilen bataryalara sahip kompakt yani hibrit yapılardır. Doğrusal akımın alternatif akıma dönüştürülmesi ve sonrasında kinetik enerjinin elde edilmesine dayanan bu yapıların farklı türleri mevcuttur. Bunlar; bataryalı, fişli/prizli, yakıt hücreli, hibrit (seri, paralel, seri-paralel, mikro, hafif, tam hibrit) vb. Şekil 2.2'de ise tipik bir elektrikli aracın içyapısı gösterilmiştir [85]–[92].



Şekil 2.2 EA'nın içyapısı [85]

2.2.1 BEA

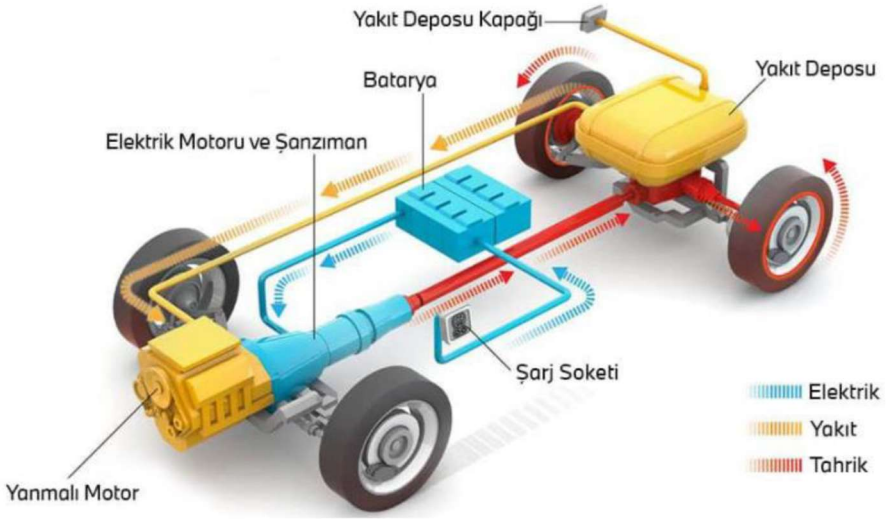
Asıl güçlerini elektrik motorundan karşılayan bu yapıda, bataryalarının dışarıdan şarj edilebilme imkânı yoktur. Dolayısıyla batarya boyutları ve maliyetleri önemli bir dezavantaj oluşturur. Tamamen elektrikli aktarma organları ve bataryanın olduğu BEA'larda, hareketli parça sayısı çok azdır ve az bakım gerektirir. İYM'nin olmadığı BEA'lar, fişli elektrik kablolarının kullanılması ile ancak şebekeden şarj edilebilmektedir. Yani bünyesinde enerji üretim mekanizması yer almadığından harici yük transferi ile bataryalar şebeke güç girişleri vasıtasıyla doldurulabilmektedir. Diğer EA türlerine göre basit mimarisi, çevreci yaklaşımı ile öne çıkmaktadır. Keza iyi hızlanma ve yüksek hız değerlerine sahip bu yapı, fosil yakıtlı araçlara göre diğer EA türlerine göre menzilleri daha düşüktür, şarj edilme yer imkanı azdır ve şarj edilme süreleri daha uzundur. Şekil 2.3'de BEA tipinin içyapısı örneklendirilmiştir [85]–[92].



Şekil 2.3 BEA içyapısı [85]

2.2.2 PHEA

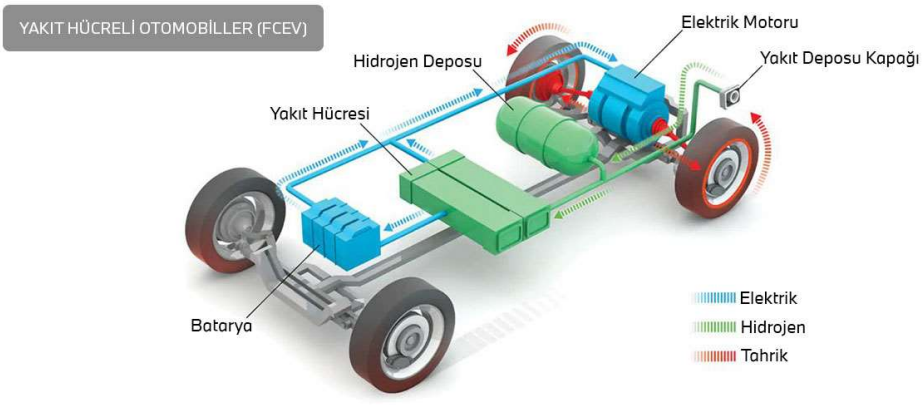
İki farklı şekilde yakıt ikmali yapabilirler. Elektrik motorunun haricinde içten yanmalı motoru da bünyesinde barındırır. Ayrıca batarya bankalarının da yer aldığı bu yapıda, depolamanın şarj durumu belli limitin üstüne çıkarsa elektrikli motorlar hareket için kullanılmaktadır. Lakin böyle bir durum söz konusu değilse İYM hareketi sağlar. Uzun yolculuklar için BEA'lar yerine kullanılması daha makuldür. Lakin iyi bir şarj altyapısının olması büyük önem taşımaktadır. Nitekim daha çok şehir içi yolculuklarda tercih edilmektedir. Dışarıdan şarj edilebilen bir yapıyı içermesi ve daha küçük kapasitede bataryayı içermesi dolayısı ile BEA'lardan ayrılmaktadır. Lakin bu batarya kapasitesi ve motor büyüklüğü hibrit türlere göre yine oldukça yüksektir. Büyük kapasiteli bataryaya sahip türlerinin ise tamamen elektrik modunda çalışması sağlanması yakıt tüketimini oldukça azaltmaktadır. İYM ve bileşenlerinin ebatlarını küçültmesi ile bakım masrafları, fosil yakıtlı araçlara göre oldukça azaltılabilmektedir. Farklı olarak kamuya ait şarj yeri aramaktansa garaj gibi özel yerlerde şarj edilebilme imkânı sunmaktadır. Aracın içinde yer alan dinamik sistemler vasıtasıyla elektrikli veya içten yanmalı çekiş modunda çalışılmaya müsait bir yapıdadır. Şekil 2.4'de PHEA tipinin içyapısı örneklendirilmiştir [85]–[92].



Şekil 2.4 PHEA içyapısı [85]

2.2.3 FCEA

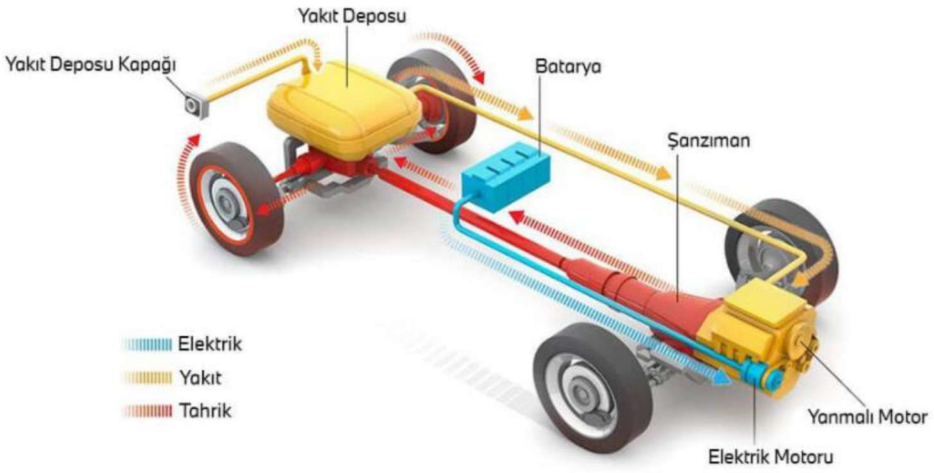
İYM araçlara göre daha yüksek verimde, daha sessiz, modüler ve daha çevreci (sadece su buharı ve ılık hava yayar) bir yaklaşım ile yakıtın (hidrojen) kimyasal enerjisinden elektrik enerjisine dönüştürüldüğü bir EA türüdür. Yakıt hücreli bu türde, batarya grubunun şarjı için sisteme yakıt hücresi altyapısı eklenir. Hibrit yapıdaki İYM ve generatörün yerini alan yakıt hücresi ile menzil önemli ölçüde artırılmıştır. Ayrıca 5 dk'dan daha az bir sürede yakıt ikmali yapılabilirken 500 km ve üzerinde sürüş menziline sahiptir denilebilir. Bu kadar avantajın yanı sıra dezavantajı yaygınlığını oldukça azaltmıştır. Örneğin; hidrojen maliyetinin yüksek oluşu, yakıt ikmal noktalarının azlığı, patlama tehlikesinin olması yani güvenlik endişeleri, alt yapısının tıpkı hidrojen gibi maliyetli oluşu vb. Şekil 2.5'de FCEA tipinin içyapısı örneklendirilmiştir [85]–[92].



Şekil 2.5 FCEA içyapısı [85]

2.2.4 HEA

İYM'ye ilaveten batarya bankasını ve elektrik motorunu içeren hibrit araçlar, aracın hareketi için bu iki motordan elde edilen gücü birlikte kullanır. İYM'nin aktif olduğu süreçte veya rejeneratif fren safhasında, kaybolan enerjinin bataryalara elektrik enerjisi olarak aktarılabilmesi için elektrik motoru generatör olarak işlev görür. İYM görevin çoğunu yerine getirirken yakıt ekonomisi amacıyla elektrik motoru yardımcı işlev görevindedir. Ayrıca benzin kullanımı sonucunda üretilen enerji ve bataryada depolanan enerji motorlar aracılığı ie hareket aksamlarına aktarılmaktadır. Enerji kesintisinin olmaması adına iki sistemde, aynı hareket organına entegre edilir. Hibrit yapıdaki iki farklı motorda, batarya gruplarını besleyebilmesinden ötürü BEA'lara göre batarya boyutu daha küçüktür. Şarj edilebilme süresi ve menzil sorunu, BEA'lara nazaran azaltılabilmiştir. Ayrıca şebekeye bağlanma ve şebekeden yeniden şarj olma imkânı yoktur. Bu yüzden rejeneratif fren ile İYM şarj işlemi için kullanılır. İYM'yi içeren geleneksel araçlara nazaran ortalama yükü esas alacak şekilde tasarım yapıldığından, boyutlar daha küçük olup verimlilik iyileştirilebilmiştir. İki farklı motordan da gelecek çekişin tekerlere aktarılabilmesi için ağır ve karmaşık mekanik aksama gerek vardır, dolayısıyla üretim maliyetleri fazladır. Ayrıca BEA'lara nazaran sessiz çalışma modu daha verimsizdir. İYM ve elektrik motoru, bataryalar ile değişik yöntemlerle bir araya getirilirse seri, paralel ve seri-paralel hibrit yapılar oluşturulabilmektedir. Farklı olarak yakıt ikmali ve şarj yöntemlerine göre belirlenen geleneksel, şebeke bağlantılı PHEA'ların haricinde kombinasyon seviyelerine dayanan gelişmiş hibrit araçlar; mikro, hafif ve tam hibrit sınıflarına sahip olabilmektedir. Şekil 2.6'da HEA tipinin içyapısı örneklendirilmiştir [85]–[92].



Şekil 2.6 HEA içyapısı [85]

Bu denli türleri olan EA'ların birbiri arasında kıyaslanması önem arz eder. Tablo 2.1'de ise günümüzde en yaygın görülen; hibrit, bataryalı ve yakıt hücreli EA türleri belirlenen parametrelerce kıyaslanmıştır [87].

Tablo 2.1 EA türlerinin karşılaştırılması [87]

Parametreler	**BEA**	**HEA**	**FCEA**
Çekiş	Elektrik Motoru	Elektrik Motoru İYM	Elektrik Motoru İYM
Enerji Depolama Sistemi	Batarya Süperkapasitör	Batarya Süperkapasitör	Batarya Süperkapasitör Yakıt Hücreleri
Enerji Kaynağı Seçeneği	Şebeke Elektriği (Plug-in)	Akaryakıt İstasyonları Şebeke Elektriği (Plug-in)	Hidrojen Üretimi ve Ulaşım Altyapısı
Tipik Özellikleri	* Sıfır emisyon * Yüksek enerji verimliliği * Petrol türevli yakıttan bağımsızlık * Yüksek imalat maliyeti * Kısıtlı sürüş menzili	* Düşük emisyon * İYM'ye göre yüksek yakıt tasarrufu * Uzun sürüş menzili * Ham yakıtlara bağımlılık * Yüksek maliyet * Ticari olarak üretim	* Sıfıra yakın emisyon * Yüksek enerji verimliliği * Ham yakıtlardan bağımsızlık * Sürüş menzili * Yüksek maliyet * Gelişim aşamasında
Sorunlar	* Batarya teknolojisi ve yönetimi * Fiyat * Düşük sürüş menzili * Sınırlı şarj yeri imkânı	* Çoklu enerji kaynaklarının kontrolü, uyumu ve yönetimi * Batarya boyutları ve yönetimi	* Yakıt hücresi maliyeti * Ömür * Güvenilirlik * Hidrojen altyapısı

2.3. EA Popülerliği ve Pazarı

2.3.1 Küresel Gelişmeler

Ülkelerin EA'lara yönelik önemli politikaları her geçen gün artmaktadır. Çin, Japonya, ABD, Kanada, Norveç, İngiltere, İspanya, Fransa, İtalya vb. ülkelerin hafif yolcu taşıma aracı ve ağır hizmet araçları için belirlediği politikalar sayesinde küresel karbon emisyonunda ulaşımın payı her geçen gün azalmaktadır. Nitekim 2021 verileri incelendiğinde, bu payın %23'e düştüğü söylenebilir. Ayrıca bu payın düşmesinde, piyasada baskın olan şirketlerin faaliyetleri de önemlidir. Yani BMW, Mercedes, General Motor, Honda, Hyundai, Nissan, Renault, Toyota, Volkswagen, Stellantis gibi şirket gruplarının otomobil üretiminde ve satışında izlediği gelecek politikaları, ülkelerinde teşviki ile çevre kirliliğini daha da azaltacaktır. Nitekim ülkelerin ulusal ve eyalet bazlı uyguladığı politikalar, Ek bölümünde yer alan Tablo 1'de özetlenmiştir. Keza EA şirket gruplarının belirlediği politikalar ise Tablo 2.2'de gösterilmiştir [93].

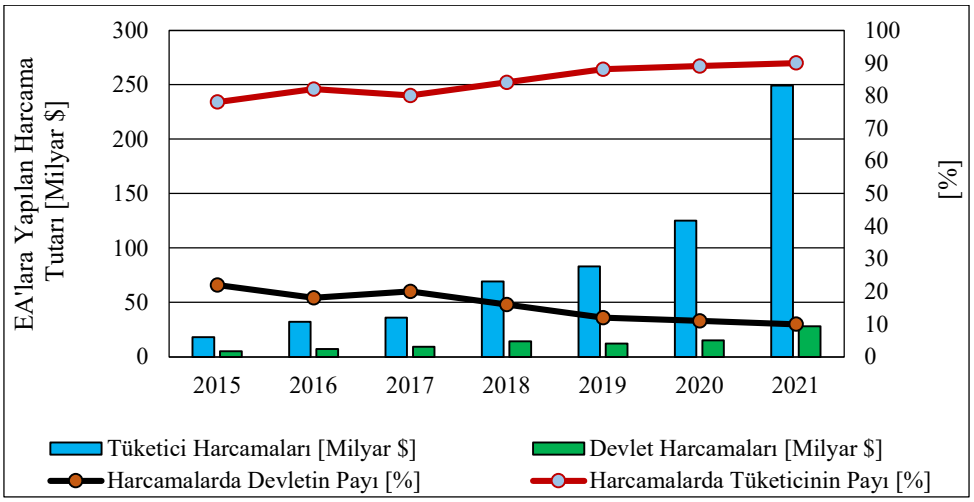
Tablo 2.2 EA şirket gruplarının belirlediği satış hedefleri [93]

Şirket Grupları	Duyuru Tarihleri	EA Satış Hedefi
BMW	2014 - 2022	2030 yılına kadar satılacak araçlarının %50'sinin EA olması istenmektedir.
Mercedes-Benz	2010 - 2021	2025 yılından itibaren tamamen EA satışına yönelecektir.
Ford	2010 - 2022	Küresel otomobil pazarında satışlarının; 2026 yılına kadar üçte birinin; 2030 yılına kadar %50'sinin EA olması istenmiş olup 2030 yılına kadar Avrupa'daki satışlarının %100'ünün EA olması hedefi konulmuştur.
General Motor	2017 - 2022	2025 yılına kadar 30 EA modeli ve Kuzey Amerika'da 1 milyon adetlik kurulu BEA üretim kapasitesi ve 2040'a kadar karbon nötrlüğü hedefi vardır.
Honda	2016 - 2021	Kuzey Amerika ve Çin satışlarının 2030'a kadar %40'ının, 2035'e kadar %80'inin EA olması. Ayrıca 2040'a kadar %100 EA hedefi vardır.
Hyundai Kia	2012 - 2022	2030'a kadar 1,9 milyon BEA satışı, %7'lik küresel pazar payı hedefi vardır. Ayrıca 2030 ve sonrasında içten yanmalı araçların satışını sonlandıracaktır.
Nissan	2011 - 2021	2030'a kadar %50 elektrifikasyon karışımını hedeflerken 15 yeni EA'da dâhil olmak üzere toplamda 23 yeni EA modelini piyasaya sürmek
Renault	2011 - 2022	2030'a kadar Avrupa'daki satışlarının %90'ının EA olması

Tablo 2.2 EA şirket gruplarının belirlediği satış hedefleri (devamı)

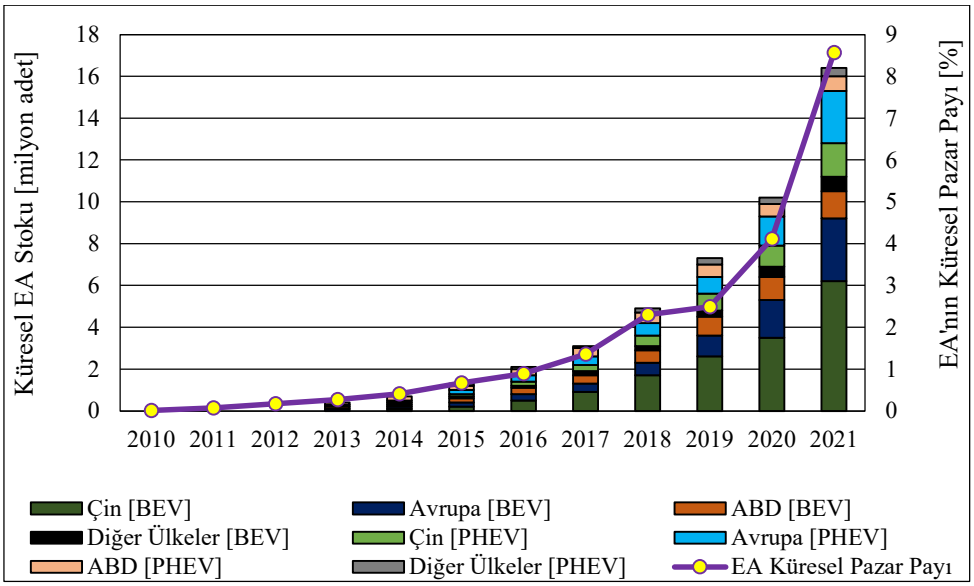
Şirket Grupları	Duyuru Tarihleri	EA Satış Hedefi
Stellantis (Peugeot, Citroen, Opel, Dodge, Maserati, Fiat vb.)	2018, 2021-2022	2030 yılına kadar Avrupa'daki satışlarının %100'ünün, ABD'deki satışının %50'sinin BEA olması
Toyota	2012, 2015, 2017, 2019, 2021	2030'a kadar 1 milyondan fazla BEA ve FCEA hedeflenirken dünya çapında toplam 5,5 milyondan fazla satış yapması istenmektedir. Ayrıca 2013 karbon emisyon seviyesini ilgili yıla kadar %25 azaltma hedefi vardır.
Volkswagen (Volvo, Geely vb.)	2010, 2013, 2016, 2019, 2021	Küresel otomobil pazarında satışlarının: 2030'a kadar; EA'ların Avrupa'da %70'i, Çin ve ABD'de %50'yi geçmesi gerektiği bildirilmiş; 2040'a kadar; toplamda neredeyse %100'ü bulması istenmiştir. Ayrıca 2030 yılına kadar tamamen EA şirketi olmayı taahhüt etmiştir.

Bu politikaların uygulamak adına devletlerin ve tüketicilerin yatırım payları da önem arz eder. Nitekim 2015 yılından bu yana, bu alana yapılan devlet harcamaları, 5 milyar $'dan 28 milyar $'a çıkmıştır. Keza EA'lara yapılan yatırım bakımından günümüzde, devlet payının %10'lara gerilemiştir. Bunda yatan ana neden ise 2015 yılından bu yana, bu alana yapılan tüketici harcamalarının devletten daha fazla olmasındandır. Örneğin 2015 yılında tüketici harcaması 18 milyar $ iken 2021 yılında bu değer, 249 milyar $'a çıkmıştır, keza devlette ise bu değerler sırasıyla 5 ve 28 milyar $'dır. Buradan da görülebileceği gibi hükümetler tarafından henüz EA'lara teşvikler alt safhalardadır. 2050 yılına kadar bu eksikliğin giderileceği düşünülmektedir. Şekil 2.7'de ise bu durumu görmek mümkündür [94].



Şekil 2.7 EA'lara yapılan küresel ölçekteki harcamalar

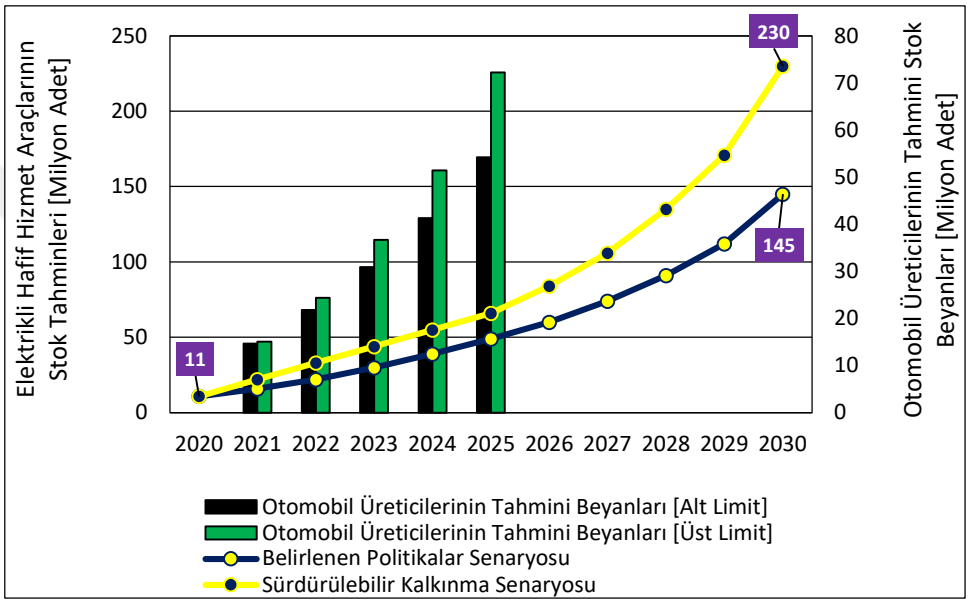
Tablolardan ve Şekil 2.7'den görülebileceği üzere, ülkeler ve EA şirketleri, otomobil pazarında, en geç 2050 yılına kadar karbon emisyonunun sıfıra indirilmesini hedeflemektedir. Bu doğrultuda 300 milyonun üzerinde EA'nın yollarda olması beklenmektedir. Keza 2020 ile 2030 yılları arasında orta ölçekte ise 56 milyon EA satışının yapılması planlanmaktadır. Günümüze baktığımızda, EA'ların, otomobil pazarındaki payı IEA'nın 2021 yılı verileri neticesinde, %8,57 olarak belirlenmiştir. Ayrıca kayıtlı EA sayısı bakımından Çin, 7,8 milyon adet ile en ön sırada yer almaktadır. Onu sırasıyla Avrupa ülkeleri ve ABD takip etmektedir. Keza bataryalı EA'ların fişli yani PHEA'lara göre her bölgede daha baskın olduğu vurgulanabilir. Örneğin en baskın bölge Çin'de; 6,2 milyon adet kayıtlı BEA mevcut iken PHEA sayısı 1,6 milyon adettir. Şekil 2.8'de ise bölgelere göre mevcut kayıtlı EA türlerinin sayısı ve EA pazar payının yıllara göre değişimi gösterilmiştir. Farklı olarak EA türleri açısından son stok verileri incelendiğinde; %90,5'lik payın yolcu sınıfı hafif hizmet araçlara, %5,32'lik payın otobüslere, %3,9'luk payın hafif ticari araçlara ve %0,26'lık payın kamyon gibi ağır taşıtlara ait olduğu IEA tarafından vurgulanmıştır [94].



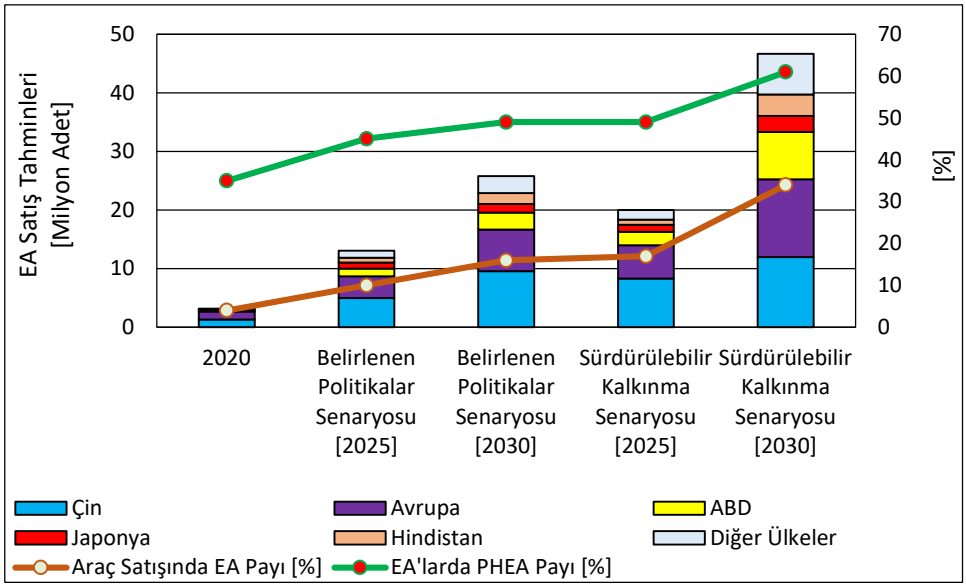
Şekil 2.8 Küresel pazarda EA'ların konumu

Ayrıca IEA'nın belirlediği iki farklı senaryo ve otomobil üreticilerinin tahmini beyanlarınca hafif hizmet EA'ların stok tahminleri, 2030 yılına kadar ölçeklendirilmiştir. Günümüzden 2030'a kadar EA'larda ne gibi bir gelişme yaşanacağı bu sayede daha net görülebilecektir ki bu durum Şekil 2.9'da gösterilmiştir. IEA'nın ilk senaryosu yani Belirlenen Politikalar Senaryosu; Paris Anlaşması kapsamında Ulusal Olarak Belirlenmiş Katkıları içermenin haricinde aşağıdan yukarıya modelleme çalışması, fiyatlandırma politikaları, verimlilik standartları ve planları, elektrifikasyon programları ve ayrıca belirli altyapı projeleri dâhil olmak üzere sektörel düzeyde çok fazla ayrıntıya yer vermiştir. IEA'nın ikinci senaryosu yani Sürdürülebilir Kalkınma Senaryosu ise Dünya Enerji Organizasyonu (WEO) 2021'e atıfta bulunmaktadır. Ayrıca bu senaryoda, Paris Anlaşması'nda belirlenen "2 °C'nin çok altında" emisyon stratejisi kapsamında, tüm net sıfır emisyon taahhütlerine ulaşılmakta olup gelişmiş ekonomili ülkelerin 2050'de, Çin'in 2060'da, diğer tüm ülkelerin en geç 2070'e kadar net sıfır emisyona ulaşacağı varsayılır. Belirlenen Politikalar Senaryosu ile 2030 yılına kadar EA stoğunun 145 milyona; Sürdürülebilir Kalkınma Senaryosu ile yine aynı yıla kadar 230 milyona çıkılacağı tahmin edilmektedir. Nitekim 2030 yılında otomobil satışında EA payının ilk senaryoda %15'e çıkacağı vurgulanırken ikinci senaryoda, EA stok payının %12'ye ulaşacağı öngörülmüştür. Ayrıca otomobil üreticileri yani orijinal ekipman üretici beyanlarının alt ve üst sınırları incelendiğinde, günümüzdeki hafif hizmet EA'ların stok sayısı sırasıyla 14,7 ve

15,1 milyon adettir. 2025'e kadar olan bu beyanlarda, 2025 itibarıyla bu değerlerin sırasıyla 54,2 ve 72,2 milyon adede ulaşacağı planlanmaktadır. Farklı olarak Şekil 2.10'da ise bu politikalar çerçevesinde, Çin, ABD ve Avrupa vb. bölgelerde EA stokunun ne gibi değişikliklere uğrayacağı, araç satışlarındaki EA payının ne olacağı ve fişli yani PHEA tipi EA'larda gözlenecek ilerlemeler özetlenmiştir. Buradan en iyi senaryodan yola çıkılarak 2030 yılında, otomobil satışında EA payının %34'e çıkacağı, EA'lardaki PHEA payının ise %27'ye ulaşacağı söylenebilir [94].



Şekil 2.9 Projeksiyon tahminlerine göre EA'ların geleceği – 1

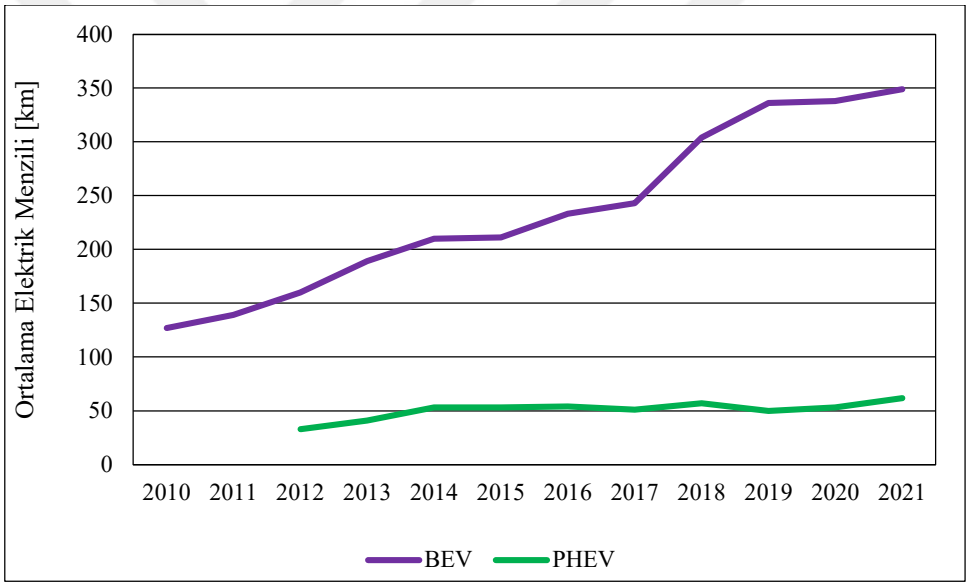


Şekil 2.10 Projeksiyon tahminlerine göre EA'ların geleceği – 2

İlgili politikaların haricinde dünyada uygulanan diğer girişimlerden üçü ise EV30@30, Drive to Zero ve Net Zero Karbon Emisyon Hedefleri (2050)'dir. EV30@30 Kampanyası, EA'ların gelişimini teşvik etmek için 2017'deki Temiz Enerji Bakanlığı (CEM) toplantısında başlatılmıştır. EA'ların (iki/üç tekerlekli araçlar hariç) tüm imza sahibi ülkelerde 2030 yılına kadar %30'luk satış payına ulaşması için toplu bir hedef belirlenmiştir. Nitekim kampanyayı on dört ülke onaylamıştır: Kanada, Şili, Çin, Finlandiya, Fransa, Almanya, Hindistan, Japonya, Meksika, Hollanda, Norveç, Portekiz, İsveç ve İngiltere. Küresel Ticari Araçların Sıfıra Sürüş Kampanyası (Drive to Zero), 2020 CEM toplantısında başlatılmıştır ve Elektrikli Araçlar Girişimi (EVI) kapsamında faaliyet göstermektedir. Temiz ulaşım ile kâr amacı gütmeyen bir kuruluş olan Temiz Ulaşım Teknolojisi Sektörü İçin Stratejik Broker (CALSTART) tarafından yönetilen kampanya, sıfır emisyonlu ticari araçların hızlı üretimini ve gelişimini destekleyebilecek politikalar, programlar ve eylemler geliştirmek için hükümetleri ve önde gelen endüstri paydaşlarını bir araya getirmeyi amaçlamaktadır. Drive to Zero, dokuz ulusal hükümet (Nisan 2020 itibariyle) ve dünyanın dört bir yanından önde gelen eyalet, il ve bölgesel hükümetler ve ajanslar dâhil olmak üzere 100'den fazla taahhüt ortağını bünyesinde toplamıştır [11]. Net Zero Karbon Emisyon Hedefi ise daha önceki kısımlarda değinilmiştir. Buradaki amaç ise 2050 yılına kadar tamamen sıfır emisyonlu otomobillere geçişi sağlamak (keza 2050'de EA Pazar payının %81,5'e çıkacağı bildirilmiştir), kirletici olmayan yenilenebilir üretim kapasitesinin artışını gerçekleştirmek (keza 2050'de enerji üretiminde yenilenebilir payının %88'e ulaşacağı bildirilmiştir), enerji verimliliğini yukarı seviyelere çekmektir [95].

Bu denli politikalar, teşvikler, girişim kampanyaları ve yatırımlar her geçen gün EA teknolojilerini (batarya vb. dâhil) geliştirmiştir. Tüketicileri korkutan engellerden en önemli ikisi menzil ve şarj istasyonu yetersizlikleri giderilmeye başlanmıştır. Nitekim gelişen teknoloji ile; 2010 yılında ortalama elektriksel menzili 127 km olan BEA'nın günümüzdeki bu değeri 349 km'ye çıkmıştır. Keza 2012 yılında ortalama elektriksel menzili 66 km olan PHEA ise günümüzde bu değerini, 62 km'ye yükseltmiştir [94]. Şekil 2.11'de ise gelişen teknolojiye ayak uyduran ortalama EA menzil iyileşmesi görülebilmektedir. Lakin şebeke

operatörleri gözünden bakılırsa, artacak EA şarj istasyonunun talepleri, şebekeleri oldukça yorması beklenmektedir. Nitekim Elektrik Mühendisleri Odası'nın (EMO) yürüttüğü bir çalışmada; 400 kVA transformatör merkezi dikkate alınmış, EA'lar için üç bara hesaba katılmış ve çıkış baralarında yük akış analizi yapmıştır. Seçilen 3 barayı yükleyecek şarj ünitelerinin akım değeri üç faz 32A olarak kabul edilmiş olup analiz sonucunda; şarj istasyonları, baralara bağlı değil iken transformatörün yüklenmesi %63, tek bir şarj ünitesinin baraya bağlanması durumunda, yüklenmenin %75'e, 3 adet şarj ünitesinin baraya bağlanması durumundaysa yüklenmenin %97'e çıktığı görülmüştür. Şarj ünitelerinin baraya bağlantısını sağlayan hatlarda ise %55, %80, %250 yüklenme artışı tespit edilmiştir [96]. Bunun önüne geçebilmek içinse yapılabilecek bir formül ise üreten tüketici kapsamında EAŞİ'lerin yaygınlaştırılmasıdır.



Şekil 2.11 Gelişen teknolojiye göre ortalama elektriksel menzilin artışı

2.3.2 Türkiye'deki Gelişmeler

Ülkemizde EA'lara ilginin artmasındaki ana nedenlerden biri ÖTV indirimleri olarak görülebilir. Türkiye'nin Elektrikli ve Hibrit Araçlar Derneği'nin (TEHAD) bildirisi üzerine, Ocak 2022 itibarıyla, farklı EA marka/modeline göre ülkemizde uygulanan ÖTV oranları Tablo 2.3'de özetlenmiştir [97]. Buradan hareketle, menzili 300 ile 650 km arasında olan çoğu EA modeli için ÖTV oranı %60 iken (Citroen C4, DFSK Series 3, Fiat 500e, Honda e, Peugeot 2008e, Opel Mokka e, VW ID 3 Pro, Renault ZOE hariç) 150 ile 300 km menzile sahip araçlarda ise bu

oran, %25'tir (XEV IEV7S ve Dacia Spring hariç). En kötü ÖTV oranı (%10) ise Smart EQ serilerine, XEV IEV7S, Dacia Spring, Renault ZOE'ye aittir. Farklı olarak ülkemizde 06.06.2022 tarihli 4760 sayılı Cumhurbaşkanı Kararnamesi'nde ÖTV'de yeni düzenlemeye gidilmiştir. Böylece: motor gücü 160 kW'ı aşmayan ve 700 bin TL matrahı geçmeyen EA'larda ÖTV %10 iken diğerleri %40 olarak belirlenmiştir. Ayrıca motor gücü 160 kW'ı aşan, 750 bin TL matrahı aşmayan EA'lara ise %50 ÖTV, diğerleri içinse %60 ÖTV'nin uygulanacağı bildirilmiştir.

Tablo 2.3 Ülkemizde farklı EA markalarına göre uygulanan ÖTV oranları

Marka-Model	Menzil [km]	ÖTV [%]	Marka-Model	Menzil [km]	ÖTV [%]
Mini Cooper SE	150-300	60	MG ZS	150-300	25
Toyota	150-300	60	Citroen C4	300-650	25
BMW i3	300-650	60	DFSK Series 3	300-650	25
Skywell ETS	300-650	60	Fiat 500e	300-650	25
Ford Mustang Mache	300-650	60	Honda e	300-650	25
Seat Born	300-650	60	Peugeot 2008e	300-650	25
Hyundai Kona	300-650	60	Opel Mokka e	300-650	25
Kia eNiro	300-650	60	VW ID3 Pro	300-650	25
Mercedes Benz EQA	300-650	60	Smart EQ ForTwo	0-150	10
Volvo XC40 Recharge	300-650	60	Smart EQ ForFour	0-150	10
Porsche Taycan	300-650	60	XEV IEV7S	150-300	10
TOGG	300-650	60	Dacia Spring	150-300	10
Mercedes Benz EQS	300-650	60	Renault ZOE	300-650	10
Mercedes Benz EQC	300-650	60	BMW iX3	300-650	60
Jaguar I-PACE	300-650	60	Audi eTron	300-650	60
BMW iX	300-650	60	Günsel B9	300-650	60

ÖTV'den farklı olarak ülkemizin 2019 yılının sonlarında tanıttığı TOGG ile EA popülerliği üst seviyelere çıkmıştır. Anadolu Grubu, BMC, Turkcell, Zorlu Holding ve TOBB'un bir araya gelmesi ile Bursa Gemlik'te ilk fabrikası kurulan bu girişiminin: Arkadan itiş olarak 200 HP beygir gücünde, dört teker çekişli olarak 400 HP beygir gücünde iki farklı motor için üretilmesi planlanan yeni SUV modelinin maksimum hızı 180 km/h, 500 km menzilli olması beklenmektedir. 30 dk'dan daha az bir sürede, hızlı şarj ile %80'e kadar batarya dolumu planlanan TOGG'un, 0-100 km/s arasında hızlanmanın iki farklı tip için 4,8 ve 7,6 saniye

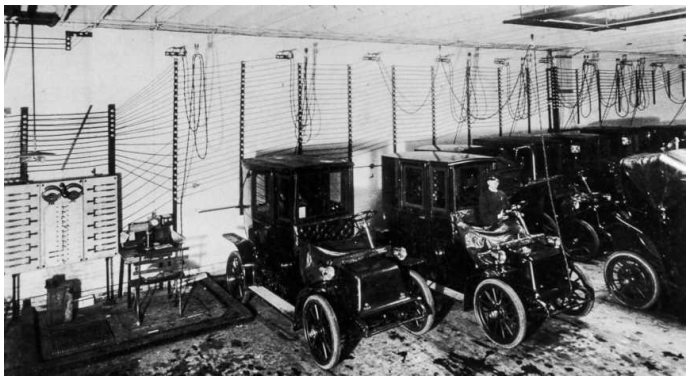
olacağı düşünülmektedir. Ayrıca 80 kWh'lik bir batarya kapasitesinin olacağı, bunun maksimum 150 kW DC veya 11 kW AC Seviye-2 ile şarj olacağı planlanmaktadır. Ülkemizde yeterli bor rezervi düşünüldüğünde, geliştirilecek yeni enerji depolama yapısı ile yeni EA üretiminin daha da popüler hale geleceğini söylemek mümkündür.

TOGG'un piyasaya henüz çıkmadığı düşünülürse, TEHAD'ın yayınladığı 2022 Haziran raporunda, ülkemizdeki elektrikli otomobil satışında en büyük payın %27 ile Porsche markasına ait olduğu ve onu sırasıyla %19 ile Renault, %17 ile Mercedes Benz, %16 ile BMW, %15 ile Megan ve %5 ile DFSK, Jaguar, Mini'nin takip ettiği bildirilmiştir. Ayrıca bu raporda; hibrit otomobil satışında en büyük payın %21'er ile Renault ve BMW yer alırken onları sırasıyla %18 ile Mercedes Benz, %7'şer ile DFSK, Volvo, %6'şar ile Hyundai, Skywell, %4'er ile Megan ve Porsche takip etmiştir. Nitekim Ek bölümünde yer alan Tablo 2, 2022 Haziran ayı itibarıyla Türkiye'deki EA satışlarını göstermektedir. Ayrıca yine Ek bölümünde yer alan Tablo 3'de ise seçilen marka/model EA'lardaki 2020 satış rakamlarına göre satış değişimi, 2021 için özetlenmiştir. Tablolardan hareketle, elektrikli otomobil için sırasıyla Mercedes Benz EQC, Renault ZOE, Porsche TAYCAN; hibrit otomobil için sırasıyla Volvo XC60 T8, Volvo XC40, DS Auto DS7, Lexus ES, Volvo XC90 T8 ve Toyota YARIS markalarına yoğun ilgi gösterildiği görülebilmektedir. Nitekim (-) değerler ise ilginin azaldığını göstermektedir [98].

3
ELEKTRİKLİ ARAÇ ŞARJ İSTASYONLARI

3.1. EAŞİ Tarihi ve Şarj Standartları

19. yüzyılın ortalarında başlayan EA şarjı için istasyon kurulumu elbette ki yoktu. Bunun yerine istasyon olarak batarya odaları kullanılmaktaydı. Devasa batarya paketlerinin bulunduğu bu odada, tükenmiş olan tek kullanımlık bataryalar değiştirilmekteydi. Nitekim 1859 yılına gelindiğinde ise Fransız fizikçi Gaston Plante, şarj edilebilir kurşun-asit bataryayı geliştirmiştir. O zamanlarda sadece çok az hanede elektrik tüketimi yapılabilmekteydi. Bu yüzden şarj işlemi, büyük salonlarda veya kamusal alanlarda gerçekleştirilirdi. Duvar boyunca kurulan şarj modüllerine, ağır kablo ile bağlanan EA'ların şarjı daha sonrasında, yani 1899 yılında, General Electric'in Electrant şarj istasyonunu geliştirmesi ile son bulmuştur. Lakin tam bu sırada marş motorunun keşfedilmesi ile bu girişimde sonuçsuz kalmış olup içten yanmalı araçlar yaygınlaşmıştır. 1950'lere kadar süren bu durum, uzay araştırmaları sayesinde, bataryaların ve şarj seçeneklerinin gelişmesi ile son bulmuştur. Böylece tekrardan şarj altyapısı gelişmeleri yaşanabilmiştir. 1997 yılına gelindiğinde ise benzinli ve elektrikli motor tahrikini birleştiren ilk hibrit otomobil, Toyota Prius'un üretime geçmesi ilginin daha da artmasına yol açmıştır. 2006 yılına gelindiğinde ise Tesla, tamamen elektrikli Roadster'ını piyasaya sürmüş, evde özel şarj kurulumlarının önünü açmıştır. Daha sonralarında belirlenen şarj standartları ile EAŞİ altyapıları ivmelenmiştir. Tarihine bakıldığında EAŞİ'nin ilk uygulamaları 19. yy.da olmuştur ki Şekil 3.1'de, Schenectady Müzesi'nin Elektrik Tarihi Vakfı'na ait Corbis Salonu'nda şarj edilen toplu EA'lar gösterilmiştir.



Şekil 3.1 EAŞİ'nin tarihteki ilk uygulamalarından biri [99]

İlerleyen süreçlerde ise 1905 ve 1906 yıllarında kurulan, 138.000 üyeli Otomotiv Mühendisleri Derneği (SAE) ve 89 üye ülkeli Uluslararası Elektroteknik Komisyonu (IEC) şarj standartlarını baskın olarak belirlemiştir. İkisinin haricinde 2010 yılında, Tokyo Elektrik Güç Şirketi (TEPCO) tarafından kurulan, Nissan, Mitsubishi, Subaru ve Toyota iş birliği ile oluşturulan, EA'lara Japonya Otomobil Araştırma Enstitüsü (JARI) konnektörü üzerinden yüksek güç aktarabilen hızlı şarj yönteminin ticari adı olan CHAdeMO ve Japon Elektrikli Araç Birliği Standartları (JEVS) yaygın olarak kullanılmaktadır. IEC daha çok Avrupa'da, SAE ABD'de kullanılırken CHAdeMO daha çok DC hızlı şarjda göze çarpsa da Uzakdoğu bölgelerde, Avrupa'da ve ABD'de AC uygulamaları da yaygındır. Keza Tesla'nın geliştirdiği Supercharger ABD'de uygulanırken CCS Combo (IEC 62196 – 3)'de Avrupa'da DC Hızlı şarj için tercih edilmektedir. Avrupa'da AC şarj için IEC 62196 – 2 tercih edilirken ABD'de ise SAE J1772 uygulanmaktadır. Uygulama alanlarının haricinde, EA şarj ekipmanı denildiğinde; şarj esnasında kullanılan prizler, bağlantı fişleri ve kaynaktan EA'ya enerji aktarımı için kullanılan tüm aparatlar akla gelmektedir. Şarj istasyonu standartları ise akla gelen bu gereksinimleri tanımlamaktadır. Tablo 3.1'de ise hangi standardın hangi bölgede ve hangi şarj tipinde uygulandığı gösterilmiştir. Keza her bir standardı elektriksel olarak kıyaslamak için gerilim, akım ve güç seçeneklerine de yer verilmiştir. Ayrıca bu standartlarda kullanılan dört farklı konnektör tipi kıyaslanmıştır [85]–[92], [99].

Tablo 3.1 EA şarj standartlarının karşılaştırılması

Standart İçeriği		**IEC 62196 - 2**	**SAE J1772**	**CHAdeMO**	**CCS Combo veya IEC 62196 - 3**	**Supercharger**
AC Şarj	Avrupa	✓				
	ABD		✓			
DC Şarj	Uzakdoğu			✓		
	ABD					✓
	Avrupa				✓	
Şarj Akımını Sınırlama Yeteneği		✓	✓	✓	✓	✓
Elektriksel Değerler	Gerilim [V]	230/400	120/240	250	400	400
	Akım [A]	16/32/64	16/32	0-200	125	125
	Güç [kW]	3,7 - 43			50	50
Tip 1	SAE J1772	✓				
Tip 2	MENNEKES	✓				
Tip 3	SCAME	✓				
Tip 4				✓	✓	

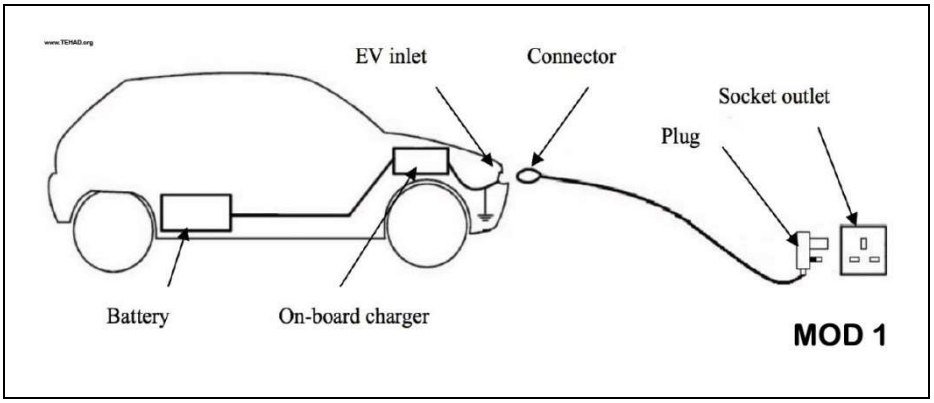
İlgili bu standartlara göre kullanılan soket tipleri ise Şekil 3.2'de gösterilmiştir.



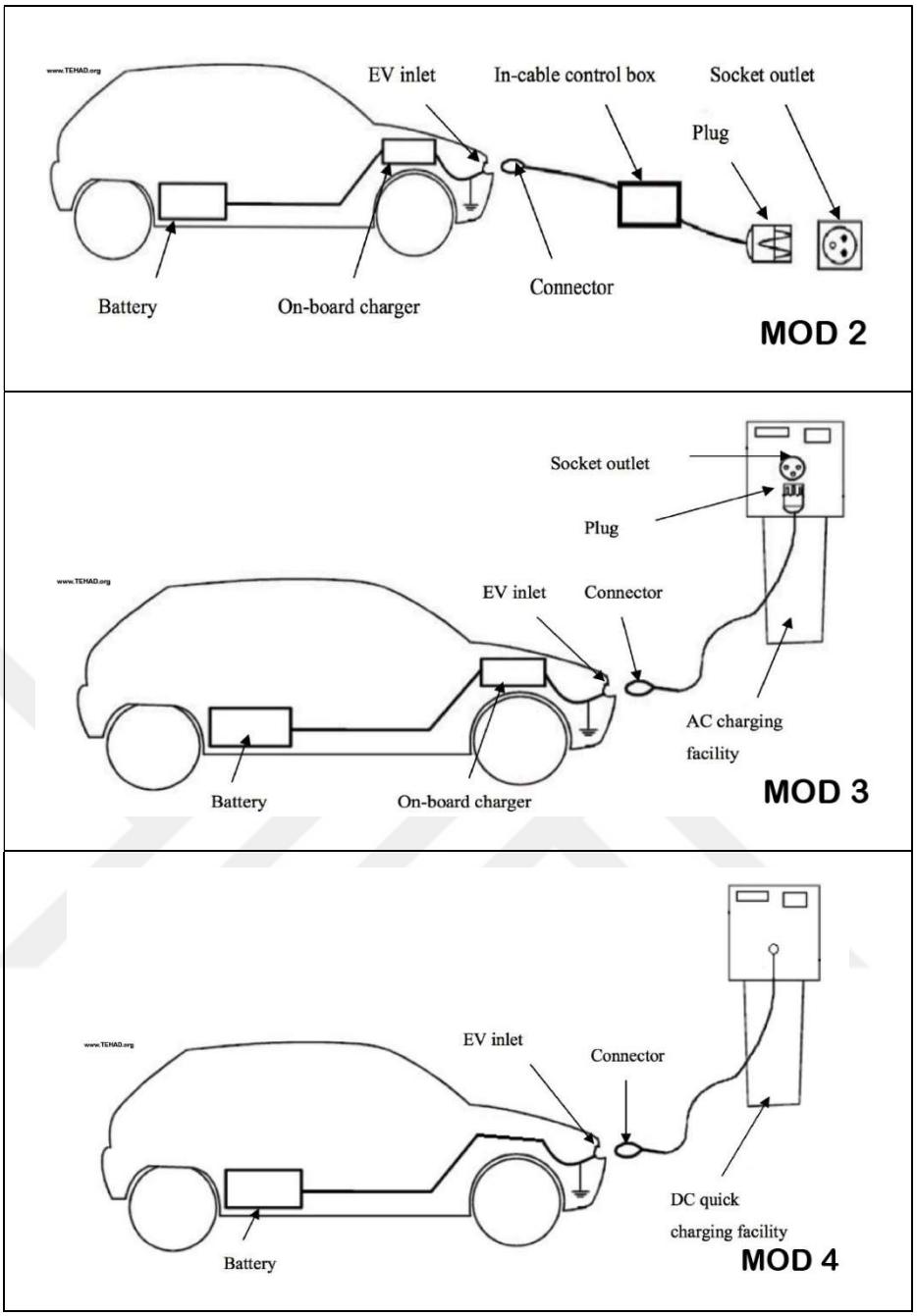
Şekil 3.2 (a) SAE J1772 standart soketi, (b) IEC 62196-2 standart soketi, (c) CHAdeMO standart soketi, (d) CCS Combo veya IEC 62196-3 standart soketi [99]

3.2. EA Şarj Yöntemleri

Şarj için kullanılan standartların haricinde; bir EA bataryası şarj edilirken kullanılacak yöntemler farklılık göstermektedir. Seviye – 1 şarj yönteminde, herhangi bir güvenlik önlemi alınmazken sıradan bir uzatma kablosu ve standart priz kullanılır ve şarj iletişim olmaksızın tamamlanır. Yalnızca AC şarj tipini içeren bu işlemde, batarya kapasitesine bağlı olarak şarj, 8 ile 10 saat sürebilmektedir. Ayrıca IEC 62196 standardına göre topraklamanın gerekli olduğu bu yapıda, elektrik tesisatı üzerine güvenlik yönetmeliklerine uyulması elzemdir. Seviye – 2 şarj yöntemi ise tek fazlı, üç fazlı bir şebeke ile topraklama hattı ile gerçekleştirilebilmektedir. Genellikle kontrol kutusu, EA batarya paketinden veya fişten 0,3 m uzağa yerleştirilmektedir. Standart prizden sınırlı iletişim ve güvenlik önlemli bir şekilde, kablo üzerinden şarj tamamlanır. Bu yöntem şehirlerarası yollar ve otobanlar hariç havaalanlarından üniversitelere kadar kurulmasında sakınca olmayan bir modeldir. Seviye – 3 şarj yönteminde ise daha yüksek şarj güçlerine çıkılırken güvenlik protokolleri konusunda Seviye – 2 prosedürü izlenmektedir. Lakin şarj işlemi özel bir soket üzerinden tam iletişimli ve güvenlikli bir şekilde gerçekleştirilmektedir. Yani bu yöntem, batarya sisteminde yer alan cihazların kontrolü için özel bir kontrol sistemine ihtiyaç duymaktadır ve kablolu bir AC şarj istasyonunu içermektedir. Seviye – 4 şarj yöntemi, DC Off-Board şarj istasyonu vasıtasıyla gerçekleştirilir ve şarj süreleri, DC şarj gücüne bağlı olarak 1 saatin altındadır. İlgili bu şarj yöntemlerine Şekil 3.3'de yer verilmiştir [100].



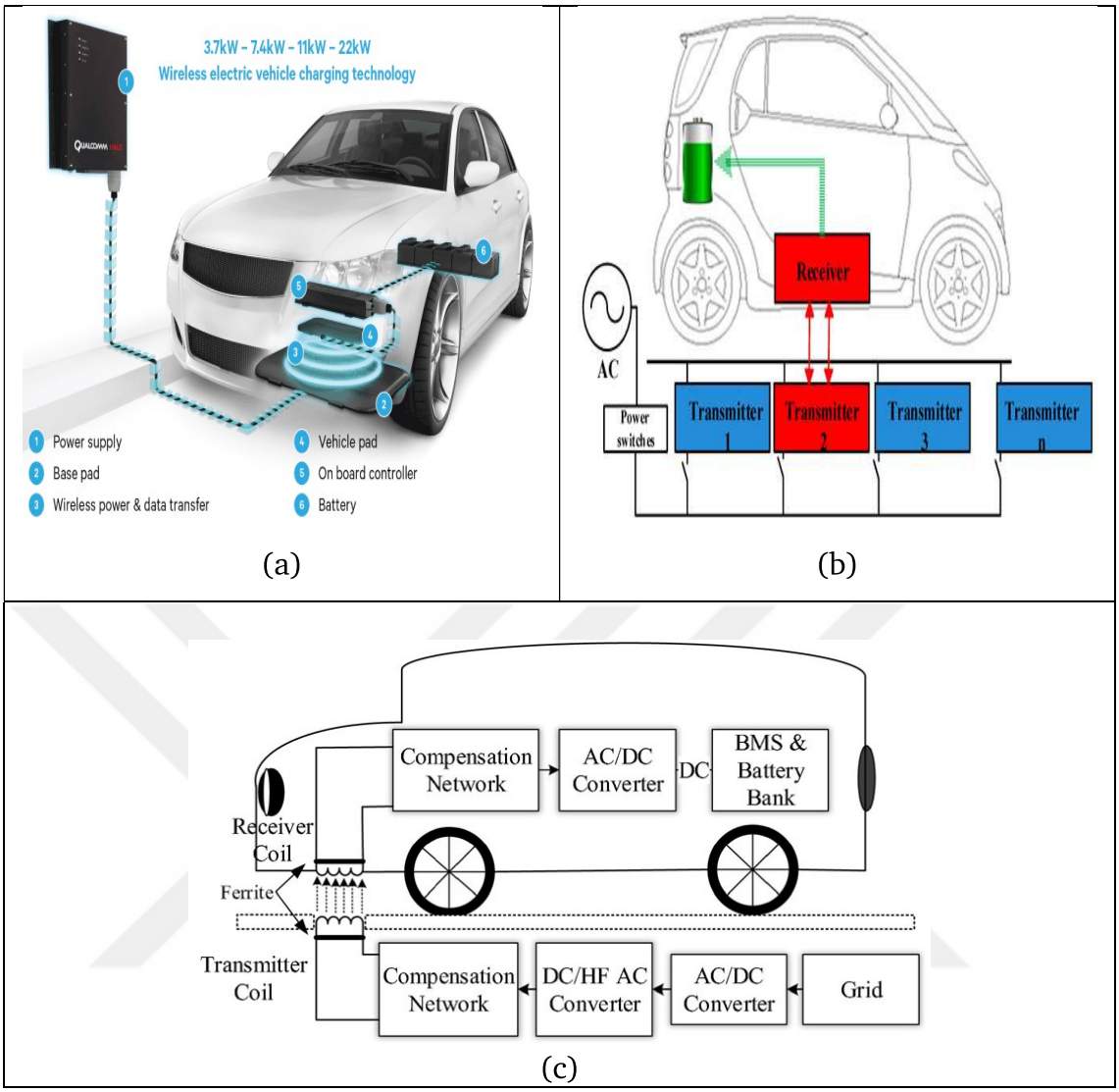
Şekil 3.3 EA Şarj Yöntemleri [100]



Şekil 3.3 EA Şarj Yöntemleri (devamı) [100]

Şarj yöntemlerinin bir diğer sınıfı ise kablolu ve kablosuz şarj yöntemidir. Kablolu şarj yöntemi ile enerji kaynağı ve EA arasında kullanılan kablo ile doğrudan temas mevcuttur. Günümüzde, daha ucuz ve daha verimli olmasından ötürü sıklıkla görmek mümkündür. Kablolu şarj ise kendi içinde dâhili ve harici olarak ayrılmaktadır. Dâhili tipte, EA'nın içerisinde doğrultucu ve batarya grupları yer alırken şarj cihazı otomobil dışında bulundurulur. Aracın dışında yer alan ve DC şarjı kullanan şarj cihazı ile EA'ların şebekeye bağlandığı bu tip, bataryaya 400A ve 500V DC aktarabilmektedir. Nitekim 20-30 dk. arasında şarj tamamlanır.

Kablosuz şarj yönteminde ise statik ve dinamik olmak üzere iki farklı sınıf mevcuttur. Bu şarj tipinde; endüktif esasına dayanan, elektromanyetik dalgaları kullanan bir işletim görülmektedir. Zeminde yer alan şarj yuvasına, EA'nın park edilmesi ile kendiliğinden şarj işlemi gerçekleştirilir ki bu yönteme statik kablosuz şarjda denilmektedir. Dinamik kablosuz şarj tipinde ise yollara yerleştirilecek bobinlerle hava aralığında oluşacak manyetik alan vasıtasıyla batarya paketleri, seyahat sırasında şarj edilir. Böylece EA ağırlığını oluşturan batarya kapasitesi azaltılabilecektir. Ayrıca kablosuz şarj yöntemi, çalışma tekniğine göre; kapasitif, kalıcı manyetik dişli, endüktif ve rezonans endüktif olmak üzere dört alt tipte de görülebilmektedir. Kapasitif tipte mıknatıs veya bobin yerine kuplaj kapasitörleri kullanılmaktadır. Kalıcı mıknatıs (manyetik) dişlide ise hem verici hem de alıcı, armatür sargısına ve sargı içinde senkronize çalışan mıknatısa sahiptir. Verici tarafındaki çalışma motora benzerken dönen kalıcı mıknatıs bağlantısı manyetik diş olarak bilinir. Endüktif tipte ise Faraday'ın indüksiyon yasası geçerlidir. Yani kablosuz güç iletimi, verici ve alıcı bobin arasında oluşacak manyetik alanın karşılıklı indüksiyonu ile sağlanır. Rezonans endüktif tipte ise yüksek kalite faktörüne sahip rezonatörler kullanılır. Rezonans frekanslarında eşleştirilen verici ve alıcı bobinlerinden maksimum güç aktarımı elde edilebilmektedir. Keza kablosuz şarj yönteminde; SAE J2954, SAE J1772, SAE J2847/6, SAE J1773, SAE J2836/6, IEC 61980-1, IEC 62827-2 ve IEC 63028 standartları geçerlidir. Nitekim Şekil 3.4 (a)'da statik kablosuz şarj yöntemi, (b)'de ise dinamik kablosuz şarj yöntemi, (c)'de de EA'larda kablosuz şarjın nasıl gerçekleştirildiği gösterilmiştir [101].



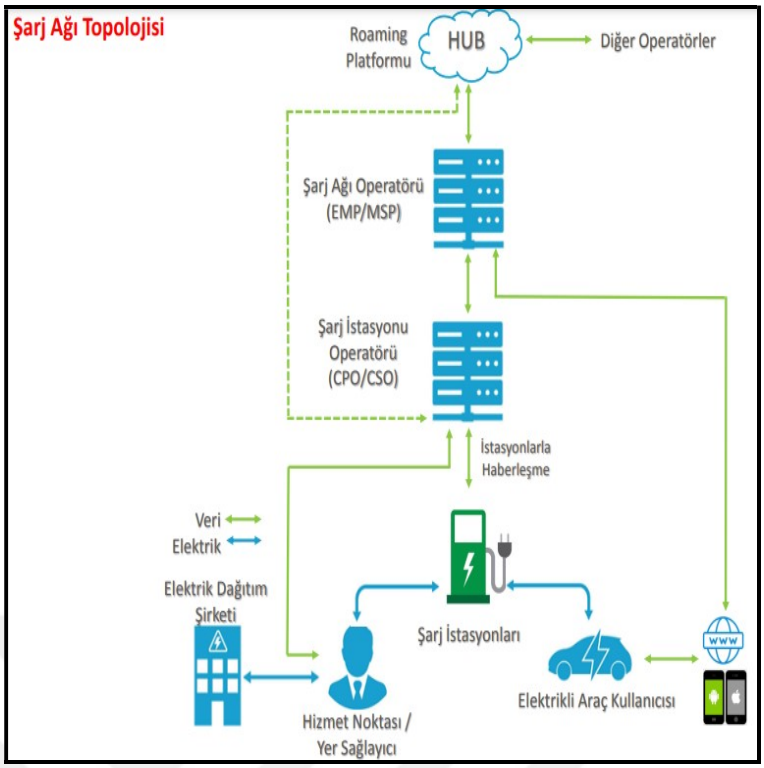
Şekil 3.4 (a) Statik kablosuz şarj, (b) Dinamik kablosuz şarj, (c) Kablosuz şarjın temel çalışması [101]

3.3. EAŞİ'lerin Sınıflandırılması ve İşletilmesi

Şarj yöntemlerinin haricinde, kullanım tipine göre EAŞİ'ler; batarya değiştirme, bireysel, ortak kullanım, halka açık, bağımlı ve bağımsız olmak üzere 6 gruba ayrılmaktadır. İlk olarak batarya değiştirme istasyonları, kullanımının sonuna gelmiş batarya paketlerinin istasyonda değiştirilme esasına dayanır. Uygulanacak yeni batarya paketlerinin hücre dengelemesi gibi elektriksel eşitlemeler için istasyonlarda, ayrı alanlar bulunmaktadır ki müşteriye gelene kadar işlemlerden geçirilerek hazır hale getirilir. Şarj süresinin uzun olması bu ihtiyacı doğurmuşsa da henüz yaygın uygulanan bir yöntem değildir. Her bir EA modelinin kullanacağı batarya tipi ve elektriksel karakteristiği aynı olur ve batarya maliyetleri düşerse

çevremizde yaygın olarak göreceğimiz aşikârdır. İkinci olarak bireysel tipte, şahsın kendi elektrik aboneliği yani sayacı mevcutken şarj işlemi sonrasında, kullanıcıdan herhangi bir ödeme alınmaz. Ortak kullanımda ise halka açık olmayan mekânlarda, örneğin site/ofis binası, otel otoparklarında yaygındır. Yani hizmete erişimi kısıtlı olan kişileri, istasyon sahibini ve üçüncü şahısları kapsamaktadır. Halka açık istasyonlarda ise adından da anlaşılabileceği üzere AVM, dinlenme tesisleri, açık otoparklarda, kullanımı yaygındır. Bu yapıda, şarj operatörü, ilgili firmanın merkezi sisteminden yönetilir. Ödeme durumu ise ortak kullanım tipi ile aynı özelliktedir. Bağımlı istasyonlarda ise hizmeti başka bir işletme veya binaya ait olan alanlarda (örneğin otoparklarda), elektrik altyapı ihtiyacı, bağlı bulunan bina veya işletmece gerçekleştirilir. AVM, site, ofis, dinlenme tesisi vb. hizmet noktalarının açık/kapalı otoparklarında sıklıkla görülebilmektedir. Bağımsız tip ise hizmeti farklı olan işletme veya bina alanlarına kurulmayan, elektrik altyapı ihtiyacı bağımsız olarak karşılanan ve sadece şarj istasyonu için kurulmuş ve şarj operatörleri tarafından işletilen istasyondur. Cadde ve sokaklarda veya yol üstü güzergâhlarda kurulan başka bir işletme bünyesinde yer almayan istasyonlar buna örnektir [102].

Şarj istasyonlarının sınıflandırılmasının haricinde, bir şarj istasyonun nasıl işletildiğini anlamakta bir o kadar önemlidir. EA'ların birden fazla noktada şarj edilebilmeleri için oluşturulan ve şarj ağı operatörü tarafından işletilen bütün altyapı sistemi, şarj istasyon ağı olarak bilinmektedir. Operatör ise EA sahiplerinin şarj ağına erişimini sağlamaktadır. Ayrıca şarj hizmetini sağlayan kuruluş ve EA sahiplerinden ödemeleri toplar, şirket bünyesinde bunları işler. Şarj istasyon operatörü ise şarj istasyonlarını operasyonel olarak işletir, üçüncül kişilerin bu istasyonlara erişimini sağlar, ödemeleri ise şarj ağı operatöründen alır. Nitekim aynı şirket veya kuruluş hem şarj ağı operatörü hem de şarj istasyon operatörü olabilmektedir. Yer sağlayıcısı ise EAŞİ kurulumunun yapıldığı alanın sahibini ifade eder. Bu tüzel kişiler, şarj hizmetinin gerçekleştirilmesi için elektrik aboneliklerini üstlenen kişilerdir ve fatura onlar yansır. Roaming platformu ise EA sahiplerine ait olan şarj ağı üyeliklerinin, farklı operatörlerin yönettiği şarj alanlarında da geçerli olmasını ifade eder. Bu denli bileşeni olan şarj ağı topolojisi, Şekil 3.5'de gösterilmiştir [102].

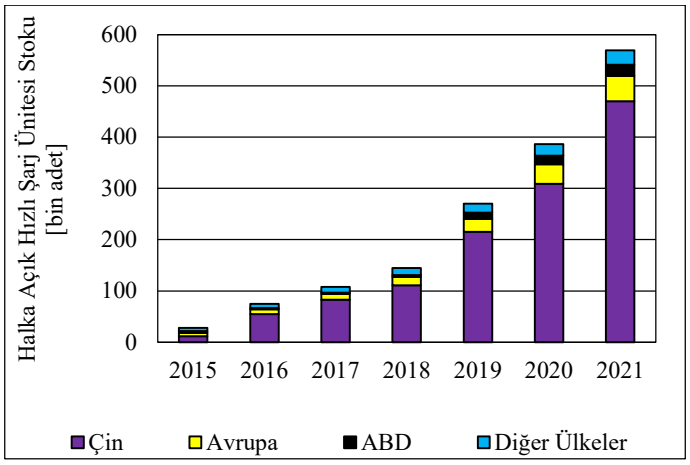


Şekil 3.5 EA şarj ağı topolojisi [102]

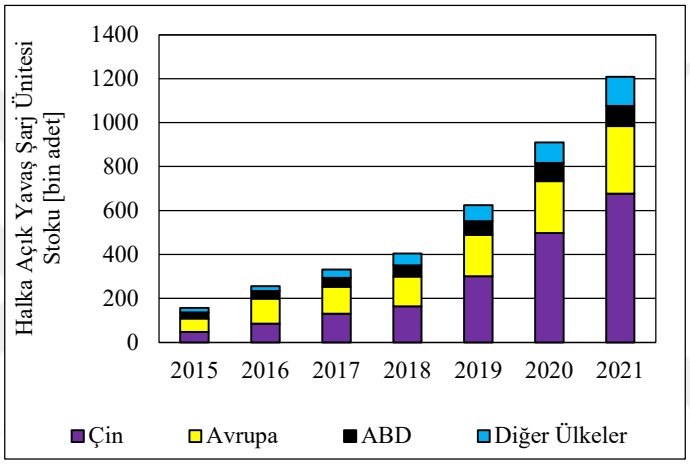
3.4. EAŞİ Popülerliği ve Pazarı

3.4.1 Küresel Gelişmeler

Günümüzde Çin şarj ünitesi bakımından baskın konumdadır. 2015 yılından bu yana, özellikle Çin'de uygulanan teknoloji atılımları ile yavaş şarj ünite sayısı 13,4 kat, hızlı şarj ünite sayısı 38,2 kat artmıştır. Dünyada ise 2015 yılında toplam şarj ünite sayısı 184.000 iken günümüzde bu sayı 1 milyon 777 bine (569 bini hızlı şarj iken 1 milyon 208 bini yavaş şarjı içerir) çıkmıştır. Çin'in bu alandaki baskınlığı 7 seneden beri sürmektedir. Nitekim günümüz şartlarında bunu örneklemek gerekirse; Çin'de 677 bin adet yavaş, 470 bin adet hızlı şarj bulunurken ona en yakın olan Avrupa ülkelerinde bu değerler sırasıyla 307 ve 49 bin adettir. Şekil 3.6'da ise şarj kurulumlarındaki bu artış yıllara ve bölgelere göre özetlenmiştir [94].



(a)



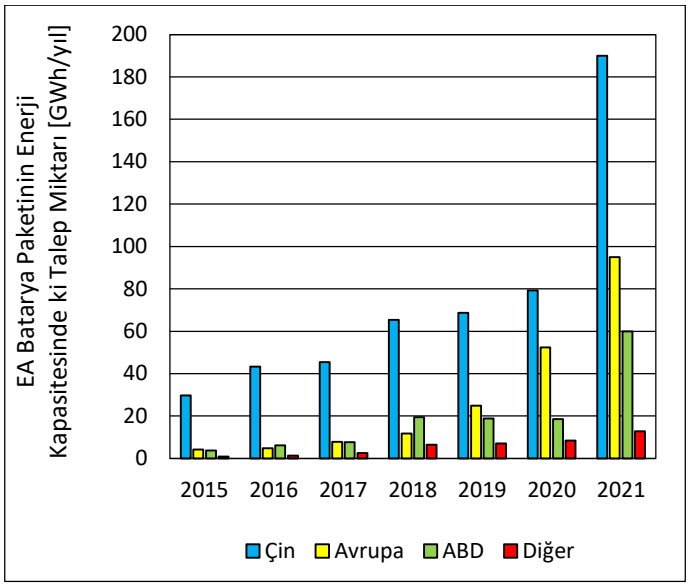
(b)

Şekil 3.6 2015'den günümüze kadar halka açık; (a) hızlı şarj ünitelerindeki değişim ve (b) yavaş şarj ünitelerindeki değişim

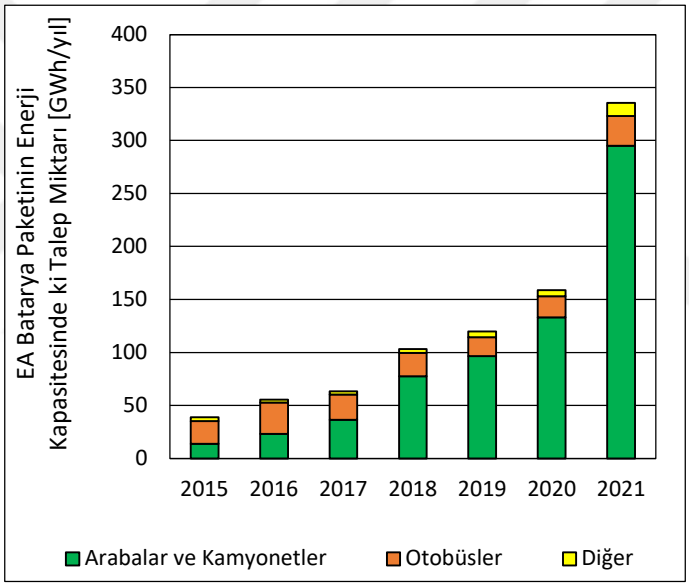
Bölgelerin haricinde ülkeler incelendiğinde; günümüzde Çin'in baskın konumunu (677 bin yavaş şarj, 470 bin hızlı şarj noktası) sırasıyla ABD (91 bin 775 yavaş şarj, 21 bin 752 hızlı şarj), Güney Kore (91 bin 634 yavaş şarj, 15 bin 067 hızlı şarj), Hollanda (82 bin 876 yavaş şarj, 2 bin 577 hızlı şarj), Fransa (49 bin 795 yavaş şarj, 4 bin 465 hızlı şarj) vb. izlemektedir. Bu durumun aksine EA başına EVSE oranları incelendiğinde 0,47 oran ile Kore en üst sırada yer almaktadır. Kore'yi sırasıyla; 0,4 ile Şili, 0,2978 ile Meksika, 0,2538 ile Endonezya ve 0,2207 Hollanda izlemektedir. EA filosunun çok olduğu ülkelerde, şarj altyapısının halen yetersiz olduğu bu oranlarla desteklenmektedir. Bunun için ülkelerin EAŞİ yatırımları ve teşvikleri her geçen gün artmaktadır [94].

Farklı olarak kurulacak şarj noktalarının mekânsal olarak da değerlendirilmesi gerekir. Bu bağlamda; ev, işyeri, halka açık şarj alanlarında şarj olması düşünülen hafif hizmet EA'ların hem gelecekte hem de günümüzde talep edeceği enerji miktarının artış göstereceği aşikârdır. Keza şarj ünitesi kurulumları da artacaktır. IEA'nın yürüttüğü çalışmalar neticesinde 2030 yılında: sürdürülebilir kalkınma senaryosunda; evlerde şarj ünitesi sayısı 140 milyona, işyerlerinde 47,9 milyona, halka açık yavaş şarjların 21,6 milyona ve halka açık hızlı şarjların 3,7 milyona çıkacağı düşünülmektedir. Nitekim bu senaryoda, ilgili yılda, talep edilecek enerjinin 550,3 TWh'a ulaşacağı bildirilmiştir. Belirlenen politikalar senaryosunda ise ilgili yıl için evlerde şarj ünitesi sayısının 42,4 milyona, işyerlerinde 14,3 milyona, halka açık yavaş şarjların 6,2 milyona ve halka açık hızlı şarjların 2,1 milyona çıkacağı tahmin edilmiş olup toplam enerji talebinin 288,6 TWh'i bulacağı öngörülmüştür [94].

Şarj kurulumunun ve enerji talebinin bu kadar arttığı bir ortamda, 2015 yılından bu yana, EA batarya paketlerinin talep edeceği yıllık enerji miktarı 8,25 kat artış göstermiştir. Nitekim 2021 yılında, EA bataryalarının şarjı için 357,75 GWh/yıl enerji sarf edilmiştir. Farklı olarak bu denli büyük bir enerji talebinin; %53,1'lik payı Çin'e, %26,6'lık payı Avrupa ülkelerine, %16,8'lik payı ABD'ye ve %3,5'lik kalan pay ise diğer ülkelere aittir. Şekil 2.10'da söylendiği üzere 2030 yılına kadar bu toplam değerin en kötü ihtimalde, 288,6 TWh'i bulacağı düşünülmektedir. 2021 yılında, EA batarya paketlerinde yaşanan bu ivmenin, araç tiplerine göre ana sebepleri de incelendiğinde; arabalar ve kamyonetler önemli paya sahiptir. Keza %87,9'luk paya sahip arabalar ve kamyonetler (295 GWh/yıl), şarj talebine daha çok ihtiyaç duymuştur ve onu sırasıyla %8,35'lik pay ile otobüsler (28 GWh/yıl), %3,75'lik pay ile diğer araç tipleri (12,5 GWh/yıl) izlemiştir. Şekil 3.7'de ise ilgili bu değişimlere değinilmiştir [94].



(a)



(b)

Şekil 3.7 EA batarya paketlerinin yıllara göre; (a) talep ettiği bölgesel enerji miktarları, (b) araç tiplerine göre dağılımı

Enerjide ki bu artışa paralel olarak EA şarj istasyonlarının pazarı, 2021 yılı itibarıyla 17,59 milyar $'ı (kimi rapora göre 18,22 milyar $) bulmuştur. 2028 yılına kadar ise bu pazarın, %30,3 yıllık bileşik büyüme oranında (kimi rapora göre %35) büyüyerek 111,9 milyar $'a (kimi rapora göre 115 milyar $) ulaşacağı tahmin edilmektedir. Günümüzde, Asya-Pasifik bölgesinin 3,99 milyar $ pazar boyutu ile lider konumda olduğu söylenebilir. Keza onu sırasıyla; 2,56 milyar $ ile Avrupa, 1,47 milyar $ ile Kuzey Amerika, 0,418 milyar $ ile Orta Doğu ve Afrika, 0,359 milyar $ ile Güney Amerika izlemektedir. Yıllık bileşik büyüme oranlarında

ise Asya-Pasifik üstünlüğünü Avrupa'ya bırakmıştır. Avrupa üstünlüğü ile sonuçlanan bu durum neticesinde, 2028 yılına kadar en büyük pazar büyümesinin bu bölgede yaşanacağı söylenebilir. Lakin Asya-Pasifik bölgesinin liderliği bırakmayacağı (10,77 milyar $ pazar boyutu) aşikârdır. Ayrıca 2021 yılında, 8,8 milyar $ olan toplam pazarın, 1,66 kat artmasıyla 2028 yılında toplamda, 23,385 milyar $'ı bulacağı tahmin edilmektedir [103]–[105].

3.4.2 Türkiye'deki Gelişmeler

Günümüzde, ülkemizin 81 ilinin genelinde, halka açık şarj istasyonu sayısı 2000'i geçmiş olup toplam şarj ünitesi sayısı 3457 olarak açıklanmıştır. Nitekim bunların %15'i hızlı şarja aittir. Ayrıca ülkemizde baskın olan; ZES şirketi, istasyon sayısını 1913'e, Eşarj şirketi 496'ya, Sharz şirketi 300'e, Voltrun şirketi 140'a ve Gersan (TOGG'a ait) 92'ye yükseltmiştir. EAŞİ'lerin %37'si İstanbul'da bulunmakla beraber 2022 itibarıyla 600 şarj noktasına ulaşılmıştır. Ankara'da ise bu değer 300 civarındadır. Keza bunlar arasında, en hızlı şarj noktalarının; ZES'in Manisa'daki Oksijen 0375 istasyonuna ve Porsche Türkiye tarafından kurulan İstanbul Park'taki tecrübe merkezine ait olduğu söylenebilir.

Ülkemiz adına, TOGG ile daha da gelişen EAŞİ'lere; yatırımlar ve teşvikler her geçen gün artmaktadır. Bu bağlamda; Sanayi ve Teknoloji Bakanlığı, Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı ile Çevre, Şehircilik ve İklim Değişikliği Bakanlığı, Enerji Piyasası Düzenleme Kurulu'nun (EPDK) Enerji Dönüşüm Dairesi Başkanlığınca yürütülen çalışmalar sonucunda [106], [107]:

- EPDK tarafından Şarj Hizmetleri Piyasası Usul ve Esasları ile Şarj Hizmetleri Yönetmeliği yayınlanmıştır.
- Ayrıca geçtiğimiz aylarda, Sanayi ve Teknoloji Bakanlığı, Hızlı Şarj İstasyonları Hibe Programını tanıtmıştır. İlgili bu program ile 81 ilde yatırım fırsatı sunulmuş, 250 bin TL'ye varan hibe desteği verilmiş, 1572 adetlik 90 kW ve üstü DC hızlı şarj istasyonu yatırımları için bir yarışma programı başlatılmış olup 2981 adetlik (2714 AC, 267 adet DC) şarj ağının gelişeceği aşikardır. Neticede 300 Milyon TL'ye varan bir paket söz konusudur ve Nisan 2023 itibarıyla EAŞİ kurulu gücünün 230 MW'a çıkacağı öngörülmektedir.

- Keza EPDK; NEVA, Eşarj, TOGG, En Yakıt, Petrol Ofisi, Zebra, Isoner, STL Solar Enerji, White Rose Motor, Turuncu Mühendislik, Özgüney Elektrik, Dumanoğlu Enerji, Beefull Enerji, Meta Mobilite, Vizyoneks Bilgi Teknolojileri, TORA Teknik, AKSA, Mithra, EVTECH, SPUR, FCTR, Kalyon, RHG, Armatec, Şarjet, ZES, CW Enerji, EVS, Şarjon, Wat, Astor ve Enerjisa vb. 42 şirkete, elektrikli araç şarj ağı işletmeciliği lisansı vermiştir.
- Emobilite şarj teknolojisinin ve EA şarj istasyon ağı ve altyapısının geliştirilmesi, ülke çapında EA kullanımının arttırılması, iklim değişikliği ve hava kirliliği problemlerinin önüne geçilebilmesi ve karbon emisyonunun azaltılması amacıyla enerji sektörünün liderlerinin (Enerjisa, Eşarj, Zorlu Enerji, Zebra Elektronik, EVS Elektrikli Şarj Sistemleri) bir araya gelmesi ile Emobilite Operatörleri Derneği (E-MOD) kurulmuştur.
- Bloomberg HT Elektrik 4.0 programına konuk olan Emobilite Derneği Yönetim Kurulu Başkanı Osman Ataman, 2040 yılına kadar Türkiye'de 4 milyon civarında şarj ünitesinin kurulacağını öngörmüştür. Kurulu gücün ise 100 bin MW'tan 352 bin MW'a çıkacağı vurgulanmıştır.

Bu gelişmelerin ışığında, ülkemiz şarj noktası dağılımının örneklendirilmesi gerekmektedir. Pazarda baskın olan; ZES (Zorlu Enerji), Eşarj, Sharz.net ve Gersan gibi şirketlerin Türkiye haritasında ulaştıkları şarj noktaları, Ek bölümünde yer alan Şekil 1'de gösterilmiştir [108]–[111].

4
YENİLENEBİLİR TEKNOLOJİLER

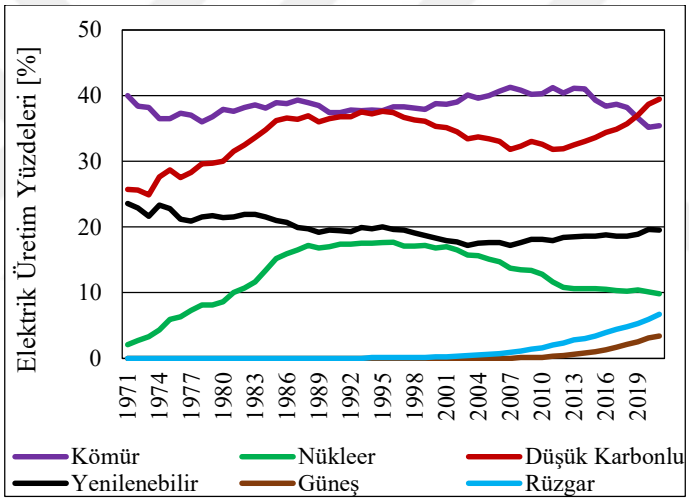
4.1. Tarihi

1590'li yıllarda, Hollanda'da, yel değirmenlerinin rüzgâr türbini gibi çalıştırılması ile yenilenebilir altyapı popülarite kazanmaya başlamıştır. O zamandan beri kullanılan yel değirmenlerinin yanına, 1860 yılında ise Fransız yatırımcı Augustin Mouchot tarafından geliştirilen güneş enerji sistemi eklenmiştir. Güneş enerjisinin zeminini ise 1839 yılında Fransız fizikçi Alexandre-Edmond Becquerel oluşturmuştu. Kısacası yenilenebilirin ilk iki yapı taşı rüzgâr ve güneş olmuştur, denilenebilir. 1876'da ise King's College'da Doğa Felsefesi Profesörü William Grylls Adams tarafından Londra'da, güneş pilleri üretilmeye başlanmıştır. 1882'e gelindiğinde ise Appleton, Wisconsin'deki Fox Nehri boyunca ilk hidroelektrik santral işletmeye alınmıştır. 1887 yılına gelindiğinde ise yel değirmenlerinde ikinci bahar yaşanmıştır. Örneğin, 1888'de Charles F. Brush, Cleveland, Ohio'daki bir çiftlikte elektrik üretmek için yel değirmenine başvurmuştur. 1905 yılında ise Albert Einstein fotoelektrik etkiyi mükemmelleştirmiştir ki bu ona Nobel Fizik Ödülü'nü kazandırmıştı. 1927 yılına gelindiğinde ise rüzgâr türbinleri ticari bir hal almıştır. 1935'te ise o zamanların en yüksek barajı olan Hoover işletmeye alınmıştır. 1954 yılına gelindiğinde ise Bell Laboratuvarları'na ait ilk pratik güneş pili müzayede sergilenmiştir. 1966'da ise gelgitten yararlanan ilk santral, Fransa Brittany'de kurulmuştur [112], [113].

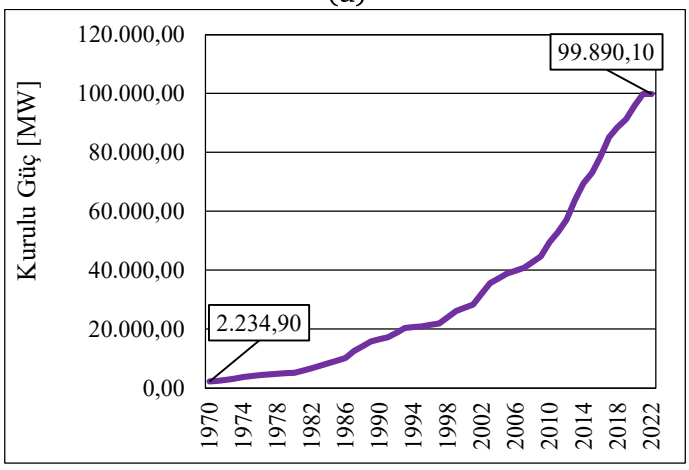
4.2. Enerji Dengesi ve Karbon Emisyonu

Günümüze kadar ise yenilenebilir enerji, vazgeçilmez bir unsur haline gelmiştir. Nitekim günümüzde, yenilenebilir enerjide: güneş enerjisinden yararlanan solar PV ve güneş sıcaklığından yararlanan konsantre PV; rüzgâr enerjisini mekanik enerjiye çeviren rüzgâr türbinleri (karada veya denizde); suyun potansiyel enerjisini kullanan hidroelektrik santraller; dalgaların gelgitinden yararlanan teknolojiler; atıkların enerji potansiyelini değerlendiren biyogaz, biyoenerji altyapısı sıklıkla görülmektedir. Keza yenilenebilir teknolojilerin kesintili enerji

üretim profiline sahip olması beraberinde; bataryaları, süperkapasitörleri, volanları, yakıt hücrelerini vb. enerji depolama sistemlerini meydana getirtmiştir. Bu denli gelişen teknoloji ve altyapı ile teşvikler artmış, küresel ölçekte hem enerji tüketimi hem de enerji üretimi artmıştır. Örneğin Ourworld verilerine bakılacak olursa; 1965 yılından bu yana günümüzde birincil enerji tüketimi, 2,818 kat artarak 165.320 TWh'lere kadar ulaşmıştır. Enerji tüketiminin bu seviyede artması, elektrik üretimi için yapılacak projelerin önünü açmıştır. Keza 1985 yılından bu yana elektrik üretimi, 1,88 kat artarak 28.466 TWh'lere ulaşmıştır. Ülkemizde ise 1970 yılından bu yana toplam elektriksel kurulu güç, 43,7 kat artarak yaklaşık 101,5 GW'a kadar ulaşmıştır. Şekil 4.1 (a)'da ise yıllara göre elektrik üretimindeki aktörlerin değişim eğrisi ve (b)'de ise ülkemizin kurulum gücünde yaşanan artış gösterilmiştir [114]–[118].



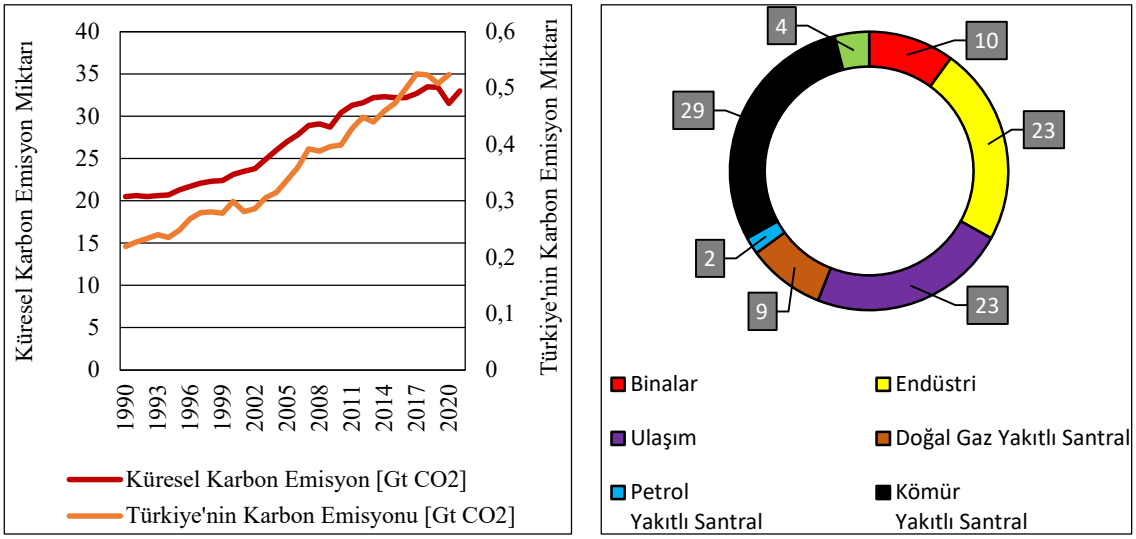
(a)



(b)

Şekil 4.1 Yıllara göre; (a) elektrik üretiminde aktörlerin yüzdelik payının değişimi, (b) ülkemizin kurulu güç değişimi

Elektrik talebinin bu denli artması sonucu küresel karbon emisyonu endişe verici noktaya ulaşmıştır. Ülkeler her geçen gün yenilenebilir enerjiye yönelmeyi tercih etse de, dünya genelinde, 2021 yılı sonu itibarıyla 33 Gt CO_2 karbon salınımı yapılmıştır. Keza ülkemizde ise bu değer, 0,524 Gt CO_2'ye ulaşmıştır. Küresel karbon emisyonunun bu denli yüksek seviyeye ulaşmasındaki ana sebep ise artan talebin, temiz enerji yerine daha çok termik santrallerden (TS) karşılanmasıdır. 2021 itibarıyla küresel ölçekte enerji üretimindeki en büyük pay, %39,5 ile düşük karbonlu TS'lere aitken onu sırasıyla %35,4 ile kömür bazlı TS, %19,5 ile yenilenebilir enerji ve %9,8 ile nükleer tesisler izlemiştir. Ülkemizde ise en büyük pay %32,7 ile doğalgaz bazlı TS'lere aittir. Keza hidrolik ünitelerde dahil edilirse enerji üretimindeki yenilenebilir payı %35,75'e çıkmıştır. Küresel kirleticiler incelendiğinde ise en büyük payın %40 ile TS'lere ait olduğu söylenebilirken onu sırasıyla %23'er ile ulaşım ve endüstri, %10 ile binalar izlemiştir. Ülkemizde ise %70,15 pay ile enerji sektörü, %14 ile tarım, %12,75 ile endüstriyel işlemler ve %3,1 ile atık tesisleri, karbon emisyonunda baş aktörlerdir. Şekil 4.2 (a)'da yıllara göre hem küresel hem de ülkemiz için karbon emisyonu değişimi, (b)'de ise küresel ölçekte kirleticilerin payları gösterilmiştir [119], [120].



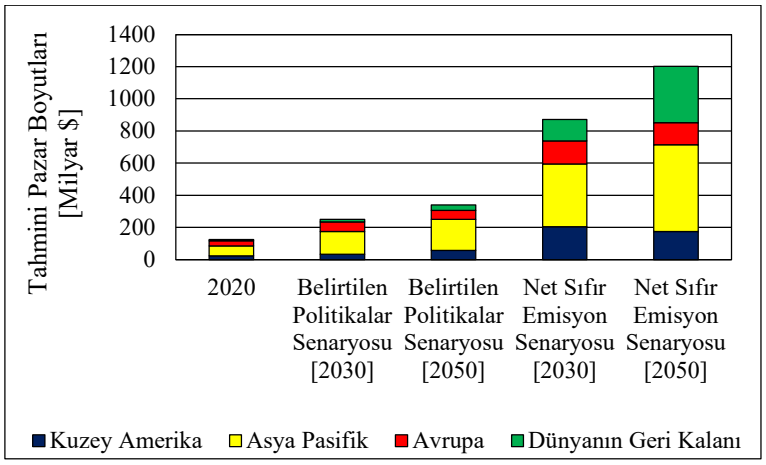
(a) (b)

Şekil 4.2 (a) Yıllara göre küresel ve ülkemizin karbon emisyon miktarı, (b) küresel karbon emisyonun sektörel dağılımı

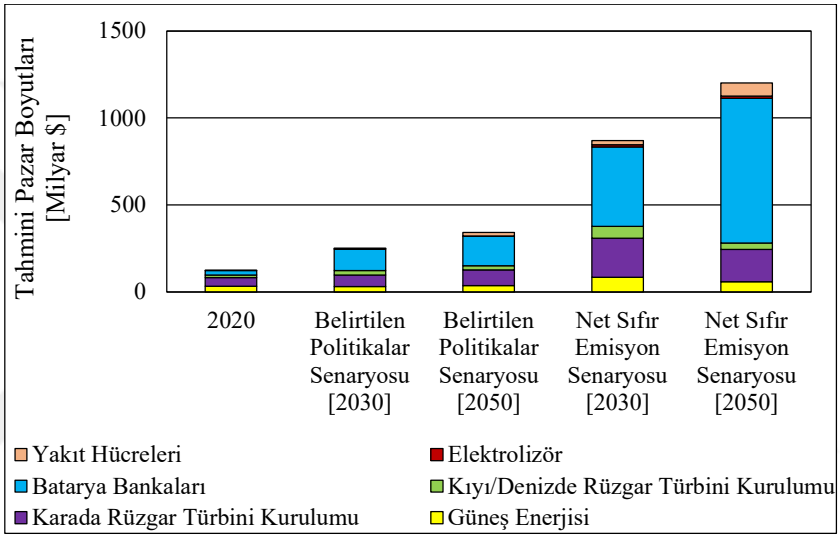
4.3. Küresel Yenilenebilir Enerji Teknolojileri Gelişmeleri

Bu denli karbon emisyonunun önüne geçilebilmesi içinse dünyada 2020'den 2021'e kadar; 131 GW'lık PV, 93 GW'lık (72'si Kara WT - 21'i Deniz WT) rüzgâr türbini (WT), 10,3 GW'lık biyoenerji, 110 MW jeotermal ilavesi gerçekleşmiştir. Türkiye'de ise 1,8 GW'lık WT ilavesi olmuştur. Hal böyle olunca elektrik üretimindeki yenilenebilir payı, küresel ölçekte %28,7'ye, ülkemizde ise %35,9'a çıkmıştır. Keza toplam elektrik üretim kapasitesindeki yenilenebilir payı, %2 artarak %81'e ulaşmıştır. Yenilenebilir takviyeleriyle beraber 2022 yılı itibarıyla, küresel enerji üretim maliyetlerinden en az 55 milyar $ tasarruf sağlanacağı düşünülmektedir. 23.4 milyar $ ile en büyük tasarrufun karada kurulacak WT'ler ile olacağı bildirilmiştir [121].

Küresel karbon emisyonunu en aza indirebilmek içinse ülkeler, yenilenebilir teknolojilere olan yatırımlarını her geçen gün artırmakta, teknolojik altyapıyı geliştirmekte ve gelecek için planlamalar yapmaktadır. Nitekim temiz enerji yatırımları bölgesel incelendiğinde; 62 milyar $ ile Asya Pasifik ilk sırayı alırken onu sırasıyla 33 milyar $ ile Avrupa ülkeleri, 22 milyar $ ile Kuzey Amerika ve 7 milyar $ ile diğer ülkeler izlemiştir. Bu denli pazarın en büyük aktörleri ise 51 milyar $ ile karada WT'ler, 31 milyar $ güneş enerjisi ve 26 milyar $ ile bataryalardır. Keza IEA'nın oluşturduğu belirtilen politikalar ve net sıfır emisyon senaryolarının 2030 ve 2050 projeksiyonları incelendiğinde, en iyi ihtimalle; 2030'a kadar temiz enerjiye olan yatırım küresel ölçekte, 871 milyar $'a ulaşacağı bildirilmiştir. 2050'de ise bu değerin 1.201 milyar $'a kadar çıkacağı öngörülmüştür. İlgili projeksiyonlara bağlı olarak bölgesel temiz enerji pazarı, Şekil 4.3 (a)'da, teknolojiye bağlı olarak temiz enerji pazarı ise (b)'de gösterilmiştir [95], [115], [116], [122].



(a)



(b)

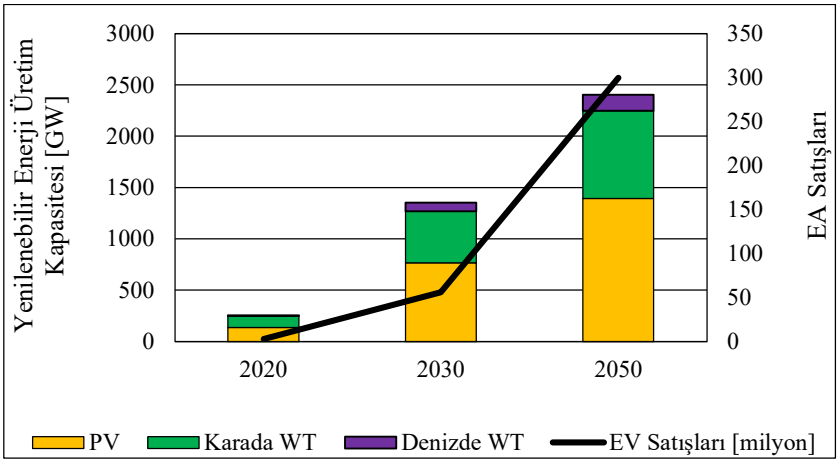
Şekil 4.3 2030 ve 2050 projeksiyonlarında, temiz enerji teknolojilerine; (a) bölgesel yatırımlar ve (b) teknolojilere bağlı yatırımlar

Yenilenebilir pazarından farklı olarak artan teknoloji, beraberinde kurulum maliyetlerindeki iyileşmeleri getirmiştir. IRENA'nın 2021 itibarıyla sunduğu verilerin ışığında; kapasite faktörü, kurulum maliyeti ve seviyelendirilmiş elektrik maliyetindeki son durum, Tablo 4.1'de özetlenmiştir. 2020'ye göre kurulum maliyetinde; Solar PV'de %13, Denizde WT'de %13, Karada WT'de %15 azalma meydana gelirken konsantre solar PV'nin fiyatı %7 artmıştır [121].

Tablo 4.1 Yenilenebilir enerji teknolojisinde yaşanan değişim - IRENA 2021

Yenilenebilir Enerji Teknolojisi	Toplam Kurulum Maliyeti [$/kW]	Kapasite Faktörü [%]	LCOE [$/kWh]	2010-2021 arası değişim [%]
Biyoenerji	2.353	68	0,067	Maliyette %14, Kapasite Faktöründe %6 Azalma
Jeotermal	3.991	77	0,068	Toplam Maliyette %47, LCOE'de %34, Kapasite Faktöründe %11 Azalma
Hidroelektrik	2.135	45	0,048	Toplam Maliyette %62, LCOE'de %24 Azalma; Kapasite Faktöründe %2 Artma
Solar PV	857	17	0,048	Toplam Maliyette %82, LCOE'de %88 Azalma; Kapasite Faktöründe %25 Artma
Konsantre Solar PV	9.091	80	0,114	Toplam Maliyette %4, LCOE'de %68 Azalma; Kapasite Faktöründe %167 Artma
Karada Rüzgâr Türbini	1.325	39	0,033	Toplam Maliyette %35, LCOE'de %68 Azalma; Kapasite Faktöründe %44 Artma
Denizde Rüzgâr Türbini	2.858	39	0,075	Toplam Maliyette %41, LCOE'de %60 Azalma; Kapasite Faktöründe %3 Artma

Gelişen teknoloji ve artan teşviklerle beraber ülkeler, 2050 yılına kadar -1,5oC hedefine ulaşmayı amaçlamaktadır. Bu bağlamda; yenilenebilir enerjide, enerji verimliliğinde, elektrifikasyonda, hidrojen altyapısında ve karbon yakalama-depolama çalışmalarında 2050 hedefleri belirlenmiştir. Belirlenen hedefler ise Tablo 4.2'de gösterilmiştir [123]. Bu hedeflere uyulduğu takdirde, yenilenebilir enerji üretim kapasitesinin 2030'da, 4,35 kat artması, 2050'de ise 8,5 kat artması beklenmektedir. Keza EA satışlarının 300 milyonun üzerine çıkacağı tahmin edilmektedir. Net sıfır emisyon hedefleri doğrultusunda, temiz enerjinin ne düzeye ulaşacağı, Şekil 4.4'de gösterilmiştir [95].



Şekil 4.4 2050 net sıfır emisyon hedeflerine uyulduğu takdirde; yenilenebilir ve EA'da yaşanacak değişim

Tablo 4.2 Günümüz ve 2050 hedeflerinin sektörel değerlendirilmesi [123]

SEKTÖR		HEDEFLER	Günümüz	2050
YENİLENEBİLİR ENERJİ	Yenilenebilir Enerji ile Elektrifikasyon	Elektrik üretiminde yenilenebilir payı [%]	26	90
		Yenilenebilir enerji teknolojileri ilaveleri [GW/yıl]	264	836
		Yıllık PV ilavesi [GW/yıl]	126	444
		Yıllık WT ilavesi [GW/yıl]	115	248
		Yenilenebilir enerji üretimi için gerekli yatırım [Trilyon $/yıl]	0,3	1
	Son Kullanımlarda Doğrudan Yenilenebilir	Nihai enerji tüketiminde yenilenebilir payı [%]	16	79
		Güneş termal kolektör alanı [milyon m^2/yıl]	25	265
		Modern biyoenerji tüketimi [EJ]	18	58
		Jeotermal Tüketimi [EJ]	0,9	4
		Bölgesel ısı üretimi - binalar [EJ]	0,4	7,3
ENERJİ VERİMLİLİĞİ		Enerji yoğunluğu iyileştirme oranı [%/yıl]	1,2	2,9
		Enerji verimliliği için yatırım ihtiyaçları [Trilyon $/yıl]	0,3	1,5
ELEKTRİFİKASYON		Nihai enerji tüketiminde doğrudan elektriğin payı [%]	21	50
		Yolda olacak EA sayısı [milyon/yıl]	7	147
		EAŞİ'lere yapılacak yatırım [Milyar $/yıl]	2	131
HİDROJEN		Temiz hidrojen üretimi [Mt]	0,8	614
		Temiz hidrojen üretimi için gerekli yatırım [Milyar $/yıl]	0	116
		Sanayide temiz hidrojen tüketimi [EJ]	0	38
KARBON YAKALAMA VE DEPOLAMA [CCS ve BECCS]		Sanayide emisyon azaltımı [Yakalanan $GtCO_2$/yıl]	0,04	3,4
		Sanayide emisyon azaltımı [Yakalanan $GtCO_2$/yıl]	0,001	5

5
ENERJİ DEPOLAMA SİSTEMLERİ

5.1. Tarihi

Yenilenebilir teknolojilerin kesintili bir enerji üretim profiline sahip olması, tüketicilerin elektriksel talebinin eksiksiz yani güvenilir bir şekilde karşılanması için; şebeke ve yenilenebilir teknolojilerden aldığı enerjiyi depolayan ve daha sonrasında artan elektriksel talep için kullanan enerji depolama sistemlerine (EDS) ihtiyaç her geçen gün artmaktadır. EDS farklı metodoloji ve uygulamalara bağlı olarak sınıflandırılmaktadır. Nitekim EDS'ler; kimyasal enerjiyi depolayabilen ve elektrokimyasal süreç yürüten bataryalar, hareket enerjisinden yararlanan volanlar, elektrostatik süreci işleten süperkapasitörler, suyun potansiyel enerjisinden yararlanan hidrolik pompalı depolama, potansiyel ve entalpi yönetimli sıkıştırılmış hava, elektromanyetik süreç işleten süperiletken manyetik depolama ve hidrojenin enerjisinden faydalanan yakıt hücreleri olarak adlandırılmaktadır. Bu denli farklı metodolojiye sahip EDS teknolojisi ilk olarak 2000 yıl önce Bağdat'ta pil olarak karşımıza çıkmıştır. Çoğu araştırmacı tarafından EDS olarak görülmese de 1 ile 2 volta kadar enerjiyi üretebilmekteydi. Tarih boyunca da daha çok batarya teknolojileri karşımıza çıkmıştır, diğer türler ise yeni teknolojiler olarak görülebilir. Bataryada ki ilk gelişme ise 1860 yılında olmuştur. Elektrolit tuzlu su çözeltisini kullanan kartonla ayrılmış Volta hücresi ile önemli bir adım atılmıştır. Daha sonrasında ise Volta hücresi; 1836 yılında, iki elektroliti olan Daniel hücresi olarak ve 1866 yılında ise çinko ile karbon anot kullanan Leclanche hücresi olarak geliştirilmiştir. 1949 yılına gelindiğinde ise alkali elektrolit, çinko anot ve manganez oksit katodu içeren küçük bir kuru hücre geliştirilmiştir. Bu zamana kadar şarj edilebilir hücreler geliştirilememiştir. 1859 yılında ise ilk şarj edilebilir batarya, Gaston Plante keşfedilmiştir. Şarj edilebilir bataryalar daha sonrasında; 1899'da nikel-kadmiyum, 1980'lerin ortasında nikel-metal hidrit, 1970'de ise lityum iyon olarak geliştirilmiştir. Bu şekilde gelişen teknoloji ile beraber bataryalar, EDS'lerde baskın role kadar ilerlemiştir [124].

5.2. EDS Türleri ve Karşılaştırılması

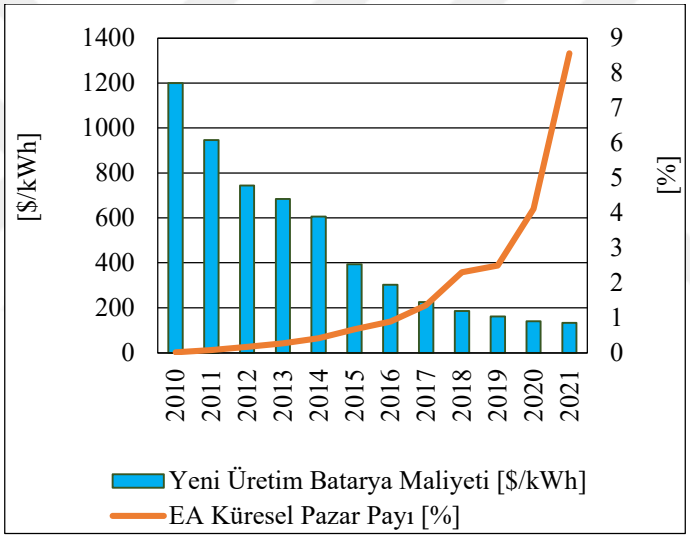
Bataryaların haricinde ise süperkapasitörler, volanlar ve yakıt hücreleri de günümüzde sıklıkla görmek mümkündür. Tablo 5.1'de ise günümüzde karşılaşılan EDS'ler teknik yönden karşılaştırılmıştır [125]. Enerji ve güç yoğunluğu açısından bataryalarda, lityum teknolojisi göze çarparken sıkıştırılmış hava, süperiletken manyetik ve yakıt hücresinin baskınlığı görülebilmektedir. Volanlar ise güç yoğunluğu açısından üstünlüğü elinde tutmuştur. Verimlilik açısından ise bataryalar ki özellikle lityumun üstünlüğü önemlidir. Verim değerleri genelde %90 ve üzerinde olduğu görülebilir. Yakıt hücresi, süperkapasitör, sıkıştırılmış hava ve süperiletken manyetik gibi son teknolojilerin yüksek maliyetleri, EDS olarak tercih edilmesinde en büyük engeldir. Hidrolik pompa, sıkıştırılmış hava, süperiletken manyetiğin sadece enerji üretiminde kullanılabilmesi ise kullanımını kısıtlamıştır. Kısacası lityum kobalt oksit ($LiCoO_2$), lityum manganez oksit (LMO), lityum fosfat ($LiPO_4$) vb. lityum altyapısının hâkim rolü gelecekte daha da belirginleşecektir.

Tablo 5.1 EDS'lerin teknik olarak karşılaştırılması [125]

Parametreler	$LiCoO_2$	LMO	$LiPO_4$	NiMh	NiCd	Kurşun Asit	Vanadyum Redoks	Volan	Süper-kapasitör	Hidrolik Pompa	Sıkıştırılmış Hava	Süperiletken Manyetik	Yakıt Hücresi
Birincil Enerji	Elektrokimyasal							Elektro-kimyasal	Elektro-statik	Potansiyel	Potansiyel/ Entalpi	Elektromanyetik	n/o
Enerji Yoğunluğu [kJ/kg]	150-190 Wh/kg	100-135 Wh/kg	90-120 Wh/kg	60-120 Wh/kg	45-80 Wh/kg	30-50 Wh/kg	220 Wh/kg	130 Wh/kg	18-36	1 (100 m)	15.000 kJ/m^3	100-10.000	14.000
Güç Yoğunluğu [W/kg]	150-200	150-220	150-200	140	50-75	150	100-200	1000 - 10.000	206	1000 (100 m)	400	1000-4000	<100
Enerji Aralığı [MWh]	500-50.000							1000 - 5000	1000 - 10.000	500-1000	50.000 - 5.000.000	100-1.500.000	-
Güç Aralığı [MWe]	0,5-100							1-10	0,1-10	100-1000	50-1000	10-1000	-
Modülerlik	✓							✓	✓			✓	✓
Verimlilik [%]	92,3	99	92	90	70-85	70-85	85	90	90	60-80	60-70	95	47-66
Şarj/Deşarj Süresi	4 saat			16 saat	14-16 saat	>20 saat	4-12 saat	dk.	sn	sa.	sa.	dk.-sa.	sa.
Kendi Kendine Deşarj [%/ay]	3-30							Yüksek	Yüksek	İhmal Edilebilir	İhmal Edilebilir	İhmal Edilebilir	Yüksek
Yük Yönetimi [%]	80							40	20	60	65	-	80
Güç Kalitesi [%]	85							80	65	40	40	-	85
Döngü/Çevrim Ömrü	500	300-700	5000	300	2000	500	8000	≤ 10.000	> 100.000	≥ 10.000	≥ 10.000	≥ 10.000	≥ 10.000
Karbon Ayak İzi	Düşük							Düşük	Düşük	Yüksek	Orta	Yüksek	Düşük
Termal Risk	Orta							Düşük	Düşük	Orta	Orta	Orta	Yüksek
Depolama Kolaylığı	Zayıf							Kolay	Kolay	Kolay	Kolay	-	-
Uygulama Alanı	EA							EA	EA	Elektrik Üretimi	Elektrik Üretimi	Elektrik Üretimi	Elektrik Üretimi EA

5.3. EDS Pazarı ve Küresel Gelişmeler

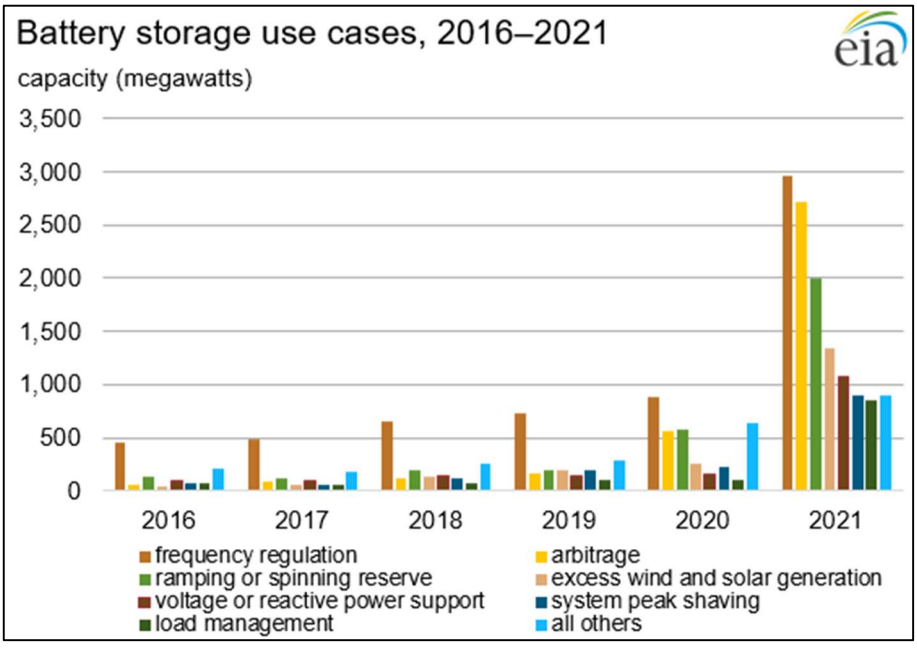
Üstünlüğü ile EDS pazarında baskın olan bataryaların, teknolojinin ilerlemesi ile her geçen gün maliyeti düşmektedir. Örneğin yeni üretilen bir bataryanın birim enerji üretim maliyeti, BloombergNEF'in 2021 verileri ışığında; 1200 $/kWh'den (2010 fiyatı) 132 $/kWh'a kadar düşmüştür [126]. Azalan bu fiyat ile beraber hem EDS olarak hem de EA ekipmanı olarak pazarı her geçen gün artmakta ve ülkeler bu alana yönelmektedir. Özellikle EA'larda ana aktörlerden biri olan bataryalar konusunda, firmalarda bir yarış hakimdir. Firmalar tarafından geliştirilen en uygun maliyetli yeni bataryalar ile EA'ların otomobil pazarındaki payı %8,57'e çıkmıştır. Şekil 5.1'de ise yıllara göre yeni üretim bataryalarda görülen maliyet düşüşü ve EA'ların pazar payı gösterilmiştir [94], [95].



Şekil 5.1 Yıllara göre yeni üretim bataryalarda görülen maliyet düşüşü ve EA'ların pazar payı

Bu denli maliyet düşüşü ile beraber küresel ölçekte yeni üretim ve ikincil kullanım batarya pazarının, net sıfır emisyon hedefleri doğrultusunda; 2030'da 456 milyar $'a, 2050'de ise 832 milyar $'a çıkması beklenmektedir. Keza bataryalar kadar yakıt hücresinin de EA'larda sıklıkla kullanımına başvurulmaktadır. Lakin hidrojenin depolanmasındaki risk ve tehlikeler, altyapı maliyetinin yüksek oluşu, EA'ların sınırlı hacimlere sahip olması kullanımını sınırlamaktadır. Bataryalar kadar olmasa da yakıt hücresi pazarının 2030'da 24 milyar $'a, 2050'de ise 75 milyar $'a çıkması beklenmektedir [95].

EDS pazarından farklı olarak; frekans regülasyonu (özellikle saniyelerden dakikalara kadar olan zaman dilimlerinde, her zaman diliminde elektrik arz ve talep dengesinin sağlanması), enerji arbitrajı (düşük fiyatta şarj, yüksek fiyatta deşarj), yük yönetimi, solar PV ve rüzgâr türbinlerinin fazla elektriğin depolanması, gerilim veya reaktif güç desteği, pik yüklerin tıraşlanması ve diğer uygulamalarda bataryaların kullanımını görmek mümkündür. Enerji Bilgi İdaresi'nin (EIA) raporuna göre enerji depolama kapasitesi, 2020'ye göre %300 artmış olup 4,6 GW kapasiteye ulaşıldığı bildirilmiştir. Artışta ki en büyük payın 3,2 GW ile şebeke ölçekli ticari operasyonlara dayanmaktaydı. Keza geçen yıla göre; arbitraj, yük yönetimi ve aşırı güneş ve rüzgâr üretimine yanıt gibi uygulamalarda batarya kapasitenin azaldığı görülmüştür. Azalış olsa da 2021 itibarıyla, 2,7 GW kapasiteye sahip arbitrajda bataryanın kullanılması, %50 ile en büyük paya sahiptir. Yük yönetiminde kullanılan batarya kapasitesi ise geçen yıla göre 744 MW artmıştır. Şekil 5.2'de ise EIA'nın farklı uygulamalarda kullanılan bataryaların kapasitesi, yıllara göre karşılaştırılmıştır. Şekilden hareketle; frekans regülasyonu, enerji arbitrajı, yük yönetimi, solar PV ve rüzgar türbinlerinin fazla elektriğin depolanması en önemli uygulama alanlarındandır [127].



Şekil 5.2 Farklı uygulamalarda batarya kapasitesinin yıllara göre değişimi [127]

Maliyetlerin azalması, üstün teknik özelliği ve önemli uygulama alanları bulan bataryaların (özellikle lityum türleri) kapasitesi, günümüzde 17 GW iken bu değerin 2030'da 585 GW'a, 2050'de 778 GW'a çıkması beklenmektedir. Keza gelişen EA altyapısı ile beraber EA bataryalarının talep ettiği enerji miktarı, 2021 itibarıyla 357,75 GWh/yıl'a kadar çıkmıştır [95].

5.4. İkincil Kullanım Bataryalar

5.4.1 Genel Bilgi

Yeni üretim bataryaların; üretim safhasında karbon emisyonunu artırması, başlangıç maliyetlerinin yeterince düşük olmamasından ötürü popülerliğinin azalacağı öngörülmektedir. Bu yüzden araştırmacılar ve ülkeler, son zamanlarda ikincil kullanım bataryalara yönelmektedir. İlk kullanım sonrası yeni üretim bataryalarda; enerji yoğunluğunun ve iç direncin düştüğü, hücrelerde sıvıların oluşumunun yaşandığı, katı elektrolit ara fazının büyüdüğü ve ayrıştığı, grafitin pul pul döküldüğü ve lityum platin oluştuğu görülmüştür. Ortam sıcaklığının ekstrem seviyeye ulaşması, şarj ve deşarjın yüksek C oranlarında yapılması, yüksek veya düşük şarj durumuna (SOC) kadar şarj ve deşarj işleminin sürdürülmesi gibi yanlış kullanımlar bu durumun oluşmasında ana nedenlerdendir. Burada önemli olan ise ikincil kullanımın ne zaman ve nasıl başlatılacağıdır. Genel itibarıyla ilk kullanım bir batarya kapasitesinin %100'den %80 veya %70'lere kadar düşmesi, ikincil kullanımın başlangıcı sayılmaktadır. Keza bu durumu batarya sağlık durumuna göre belirleyen metotlar da vardır. Açık devre voltajı, empedans ölçümü, elektriksel yük sayımı, kalman filtreler, yapay sinir ağları, elektrokimyasal empedans spektroskopisi, bulanık mantık, genetik algoritma, H∞ filtresi gibi test metotları, ikincil kullanım başlangıcını belirlemektedir. Tıpkı ilk kullanımda olduğu gibi; yenilenebilir enerji üretim dalgalanmasını azaltmak, alan ve frekans regülasyonu, arbitraj, öz tüketim gibi uygulama alanları mevcuttur. Bu kadar olumluluğa rağmen ikincil kullanım bataryaların yaygınlaşmasında; standart ve politika eksikliğinin olması, farklı hücreleri kullanan bataryalardan uygun bir sabit enerji deposunun oluşturulma zorluğu, gelişen teknoloji ile yeni üretim batarya fiyatlarının azalması en büyük engellerdendir. Örneğin: batarya test cihazı, bilgisayarlar, el aletleri gibi test ve söküm ihtiyacı; forklift, konveyör ve robot gibi

taşıma ihtiyacı; yönetimsel kullanım, masa, oturak gibi ofis ihtiyaçları; işçilik ihtiyaçları; elektrik faturası ve hammadde maliyeti gibi direkt ihtiyaçlar; tesis maliyeti, sigortalama ve vergiler gibi endirekt ihtiyaçlar ek maliyetler yaratması, yeni üretimin önüne geçememesindeki halen en büyük engeldir. Nitekim bataryanın maliyeti %52'lik, işçilik maliyeti %32'lik, garanti ücreti ise %5'lik bir paya sahip olduğu da söylenebilir. Yeni üretim bataryalardaki mali düşüş ve ikincil kullanımın yeniden değerlendirilmesinde ki bu mali durum, ikincil kullanımda halen soru işaretleri bırakmaktadır. Tablo 5.2'de ise ikincil kullanımın genel bir özeti yapılmıştır [128], [129].

Tablo 5.2 İkinci kullanım bataryalar hakkında genel özet bilgi

Bozulma Nedenleri	SOH ve SOC Tahmin Metotları	Kullanım Alanları	Engeller
Katı-elektrolit ara fazı büyümesi	Açık devre voltajı	Yenilenebilir enerji üretim değişkenliğinin azaltımı	Düşük ömür
Katı-elektrolit ara fazı ayrışması	Elektriksel yük (coulomb) sayımı	Alan & Frekans regülasyonu	Yeniden kullanım maliyetleri
Elektrolit ayrışması	Empedans ölçümü	Güç kalitesi ve güvenirliğin sağlanması	Gelişen teknoloji ile yeni üretimde maliyet azalmaları
Bağlayıcı ayrışması	Genişletilmiş, uyarlanabilir genişletilmiş, genişletilmemiş, kokusuz ve sigma noktası Kalman filtreleme	Batarya değişim istasyonlarında merkezi şarj istasyonlarında sabit enerji deposu	De-montajın manuel yapılmasından ötürü işçilik fiyatlarındaki artış
Elektrot parçacıkların çatırdaması	Eşdeğer devre modeli	Yeniden sevk, iletim ve üretim erteleme, gerilim kontrolü	Hücrelerin farklı kimyalara, formlara ve tiplere, voltaj seviyelerine ve kapasitelere uyumun zor olması
Lityum platin oluşumu	Elektrokimyasal empedans spektroskopisi	Pik talebin azaltımı/tıraşlanması	Sübvansiyonların yeterince olmaması
	Yapay sinir ağları (ANN)	Yük dengeleme	Ekonomik belirsizlikler
Grafitin pul pul dökülmesi	Bulanık mantık (FL)	Enerji üretim tarafı varlık yönetimi	Sökme işleminde otomasyon yetersizliği
	Destek vektör makinesi (SVM)	Gerilim & Reaktif güç desteği	SOH ve kalan faydalı ömrün doğru şekilde belirleme zorluğu
Yapısal düzensizlik	Genetik algoritma (GA)	Mikroşebekede yük takibi	Standart & Politika eksikliği
Lityum platin oluşumu	Uygunluk vektör makinesi (RVM)	Öz tüketimin artırılması	İlk kullanım verilerinin eksikliği
	H∞ filtresi	Enerji arbitrajı	Güvenilir ve sertifikalı distribütörden alınıp alınmadığı endişesi
Mevcut kolektörlerde korozyon	Ohmik rezistans ve akım darbeleri	EA şarj talebi azaltımı	Kullanıldıkça oluşacak atık ürünlerin tehlike yaratıp yaratmayacağının bilinmemesi
Geçiş metali çözünmesi	Veri hataları, benzerlik ilişkisi, örnek entropi	Hızlı rezerv	
	Gözlemciler, son kareler	Siyah başlangıç	

5.4.2 İkinci Kullanıma Alınma Periyodu

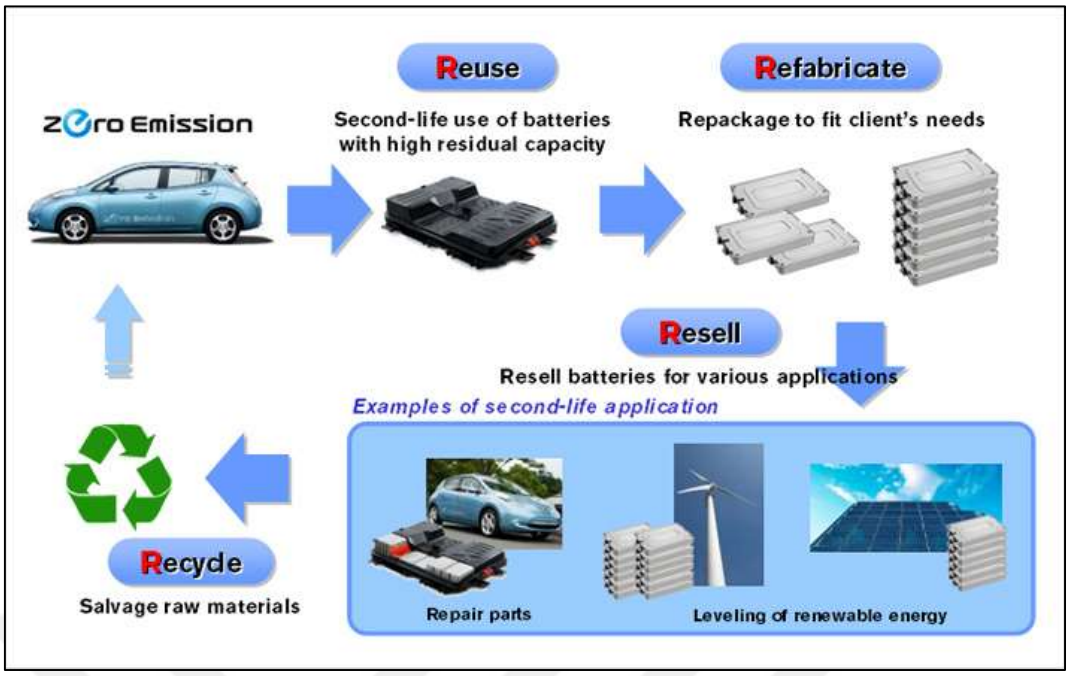
İkincil kullanım için vakti gelmiş bir batarya paketi sırasıyla [128], [129]:

- Paketin üst kısmı çıkarılır.
- Batarya bağlantı kutusu ve bara çıkarılır.
- Hücre yönetimi denetleyicisinin bağlantısı kesilir ve çıkarılır.
- Batarya yönetim sistemi bağlantısı kesilir ve çıkarılır.
- Ön şarj devresi sökülür.
- Modüller sökülür.
- Modül kapakları çıkarılır.
- Hücreler çıkarılır/ayrıştırılır.

Vb. işlemlerden geçirilir. Daha sonrasında ikincil kullanım bataryaların, uygulama noktalarında tekrar değerlendirilebilmesi için:

- Geri dönüştürülebilir komponentler toplanır.
- Mekanik bağlı modüller parçalanır ve komponentler ayrıştırılır.
- Modül ve hücreler karakterizasyon testine gönderilir ve geçirilir.
- Minimum kriterlerin altına düşen modüller/hücreler geri dönüşüm için atılır.
- İkincil kullanım gereksinimine uyan modüller/hücreler, kalan kapasiteye göre farklı gruplara ayrılır.
- Hücreler modüller halinde tekrar düzenlenir.

Şekil 5.3 (a)'da ikincil kullanım ve geri dönüşüm süreci grafiksel olarak, (b)'de ise ENEL firmasına ait ikincil kullanım süreci aşama aşama gösterilmiştir [130].



(a)



(b)

Şekil 5.3 (a) İkincil kullanım ve geri dönüşüm süreci, (b) ENEL firmasına ait ikincil kullanım süreci [130]

5.4.3 İkinci Kullanım Pazarı ve Küresel Gelişmeler

İkincil kullanım alanlarında tekrar değerlendirilen bir batarya, kapasitesinin %60'lara kadar düşmesi sonucu yani bitik bir hal almasından sonra geri dönüşüm sürecine gönderilir ve tekrardan değerlendirilir. Bu şekilde bataryaların, farklı ikincil kullanım alanlarında tekrardan değerlendirilmesi ile bataryalardan daha çok yararlanılmış olur. Örneğin ikincil kullanım batarya sayesinde; EA şarj noktalarında 15 yıl, binalarda öz tüketim uygulamalarında 5,9 yıl, frekans regülasyonlarında 4,7 yıl, iletim hatlarında başvurulan yük ötelemesinde 5 yıl ömür artırılmış olur. Bu denli kullanım ömrünü artıran ikincil kullanım bataryalarının enerji üretim maliyeti ise Küresel Sürdürülebilir Elektrik Ortaklığı'na göre 77 $/kWh olarak değerlendirilmiştir. Günümüz açısından, yeni üretim bataryaya göre ikincil kullanım ile enerji üretim maliyeti %41,6'a kadar azaltılabilmiştir. Farklı olarak gelecek projeksiyonları değerlendirildiğinde; GlobeNewswire'e göre ikincil kullanım pazarının, 2025 yılına kadar 28,52 milyar $'a çıkacağı düşünülmektedir. Keza McKinsey & Company'e göreyse; 2025 yılında bu alternatif çözümün mali avantajının %30-70 aralığında olacağı, 2040 yılında ise 2025 kadar olmasa da avantajının %25 azalacağı bildirilmiştir. Diğer bir yandan, sabit uygulamalar için ikincil kullanım talebinin 2030 yılına kadar 200 GWh/yıl'ı aşabileceği bildirilirken 30 milyar $'ın üzerinde pazarın oluşması tahmin edilmektedir [131]–[133].

6
HİBRİT GÜÇ SİSTEMLERİ

6.1. Genel Bilgi

Özellikle ulaşımda, EA yatırımları ile beraber elektriksel talep üst düzeye ulaşmıştır. Ulaşımda yaşanan talebin karşılanmasında, sadece şebekeden yararlanmak karbon emisyon hedeflerini sekteye uğratacaktır. Gerek ulaşımda gerekse de birincil enerji talebin karşılanmasında, şebekenin haricinde yenilenebilir teknolojilerin önemi büyüktür. Lakin yenilenebilir teknolojilerin sunacağı enerji üretim profilinin kesintili bir eğriye sahip olması sonucu az da olsa şebekeye de başvurulmaktadır. Öz tüketimi ve dolayısıyla enerji üretimindeki yenilenebilir payı daha da artırmak için EDS'lere başvurulması gerekir. Böylelikle talebin, yenilenebilir enerjiden fazla olduğu vakitlerde, EDS'lerde depolanan enerji kullanılabilecek, talebin, arzdan az olduğu vakitlerde ise tekrardan enerjiyi depolayabilecektir. Keza EDS kapasitesinin tam doldurulmasından sonra da gerekirse üretilen fazla elektrik şebekeye basılabilecektir. Depolama anının, şebeke elektrik maliyetinin az olduğu vakitlere; boşaltım anının şebeke elektrik maliyetinin fazla olduğu vakitlere denk getirilmesi ile de bir kazanç sağlanabilecektir. Sırf elektriksel değil, ısıl yani termal taleplerde, eklenecek bileşik ve ısı güç sistemleri ile karşılanabilmektedir. Burada karbon emisyonundan fire verilse de termal talepte giderilmiş olacaktır. Bu şekilde birden fazla hibrit bileşenin bir araya getirilmesi ile hibrit güç sistemleri (HGS) oluşturulabilmektedir.

6.2. Bileşenleri

- Dizel jeneratör (DG)
- Enerji depolama sistemleri (EDS) (volan, batarya, süperkapasitör)
- Konvertörler (PCS)
- PV dizileri (çatı veya tesis bazlı)
- Rüzgâr türbin çiftlikleri (WT)

- Şebeke
- Bileşik ısı ve güç sistemleri (CHP) (kazan, kontrolör vb.)
- Yakıt hücresi altyapısı (hidrojen depolama tankı, elektrolizör vb.)
- Küçük ölçekli hidroelektrik tesisler
- Gelgitten yararlanan dağıtık jeneratörler
- Hayvansal, bitkisel ve çöpsel atıkları değerlendiren biyogaz tesisleri
- Birincil enerji talebi
- EA şarj talebi

Gibi yapıtaşlarının, bir ve birden fazlasının bir araya getirilmesi ile HGS oluşturulur. Kurulum yerinin iklimsel verileri ve bileşen maliyetleri hesaba katılarak bölgeden bölgeye farklı HGS modellerini görmek mümkündür.

6.3. Optimizasyon Araçları

Böyle bir sistemin teknik, ekonomik ve çevresel optimizasyonu için günümüzde farklı yazılım, program paketleri ve algoritmalar mevcuttur. Lakin en yaygın kullanılanları; Çoklu Enerji Kaynaklarının Hibrit Optimizasyonu (HOMER), MATLAB, HOGA, RetScreen, parçacık sürüsü optimizasyonu (PSO), genetik algoritma (GA), benzetimli tavlama (SA) ve yapay sinir ağları (ANN) olarak bilinir. Bunların haricinde mevcut literatürde:

- ARENA
- Biyocoğrafya tabanlı optimizasyon (BBO)
- Sosyal örümcek optimizasyonu (SSO)
- Ateş böceği algoritması (FA)
- Gri kurt optimizasyonu (GWO)
- Harris Hawks optimizasyonu (HHO)
- Çoklu evren optimizasyonu (MVO)
- Antlion optimizasyonu (ALO)
- Balina optimizasyon algoritması (WOA) vb. Kullanılmaktadır.

6.3.1 Çoklu Enerji Kaynaklarının Hibrit Optimizasyonu (HOMER)

Optimizasyonlar değerlendirildiğinde HOMER en sık kullanılan yazılım paketidir. Günümüzde 193 ülkede 250.000'den fazla kullanıcı tarafından tercih edilen

HOMER, Amerika'da Ulusal Yenilenebilir Enerji Laboratuvarı (NREL) tarafından geliştirilmiş dağıtık üretim ve mikro şebeke modelleme amacı taşıyan bir programdır. HOMER, dağıtık üretim ve mikro şebeke modelleme yazılım şirketidir. Geleneksel üretim ve yenilenebilir enerji teknolojisini, depolama ve yük yönetimi ile birleştiren, uygun maliyetli ve güvenilir hibrit mikro şebekeyi, şebekeye bağlı sistemleri ve şebekeden bağımsız sistemleri oluşturmak için optimizasyon ve fizibilite çalışmalarını yürütür. HOMER şirketi bünyesinde üç programı kullanıcılarına sunmaktadır. Bunlar; HOMER Pro, HOMER Grid, HOMER Front'tur. HOMER Pro, köy ve ada yerleşkelerinin enerjilendirilmesinden, şebekeye bağlı kampüsler ve askeri üslere kadar tüm sektörlerde mikro şebeke tasarımını optimize etme imkânı sunmaktadır. HOMER Grid, yapısında bileşik ısı ve güç sistemleri, elektrikli araç şarj istasyonları tasarımlarını barındıran, optimizasyonu ile kullanıcılara tasarrufu üst düzeye çıkarmayı, maliyeti en aza çekmeyi, yatırım getirisini arttırmayı vaat eder ki nitekim bu çalışmada HOMER Grid ve ikincil kullanım için HOMER Pro tercih edilmiştir. HOMER Front ise güneş ve rüzgâr enerji kaynakları ile enerji depolamasını bir araya getiren uygulamaları veya şebekeden bağımsız kamu hizmeti projelerini ele almaktadır ve kullanıcılara; günün belli saatinde ki üretilecek toplam veya yenilenebilir enerji miktarını görme şansı verir ve kapasite pazar katılımlarını analiz etme imkânı sunar [134].

6.4. Ülkemizdeki Tek Örneği

HGS'ler günümüzde yaygın olmasa da bu denli avantajları ile gelişmelerin yaşanacağı aşikardır. Nitekim Türkiye'nin ilk ve Avrupa'nın en büyük hibrit enerji santrali (Aşağı Kaleköy Hibrit Güneş Enerji Santrali) Bingöl'de kurulmuştur. Hidroelektrik ve güneş enerjisi kullanılan bu yapı ile 450 bin hanenin ihtiyacı karşılanabilirken yıllık 580 MWh enerji üretilebilmiştir. Hibrit enerji santralinin haricinde, ülkemizde; Muğla Menteşe şehirlerarası otogarında, Büyükçekmece gölünde, Antalya ve Galatasaray NEF stadyumlarında güneşe bağlı santralleri de görmek mümkündür. Şekil 6.1'de ise Aşağı Kaleköy Hibrit Güneş Enerji Santrali'nin bir görseli paylaşılmıştır.



Şekil 6.1 Aşağı Kaleköy Hibrit Güneş Enerji Santrali – Bingöl

7
HGS'LERİN MATEMATİKSEL MODELLENMESİ

7.1. Teknik Modelleme

7.1.1 Solar PV'lerin Eğik Panel Yüzeyindeki Işınımın Modellenmesi

Günümüzde, PV panel dizilerinden elektrik üretimi, en basit manada güneş enerjisinin yakalanıp elektrik enerjisine çevrilmesi olarak algılanmaktadır. Lakin bu elektrik üretiminin sanılan kadar basit olmadığı, ayrıntılı bir süreçten geçtiğini söylemek mümkündür. Bu süreçte; güneşin konumu, kurulum bölgesinin matematiksel konumu, radyasyon, açıklık indeksi, hücre sıcaklığı gibi parametreler sahneye çıkmaktadır [135], [136].

7.1.1.1 Modelde Kullanılan Açılar

- **Deklinasyon Açısı**

Dünya'nın hem kendi etrafında hem de güneşin etrafında dönmesi sırasında oluşan açıdır. Güneş sapması da denilen bu açı, -23,45° (21 Aralık) ile +23,45° (21 Haziran) arasında yıl boyunca farklı değerler alır. Deklinasyon açısı (1) eşitliği vasıtasıyla hesaplanmaktadır [137].

$$\delta = 23{,}45^{\circ}.\sin\left(360^{\circ}.\frac{284+n}{365}\right) \quad (1)$$

- **Saat Açısı**

Yerel güneş saatini, güneşin gökyüzündeki hareket açılarına dönüştürür. Bir saat, 15° boylama eşittir. Öğleden evvel açı pozitif değer alırken öğleden sonra negatif değer almaktadır. Saat açısı, (2) eşitliği yardımıyla hesaplanabilmektedir [137].

$$\omega = (t_s - 12).15^{\circ}/\text{saat} \quad (2)$$

- **Güneşe Ait Zaman Denklemi**

Güneş zamanı ile ortalama güneş zamanı arasındaki farkı ifade eden bu denklem, dünyanın her yerinde aynı kabul edilir. (3) eşitliği ile güneş zamanına geçiş sağlanabilmektedir [137].

$$t_s = t_c + \frac{\lambda}{\frac{15^\circ}{\text{saat}}} - Z_c + 3{,}82\,.\left[0{,}000075 + 0{,}001868\,.\cos\left(360^\circ.\frac{(n-1)}{365}\right) - 0{,}032077\,.\sin\left(360^\circ.\frac{(n-1)}{365}\right) - 0{,}014615\,.\cos 2.\left(360^\circ.\frac{(n-1)}{365}\right) - 0{,}04089\,.\sin 2.\left(360^\circ.\frac{(n-1)}{365}\right)\right] \quad (3)$$

- **İnsidans Açısı**

Güneş ışınımı ile yüzeyin normali arasındaki açıyı ifade eder. Eşitlik (4) yardımıyla bulunur [137]. Lakin burada; panel yüzeyinin eğimi, azimutun, enlemin, güneş sapmasının ve saat açısının biliniyor olması gerekmektedir.

$$\cos\theta = (\sin\delta\sin\phi\cos\beta) - (\sin\delta\cos\phi\sin\beta\cos\gamma) + (\cos\delta\cos\phi\cos\beta\cos\omega) + (\cos\delta\sin\phi\sin\beta\cos\gamma\cos\omega) + (\cos\delta\sin\beta\sin\gamma\sin\omega) \quad (4)$$

- **Yüzey Azimut Açısı**

Panel yüzey normalinin yerel boylama göre sapmasını ifade eder. -180° ile +180° arasında değer alabilirken sıfır azimut, tam güneyi gösterir. Panel bakış yönünün batıya doğru gitmesi ile azimut pozitif değerlerde artar. Bu açı ise insidans açısında kullanılmaktadır.

- **Zenit Açısı**

Bu açı, ne kadar küçük olursa ilgili panel için güneş gökyüzünde o kadar yüksektedir. Zenit açısı, güneş tam tepedeyken sıfır, ufuktayken veya yataydayken ise 90° olarak değerlendirilir. Eşitlik (5) vasıtasıyla ilgili açı hesaplanabilmektedir [137].

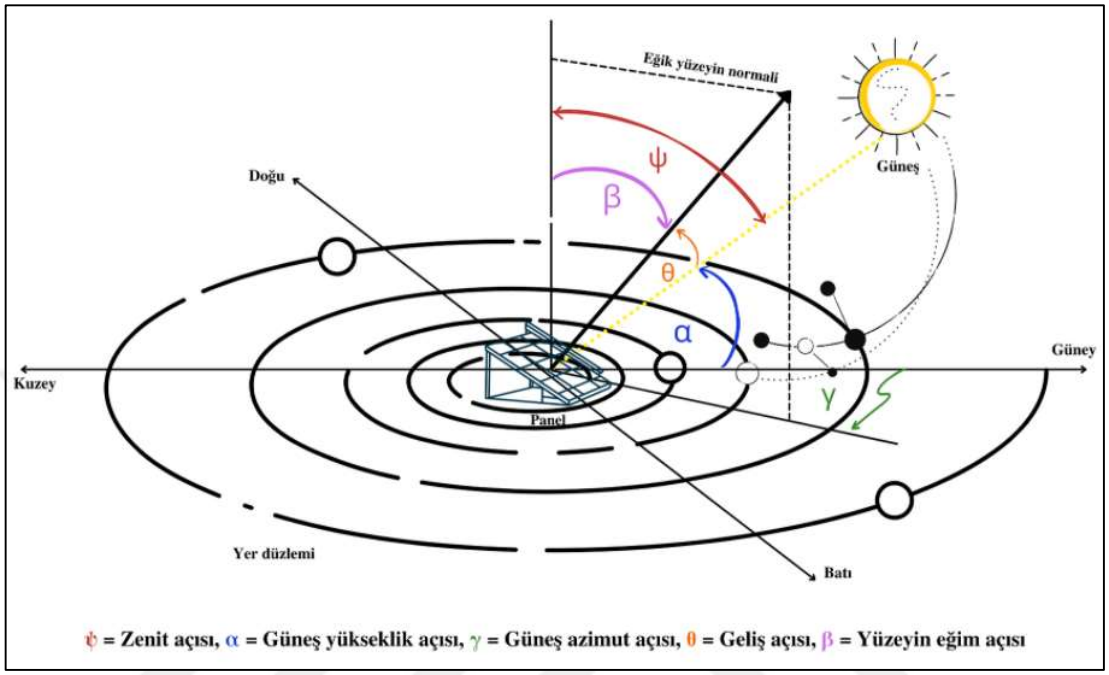
$$\cos\psi = \cos\phi\cos\delta\cos\omega + \sin\phi\sin\delta \quad (5)$$

- **Gün Batımı Saat Açısı**

Enlem ve deklinasyon açısının tanjantlarının çarpımıyla bulunan bir güç katsayısının açı karşılığıdır. Nitekim eşitlik (6) yardımıyla bulunmaktadır [137].

$$\cos \omega_s = -(\tan \phi \,.\, \tan \delta) \tag{6}$$

Şekil 7.1'de ise panelin konumuna göre ilgili bu açıların ne anlama geldiği daha net görülebilmektedir.



Şekil 7.1 Güneş geometrisi ve açılar [138]

7.1.1.2 Açıklık İndeksi

Atmosferin berraklığını, temizliğini ve açıklığının bir ölçüsü anlamında kullanılır. Adından da anlaşılacağı üzere güneşli havalarda yüksek değer alırken bulutlu veya kapalı havalarda değeri düşmektedir. Genel itibariyle ise 0,25 ile 0,75 arasında dalgalanır ve boyutsuz bir birime sahiptir. Açıklık indeksi, en basit manada (7) eşitliği yardımıyla bulunabilmektedir [137].

$$k_T = \frac{\overline{G}}{\overline{G}_o} \tag{7}$$

7.1.1.3 Atmosferdeki Işınım Miktarı

Açılardan sonra genel radyasyon formülünü çıkarabilmek için atmosfer dışı olaylara da bakmak gerekir. Dünya dışı yatay radyasyonu bulabilmek için eşitlik (8) kullanılır [135].

$$G_o = G_{sc}.\left(1 + 0{,}033.\cos\frac{360n}{365}\right).\cos\psi \quad (8)$$

Tek bir zamana ait bu denklemi, tercih edilen zaman adımları boyunca genelleştirmek, eşitlik (9) ile mümkündür [135].

$$\overline{G}_o = \frac{12}{\pi}.G_{on}.\left[\left(\cos\phi\cos\delta\left(\sin\omega_2 - \sin\omega_1\right)\right) + \left(\frac{\pi.(\omega_2 - \omega_1)}{180^\circ}.\sin\phi\sin\delta\right)\right] \quad (9)$$

Açıklık indeksi ve dünya dışı radyasyonun ayrıntılı formülleri birleştirildiğinde; dünya dışı yatay radyasyon değerinin [kWh/m^2/gün] genel formülünü ve hesabını eşitlik (10) yardımıyla yapabiliriz [135].

$$H_o = \frac{24}{\pi}.G_{on}.\left[\left(\cos\phi\cos\delta\sin\omega_s\right) + \left(\frac{\pi.\omega_s}{180^\circ}.\sin\phi\sin\delta\right)\right] \quad (10)$$

7.1.1.4 Dünyaya Ulaşan Işınım Miktarı

Dünya yüzeyindeki güneş radyasyonu, atmosferden geçiş durumuna göre ikiye ayrılmaktadır. Güneşin Dünya'ya gönderdiği radyasyonun bir kısmı, atmosfer tarafından herhangi bir saçılma olmaksızın gelirken, nitekim ışın radyasyonu veya direkt ışınım olarak bilinir, radyasyonun geri kalanı, atmosferden saçılır yani yönü değiştirilir, aynı zamanda yayılı ışınım veya dağınık radyasyon olarak bilinir. Direkt ve yayılı ışınım miktarının toplamı eşitlik (11) vasıtasıyla bulunabilmektedir. Aynı zamanda bu değer açıklık indeksinin pay kısmını oluşturmaktadır [136].

$$\overline{G} = \overline{G}_b + \overline{G}_d \quad (11)$$

Direkt ışınımın doğrudan ölçülme imkânı mümkünken dağınık ışınım hesabı çetrefillidir. HOMER, açıklık indeksinin (k_T) bir fonksiyonu olarak dağınık yani yayılı ışınım hesabını her zaman adımında eşitlik (12) yardımıyla yapmaktadır [136].

$$\frac{\overline{G}_d}{\overline{G}} = \begin{cases} 1 - 0{,}09.k_T \\ 0{,}9511 - 0{,}1604.k_T + 4{,}388.(k_T)^2 - 16{,}638.(k_T)^3 + 12{,}336.(k_T)^4 \\ 0{,}165 \end{cases} \begin{cases} k_T \le 0{,}22 \\ 0{,}22 < k_T \le 0{,}80 \\ k_T > 0{,}80 \end{cases} \quad (12)$$

7.1.1.5 Eğimli Yerleştirilmiş Solar Panelin Yüzeyindeki Işınım

HOMER, PV dizisinin eğik yüzeyine çarpan küresel radyasyonu hesaplamak için dağınık güneş radyasyonunun üç bileşeni olduğunu varsayar. Bunlar: doğrudan, yayınık ve yansıyan ışınım şeklindedir. Nitekim eşitlik (13)'de toplama işaretleri denklemi üç kısma ayırmıştır. Bunlardan ilki, doğrudan yani direkt ışınımı; ikincisi, yayınık ışınımı; üçüncüsü ise yansıyan ışınımı vermektedir. Ayrıca yataydaki ışınımın yüzde kaçı doğrudan ışınımdır sorusuna, $\frac{\cos\theta}{\cos\psi}$ oranı yanıt vermektedir. Buraya kadar olan radyasyonun alt süreçlerinin birleştirilmesi sonucu, eğik panel yüzeyindeki genel radyasyon formülü, eşitlik (13) ile hesaplanabilmektedir [136]. Denklemde kullanılan ρ_g ise albedo katsayısını yani zemin yansımasını (şehir ortamlarında %15 alınır) ifade eder.

$$\overline{G}_T = \left[\left(\overline{G}_b + \overline{G}_d.\frac{\overline{G}_b}{\overline{G}_o}\right).\frac{\cos\theta}{\cos\psi}\right] + \left[\overline{G}_d.\left(1-\frac{\overline{G}_b}{\overline{G}_o}\right).\left(\frac{1+\cos\beta}{2}\right).\left[1+\sqrt{\frac{\overline{G}_b}{\overline{G}}}.\left(\sin\frac{\beta}{2}\right)^3\right]\right] + \left[\overline{G}.\rho_g.\left(\frac{1-\cos\beta}{2}\right)\right] \qquad (13)$$

7.1.2 Solar PV'lerin Hücre Sıcaklığının Modellenmesi

PV panel kurulumunun oluşturulmasında; hücreler bir araya getirilerek modülleri, modüller bir araya gelerek dizileri oluşturur, en sonunda da diziler bir araya getirilerek tesis/santral/kurulumları oluşturmaktadır. Nitekim hücre, kurulumun en küçük ve en yapı taşı parçasıdır. Bu parçada yaşanacak bir değişiklik tüm kurulumu etkilemektedir. Hücreden itibarıyla panellerden elektrik üretiminin olmazsa olmaz etkilendiği değişken, sıcaklıktır. Bu yüzden hücre sıcaklığının hesaplanabilmesi için standart test koşullarının (STC) bilinmesi gerekir. HOMER ise STC şartlarını; 25°C, 1 kW/m^2 radyasyon, rüzgârsız ortam olarak ele almaktadır.

Sıcaklığın etkisini inceleyebilmek için PV dizisindeki enerji dengesinin denkleme yansıtılması gerekir. Nitekim eşitlik (14) bunu özetlemektedir [135].

$$\tau.\alpha.G_T = \eta_c.G_T + U_L.(T_c - T_a) \qquad (14)$$

Ayrıca $\left(\frac{\tau\times\alpha}{U_L}\right)$ değerini gerçekte ölçmek nitekim zordur, üreticiler bunun yerine nominal çalışmadaki hücre sıcaklığını yani NOCT parametresini kullanırlar. 0,8

kW/m^2 güneş ışınımı, 20°C ortam sıcaklığı ve 1 m/s rüzgâr hızına maruz kalınırsa oluşacak hücre sıcaklığı olarak bilinen NOCT, genel itibarıyla 40-50°C arasında dalgalanır. HOMER'de yer alan ayrıntılı hücre sıcaklığı formülleri birleştirildiğinde elde edilen genel hücre sıcaklığı denklemi, eşitlik (15) ile yazılabilmektedir [135], [136].

$$T_c = \frac{T_a + (T_{c,NOCT} - T_{a,NOCT}).\left(\frac{G_T}{G_{T,NOCT}}\right).\left[1 - \frac{\eta_{mp,STC}.(1 - \alpha_P.T_{c,STC})}{\tau\,.\,\alpha}\right]}{1 + (T_{c,NOCT} - T_{a,NOCT}).\left(\frac{G_T}{G_{T,NOCT}}\right).\left(\frac{\alpha_P.\eta_{mp,STC}}{\tau\,.\,\alpha}\right)} \quad (15)$$

7.1.3 Solar PV'lerin Genel Güç Denklemi

Panel yüzeyine ulaşan güneş ışınımı miktarı, açıklık indeksi ve hücre sıcaklığı gibi faktörler PV dizisinin güç çıkışına etki etmektedir. Sıralama olarak son ve en önemli kısma gelindiğinde, PV dizinin güç çıkışı eşitlik (16) aracılığı ile hesaplanır [135], [136].

$$P_{PV} = Y_{PV}.f_{PV}.\left(\frac{\overline{G}_T}{\overline{G}_{T,STC}}\right).\left[1 + \alpha_P.(T_C - T_{C,STC})\right] \quad (16)$$

7.1.4 Batarya Bankalarının Modellenmesi

Enerji depolama sistemi olarak batarya birimlerinin bir araya gelmesi ile oluşan batarya banka grupları kullanılmıştır. HGS'nin enerji dengesine bağlı olarak; talebin artması ve üretimin düşmesi neticesinde enerjisini yüke sarf eder ve böylelikle talep güvenilirliği yerine getirilir. İlk etapta şarj-deşarj prosesinin haricinde yaşlanmanın da etkisini alan batarya modellerine yer verilmiştir. Nitekim HOMER, batarya modeli olarak idealleştirilmiş, kinetik ve modifiye edilmiş yani ileri batarya modeli sunmaktadır. Şarj-deşarj sürecine geçildiğinde ise her bir model için geçerli olan matematiksel formülasyonlar yazılacaktır [139], [140].

7.1.4.1 Batarya Modelleri

- **İdealleştirilmiş Batarya Modeli**

Enerji ve gücü bağımsız olarak boyutlandırmaya yansıtan bu modelde, besleme gerilimi deşarj döngüsü sırasında çoğunlukla sabit kalır ve düz bir deşarj eğrisi

varsayar. Buradan hareketle yaşlanmanın sınırlı olarak ele alındığını belirtmek gerekir. Ömür olarak yüzer zaman dikkate alınır, bataryanın sabit bir süreden sonra değiştirilmesi gerektiği süre anlamına gelir. Ayrıca ömrü boyunca (bataryanın değiştirildiği zamana kadar) depolanacak enerji miktarı bu modelde kullanılır. Bu enerji miktarı sabit girilebileceği gibi ömür boyu eğri (Lifetime Curve) kullanılarak ta belirlenebilir. Bu iki parametreden hangisine önceden ulaşılırsa batarya ömrü bitmiş demektir. Üreticiler, kataloglarında; sabit test cihazları ile şarj-deşarj döngüsü uygulayarak bataryanın değiştirilmesi gerektiği döngü sayısını, farklı deşarj derinliklerinde (DOD) sunmaktadır, nitekim ömür boyu eğrinin oluşturulması buna odaklanmaktadır. Değişime kadar döngü sayısının ve DOD'un dikkate alındığı ömür eğrisi, bu model için eşitlik (17) ile hesaplanabilmektedir.

$$Q_{lifetime,i} = f_i . d_i . \left[\frac{(q_{max} . V_{nom})}{\frac{1000W}{kW}} \right] \quad (17)$$

- **Kinetik Batarya Modeli**

HOMER, bu model için kütüphanesinde yalnız kurşun-asit batarya türüne imkân vermektedir. Gelişen lityum teknolojisine ayak uyduramayan bu model bünyesinde; deşarj akımına bağlı olarak kapasite eğrisini ve DOD'a bağlı döngü ömrü eğrisini barındırmaktadır. Lakin her bir modele ortak olarak uygulan şarj-deşarj hesapları, kinetik batarya modeline dayanmaktadır.

- **Modifiye Edilmiş Batarya Modeli (ASM)**

Diğer modellerin aksine ASM ile yaşlanma analizi, daha iyi yürütülebilmektedir. İkincil kullanım bataryaların düşük karbon emisyonu ve maliyetinden de ötürü ileride sabit enerji deposu olarak yaygınlaşması öngörülmektedir. Bu yüzden ASM modeli hem yeni üretim hem de ikincil kullanımın tercih edildiği hibrit modellerdeki sonuçlarının yorumlanmasında ele alınmıştır. Bünyesinde; fonksiyonel modeli, sıcaklığa bağlı kapasite eğrisini, döngü bozulmasını dikkate alan ömür eğrisini ve sıcaklığa bağlı ömür hesabını içeren takvim ömrü eğrisini barındırmaktadır.

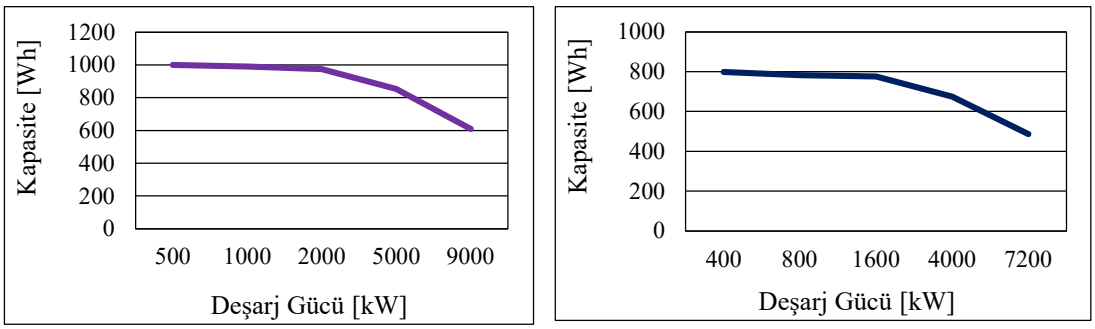
✓ **Fonksiyonel Model**

Bu alt model, bataryanın optimizasyonda nasıl davranacağını belirler. Ayrıca ilgili değişkenlerin; kayıp miktarına, herhangi bir zamandaki mevcut enerji miktarına ve bataryanın teorik kapasitesine nasıl etki edeceği incelenir. Çıkış gücü, eşitlik (18)'de, ilgili çıkış gücü için maksimum çıkış akımı, eşitlik (19) ile hesaplanabilmektedir.

$$P_{out} = I.V_{output} = V_0.I - R_0.I^2 \tag{18}$$

$$I_{Pout,max} = \frac{V_0}{2.R_0} \tag{19}$$

Burada, eşitlik (19) aracılığı ile maksimum deşarj gücüne limit koyulur. Deşarj sürecindeki güç-kapasite verileri işlenerek kinetik batarya modeli parametreleri (k, c, Q_{max}) ve seri direnç (R_0) uyarlanır. Daha sonra şarj-deşarj prosesinde de anlatılacak olan maksimum şarj- deşarj gücü ve mevcut ile bağlı enerji hesabı bu parametrelere göre tekrardan hesaplanır. Şekil 7.2'de; yeni üretim (a) ve ikincil kullanım (b) bataryalar için optimizasyonda ele alınan deşarj gücüne bağlı kapasite eğrisi örneklendirilmiştir.



(a) (b)

Şekil 7.2 Deşarj gücüne bağlı kapasite eğrisi; (a) yeni üretim batarya, (b) ikincil kullanım batarya

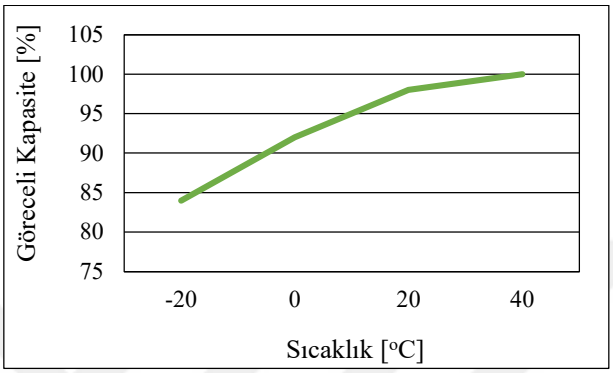
✓ **Sıcaklığa Bağlı Göreceli Kapasite Eğrisi**

Bu alt modelde, sıcaklığa bağlı kapasite değerlerinin haricinde maksimum ve minimum çalışma sıcaklığının da girilmesi gerekir. Nitekim batarya bu sıcaklık aralığının dışında olduğunda kapatılmaktadır. Eğer sıcaklığın kapasite üzerine etkisi ihmal edilirse d_0 terimi 1'e, d_1 ve d_2 sıfıra ayarlanır, bu da sıcaklığı tüm

noktalarda nominalin %100'üne ayarlamayı sağlar. Sıcaklığa bağlı kapasite değişimini bulabilmek için eşitlik (20)'den faydalanılır.

$$\text{Kapasite (T)} = (\text{Nominal Kapasite}).(d_0 + d_1.T + d_2.T^2) \quad (20)$$

Şekil 7.3'de ise optimizasyonda kullanılan sıcaklığa bağlı göreceli kapasite eğrisi gösterilmektedir.



Şekil 7.3 Sıcaklığa bağlı göreceli kapasite eğrisi

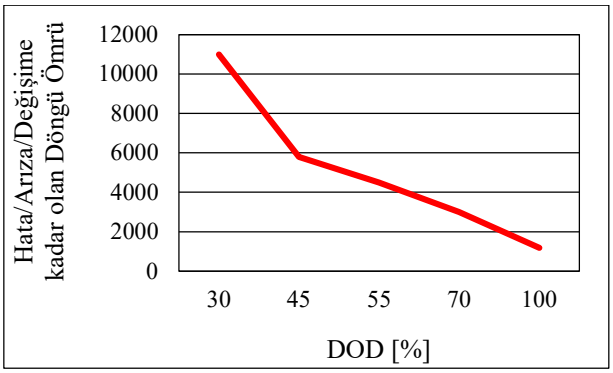
- ✓ **Döngü Bozulmasını Dikkate Alan Ömür Eğrisi**

Bu alt model, batarya üzerindeki döngü yorgunluğunu ifade etmektedir. Her bir DOD için döngü verileri batarya üreticisinden alınabileceği gibi HOMER'in sunduğu temel değerler de kabul edilebilir. İlgili döngü ömrü bozulma değişkeninin toplam kümülatif bozulma miktarının hesaplanabilmesi için Yağmur Akışı Sayım yöntemi kullanılır. Eşitlik (21) ve (22)'de DOD'a bağlı toplam döngü bozulması hesaplanabilmektedir.

$$1/N = A.\,DOD^{beta} \quad (21)$$

$$D = \sum_{i=0}^{N} A * D_i^{beta} \quad (22)$$

Şekil 7.4'de ise optimizasyonda kullanılan DOD'a bağlı bozulan bataryanın döngü ömrü eğrisi gösterilmiştir.



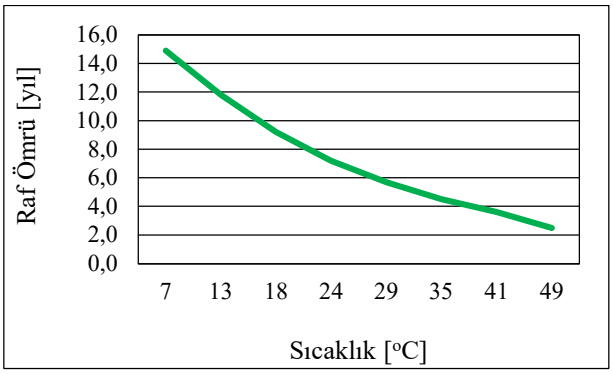
Şekil 7.4 DOD'a bağlı bozulan bataryanın döngü ömrü eğrisi

✓ Sıcaklığın Dikkate Alındığı Takvim/Raf Bozulması

Bu alt modelde, sıcaklığa bağlı raf ömrü incelenmektedir. Batarya kullanılmasa bile durduğu yerde bozulmasına neden olacak etkenler, yaşlanmaya ilave edilir. Kimi üreticiler sıcaklığa bağlı raf ömür eğrisini veya verilerini sunmaktadır. Nitekim yüksek sıcaklıklarda raf ömrünün azalacağını söylemek mümkündür. HOMER, Arrhenius denkleminden yararlanarak takvim/raf bozulmasını hesaplamaktadır. Bataryanın kullanılıp kullanılmadığına veya boşta olmasına bakılmaksızın bu bozulma değişkeni, her zaman adımında artar. Bu değişkenin artış hızı, eşitlik (23)'de açıklandığı gibi yalnızca sıcaklığa bağlıdır.

$$k_t = \frac{1}{\text{Raf Ömrü}} . \text{Kapasite Bozulma Sınırı} . e^{(-d*(1/T))} \qquad (23)$$

Şekil 7.5'de ise bataryanın kullanılmadığı durumlarda ortam sıcaklığına bağlı raf ömrünün eğrisi gösterilmiştir.



Şekil 7.5 Sıcaklığa bağlı olarak raf ömrü eğrisi

Ayrıca HOMER'de daha önceden oluşturulmuş; 0.8, 0.75 ve 0.7 kWh'lik ASM batarya modellerinin ana girdi ekranında, HOMER'e girilen başlangıç şarj durumu

($SOC_{initial}$), minimum şarj durumu (SOC_{min}), kapasite bozulma limitinin değiştirilmesi durumunda yürütülen tüm bu alt model parametrelerinin tekrardan hesaplatılması gerekir.

7.1.4.2 Şarj ve Deşarjın Modellenmesi

Şarj ve deşarj modellemesinin yapılabilmesi için batarya bankalarında her zaman adımında, SOC, son şarj ve deşarj geçmişine bakılması gerekir. HOMER, şarj ve deşarj hesabını yaparken üç ayrı sınırlamayı dikkate alır. Bunlar: kinetik depolama modeli, maksimum şarj oranı ve maksimum şarj akımı. Sınırlamalar çerçevesinde şarj - deşarj gücünün ve verimliliğin değişeceği aşikârdır.

- **Kinetik Depolama Modeli**

Batarya modeli de dediğimiz bu modelde iki ayrı tank ele alınır. İlk tank, hazır enerjiyi yani mevcut enerjiyi (DC elektriğe dönüştürülecek enerjiyi) gösterir; ikinci tank ise bağlı enerjiyi yani kimyasal olarak bağlı olan hemen geri çekilemeyen (ayrışamayan) enerjiyi gösterir. İki ayrı tanktan ileri gelen toplam enerjinin hesabı eşitlik (24) ile sağlanır [139].

$$Q = Q_1 + Q_2 \tag{24}$$

İlk sınırlama veya kullanıcı tercihi olan kinetik depolama modeli ile belirli süre boyunca batarya bankalarının çekebileceği veya boşaltabileceği (şarj – deşarj) maksimum güç miktarları, eşitlik (25) ve (26) aracılığıyla hesaplanabilmektedir [139].

$$P_{batt,dmax,kbm} = \frac{-k \times c \times Q_{max} + k \times Q_1 \times e^{-k\times\Delta t} + Q \times k \times c \times \left(1 - e^{-k\times\Delta t}\right)}{1 - e^{-k\times\Delta t} + c \times (k \times \Delta t - 1 + e^{-k\times\Delta t})} \tag{25}$$

$$P_{batt,cmax,kbm} = \frac{k \times Q_1 \times e^{-k\times\Delta t} + Q \times k \times c \times \left(1 - e^{-k\times\Delta t}\right)}{1 - e^{-k\times\Delta t} + c \times (k \times \Delta t - 1 + e^{-k\times\Delta t})} \tag{26}$$

- **Maksimum Şarj Oranı ve Şarj Akımı**

İlk sınırlama, kinetik depolama modeli idi. Kalan iki sınırlama şarj gücüne HOMER tarafından getirilir. Bu sınırlama ise depolamanın maksimum şarj oranı ile ilgilidir.

Maksimum şarj oranına karşılık gelecek batarya bankasının maksimum şarj gücü, eşitlik (27) ile hesaplanabilmektedir [139].

$$P_{batt,cmax,mcr} = \frac{\left(1 - e^{-\alpha_c \times \Delta t}\right) \times (Q_{max} - Q)}{\Delta t} \quad (27)$$

Üçüncü sınırlama ise depolamanın maksimum şarj akımı ile ilgilidir. Maksimum şarj akımına karşılık gelecek batarya bankasının maksimum şarj gücü, eşitlik (28) ile hesaplanabilmektedir [139].

$$P_{batt,cmax,mcc} = \frac{N_{batt} \times I_{max} \times V_{nom}}{1000} \quad (28)$$

Bu üç sınırlamayı ve şarj kayıplarını dikkate alan; bataryanın maksimum şarj gücü, eşitlik (29) ile maksimum deşarj gücü, eşitlik (30) ile hesaplanabilmektedir [139].

$$P_{batt,cmax} = \frac{MIN\left(P_{batt,cmax,kbm}, P_{batt,cmax,mcr}, P_{batt,cmax,mcc}\right)}{\sqrt{\eta_{batt,rt}}} \quad (29)$$

$$P_{batt,dmax} = \sqrt{\eta_{batt,rt}} \times P_{batt,dmax,kbm} \quad (30)$$

7.2. Tasarım Kriterleri

7.2.1 Mali Kriterler

7.2.1.1 Yıllık Reel İskonto Oranı (i)

Ülkeden ülkeye değişiklik gösteren nominal iskonto oranları, HOMER'de enflasyon oranı ile birlikte değişken girdi olarak kabul edilmektedir. Hem enflasyon hem de nominal iskonto oranının dikkate alınması ile yıllık reel iskonto oranı; Fischer'in modelinden yararlanır ve eşitlik (31) ile hesaplanır [141].

$$i = \frac{i' - f}{1 + f} \quad (31)$$

7.2.1.2 Toplam Net Mevcut Maliyet (NPC)

İleride yaşanacak ekonomik girdilerin ve çıktıların günümüz şartlarına indirgenmesini ifade eder. Optimizasyon neticesinde, elde edilen HGS'lerin mali değeri; HOMER sonuç ekranında, NPC yoluyla sıralanır. NPC ise eşitlik (32) ile hesaplanabilmektedir [142], [143].

$$C_{NPC} = \frac{\frac{TC_{annual-hybrid}}{CRF}}{\frac{i \times (1+i)^N}{(1+i)^N - 1}} \quad (32)$$

7.2.1.3 Enerji Üretim Maliyeti (COE)

NPC kadar önemli olan bu değer, HGS'nin düşünülen bölgeye kurulması neticesinde üretilecek enerjinin bize maliyetini vermektedir. Nitekim çoğu bilimsel çalışma, bu değeri, yerel şebekeden elektrik alım maliyeti ile kıyaslamaktadır. COE ise eşitlik (33) ile hesaplanabilmektedir [142].

$$COE = \frac{TAC}{E_{Hybrid-System}} \quad (33)$$

7.2.1.4 Seviyelendirilmiş Enerji Üretim Maliyeti (LCOE)

LCOE ise COE değerine benzerlik göstermekle beraber eşitlik (34) vasıtasıyla HOMER aracılığıyla hesaplanır [3]. Lakin optimizasyon neticesinde, COE ile LCOE değeri arasında pek bir farkın olmadığı görülmüştür.

$$LCOE = \frac{\sum_{t=1}^{N} \frac{\left(C_{cap-hybrid}\right)_t + \left(C_{main-hybrid}\right)_t + \left(C_{fuel-hybrid}\right)_t}{(1+i)^t}}{\sum_{t=1}^{N} \frac{\left(E_{Hybrid-System}\right)_t}{(1+i)^t}} \quad (34)$$

7.2.2 Teknik Kriterler

7.2.2.1 Sera Gazı Emisyonu veya Karbon Salınımı (GHG)

Günümüzün en büyük sorunlarından biri de karbon emisyonlarının yaratacağı çevresel kirliliktir. Çevreci bir yaklaşımda, HGS'de, dizel jeneratörün bulundurulmayacağı düşünüldüğünde, oluşacak çevre kirliliğini şebeke yaratacaktır. Yenilenebilir enerjinin üretim eksikliği sırasında şebekeden alınacak elektrik miktarı bunun ana sebebidir, denilebilir. Nitekim eşitlik (35) ile toplam ömür sonunda meydana gelecek karbon emisyonun miktarı hesaplanabilmektedir [144].

$$TCO_2 = \sum_{t=1}^{Lifetime} (GHG)_t \times (EF_{Grid})_t \quad (35)$$

7.2.2.2 Yenilenebilir Fraksiyon (RF)

HGS modellerinin değerlendirilmesinde sıklıkla başvurulan faktörlerden başka birisidir. HGS'nin üreteceği yenilenebilir enerjinin, tüketici taleplerinin karşılanmasında kullanıldığı payını ifade eder. Nitekim eşitlik (36) aracılığıyla hesaplanabilmektedir [144].

$$\mathrm{RF} = \left(1 - \frac{\mathrm{E_{non-ren.}}}{\mathrm{E_L}}\right) \times 100 \tag{36}$$

7.2.2.3 Öz Tüketim Oranı (SCR)

HOMER tarafından hesaplanmayan bu parametre, öz tüketimin yani yenilenebilir kullanımının değerlendirilmesi için önemlidir. PV panellerden elde edilen enerji üretiminin PV bünyesinde, ne kadar verimli kullanıldığını ölçen SCR, eşitlik (37) ile hesaplanabilmektedir. Yani PV'den üretilen toplam enerjiden, şebekeye satılan elektrik ve bataryalarda depolama sırasında yaşanan kayıpların çıkarılması sonucu brüt faydalı enerji elde edilir. Bu brüt enerjinin, PV'nin toplam üreteceği enerjiye bölünmesi ile SCR'ye ulaşılabilmektedir [145].

$$\mathrm{SCR} = \frac{\sum \mathrm{E_{PV}^{cons}}}{\sum \mathrm{E_{PV}^{gen}}} \tag{37}$$

7.2.2.4 Öz Tedarik Oranı (SSR)

HOMER tarafından hesaplanmayan diğer bir parametre ise SSR'dir. PV panellerinden elde edilen brüt enerjinin, toplam elektriksel talebe bölünmesi ile bu değere ulaşılabilmektedir. Yani PV paneller tarafından, talebin ne denli verimli karşılanabildiğinin bir ölçütü olan SSR, eşitlik (38) ile hesaplanabilmektedir [145].

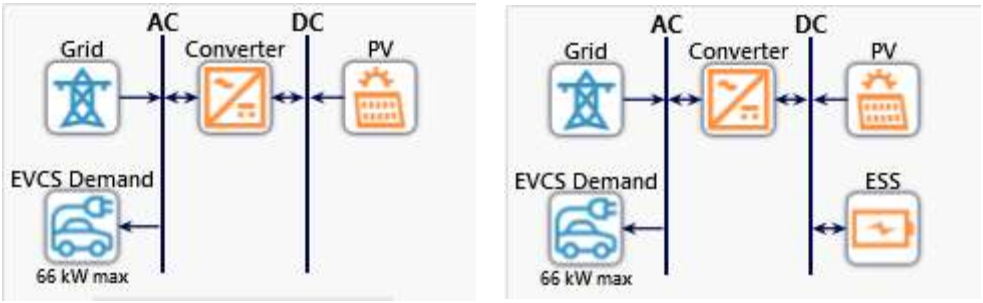
$$\mathrm{SSR} = \frac{\sum \mathrm{E_{PV}^{cons}}}{\sum \mathrm{E_L}} \tag{38}$$

8
KABULLER VE SENARYOLAR

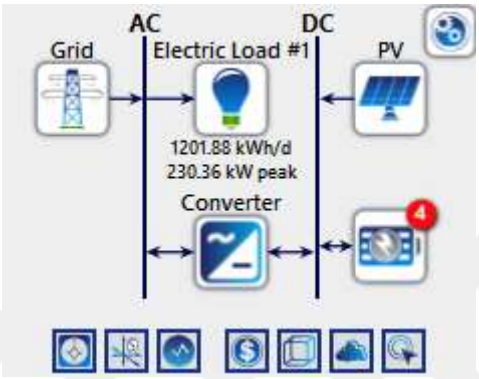
8.1. HGS Modelleri, Amaçlar, Kabuller ve Senaryolar

HGS komponentleri değerlendirildiğinde; rüzgâr türbin maliyetlerinin fazla olmasından, küçük hidrolik tesislerin yerine büyük tesislerin çok olmasından, dalga akıntısının az olmasından, biyogaza yeterince ilginin ve teşvikin olmamasından ve yakıt hücre sistemlerinin gelişmemiş olmasından ötürü ülkemizde daha çok PV'lere başvurulmaktadır. Lakin enerji üretiminde rüzgâr türbinlerinin yeri yenilenebilir teknolojiler arasında daha fazladır. WT'lerin seçilmemesindeki ana neden HGS mali avantajının daha rahat görülebilmesi içindir. EDS olarak ise lityum bataryalar, diğer türlerine göre daha teknik avantajının olmasından ötürü seçilmiştir, lakin optimizasyon sonucu alınırken ilk etapta yeni üretim bataryalar tercih edilmiştir. İkinci etapta ise ikincil kullanımın avantajları, teknik, mali ve çevresel getirileri sorgulanmıştır. CHP altyapısı ise hem jeneratör kullanımından hem de elektrik haricinde ısıl talebin karşılanmasına ihtiyaç olmadığından ötürü tercih edilmemiştir.

Yenilenebilir teknolojilerden ve şebekeden beslenen bir hibrit sistemin öz tüketimini yani kendi kendine yetebilirliğini artırabilmek ve küresel emisyon endişesini azaltabilmek için enerji depolama sistemlerinin (EDS) kullanılması gerekmektedir. Böylece YEK'ten elektrik üretiminin talebi karşılamada yetersiz kaldığı durumlarda, şebeke yerine EDS'lerde depolanacak elektriğin kullanılması çevreci bir yaklaşım olacaktır. Şekil 1'de (a) ve (b) HOMER Grid kullanılarak oluşturulan HGS modelleri (ESS/EDS'li-siz) yani ilk etap analizinin görseli yer alırken (c) kısmında ise ikincil kullanımın daha rahat incelenebildiği HOMER Pro'da oluşturulan HGS modeli gösterilmiştir. Şekil 8.1 (a) ve (b) en düşük EA şarj talebine göre görseli aktarılmış olup (c)'de yer alan 4 tane EDS seçeneği (1, 0.8, 0.75 ve 0.7 kWh) modelde tutulup ayrı ayrı uygulanmıştır.



(a) (b)



(c)

Şekil 8.1 İlk optimizasyon aşamasında kullanılan HGS modelleri; (a) EDS'li, (b) EDS'siz. (c) İkinci optimizasyon aşamasında kullanılan HGS modeli.

İlk etapta yeni üretim EDS'lerin HGS'ye getireceği öz tüketimsel, teknik, mali ve çevresel avantajlar sorgulanacaktır. Oluşturulan A senaryosu ile EDS'nin uygulanmadığı lakin artan EA şarj talebine göre yaşanacak optimizasyon sonuçları incelenmiştir. Bunu yaparken HGS'yi daha ekonomik hale getirmek ve PV'den fazla elektrik üretiminin önüne geçmek için şebekeye elektrik satışı olacağı varsayılmıştır. Talebin karşılanmasında PV'nin yetersiz kaldığı durumlarda şebekeden elektrik alınacağı düşünülmüştür. Ayrıca her bir EA şarj ünitesinin 5 adet çıkış ucu olduğu düşünülürse günlük 5 EA'yı şarj edeceği varsayılmıştır. Artan EA şarj talebinin modellenmesinde ise üst sınır olarak 75 belirlenmiştir. Bunun altında yatan ana neden ise YTÜ Elektrik-Elektronik Fakültesi otoparkının maksimum park limiti olmasından ileri gelir. B senaryosuna geçildiğinde ise artan EA şarj talebine bu sefer artan EDS kapasiteleri eklenmiştir. 0 ile 100 kWh aralığında seçilen bu kapasite sınırlaması çerçevesinde yeni üretim EDS'lerin

özellikle öz tüketime ve diğer parametrelere ne fayda sağlayacağı incelenmiştir. Oluşturulan ilk etap senaryoları ise Tablo 8.1'de özetlenmiştir.

Tablo 8.1 İlk etap optimizasyon safhasında oluşturulan senaryolar ve alt senaryolar

İlk Etap Senaryoları	EDS Kapasiteleri [kWh]	HGS Modeli	Şebekeye Elektrik Satışı	EA Şarj Ünitesi Sayısı	Günlük Ortalama EA Şarj Seansı	Alt Senaryolar
A	0	PV+Şebeke	✓	3	15	**(A.0)**
				6	30	**(A.1)**
				9	45	**(A.2)**
				12	60	**(A.3)**
				15	75	**(A.4)**
B	0-100	PV+Şebeke +EDS	×	3	15	**(B.0)**
				6	30	**(B.1)**
				9	45	**(B.2)**
				12	60	**(B.3)**
				15	75	**(B.4)**

İkinci optimizasyon safhasında öncelikle 3 farklı DOD_{max} (%80, 70 ve 50) seviyesi belirlenmiş olup en uygun EDS maliyetini gözeterek mali çarpan, yatırım, değiştirme ve işletme-bakım için ortak bir şekilde artırılmıştır. Buradaki amaç hem deşarj derinliğinin hem de maliyetin artması durumunda ikincil kullanımın verimsizleştiği noktaları tespit etmek, deşarj derinliklerinden elde edilen EDS teknik sonuçlarını kendi aralarında kıyaslayarak en optimalini belirlemektir. Daha sonra ise karbon emisyonu para cezasına geçilmiştir. Günümüzde dünyada uygulanan para cezalarına baktığımızda maksimum 70 $/ton uygulanmaktadır. Lakin gelecekte bunun 100 $/ton'a çıkması düşünülmektedir. Ayrıca öncesinde belirlenen konvertör maliyetinin yüksek oluşu, karbon para cezasının ikincil kullanımın tercih edildiği hibrit çözümlerde yaratacağı avantajları azaltmakta ve belirsizleştirmektedir. Bu yüzden PCS maliyeti 250 $/kW'a düşürülmüştür. Efektif karbon para cezası günümüz şartlarınca elde edildiğinde ise hem bu ceza hem de A, B, C ve D senaryolarında belirlenen en optimal DODmax ile EDS tipi farklı iklim bölgelerini modellemesi açısından seçilen 7 farklı ile uyarlanmıştır. Buradaki amaç ise dünyada farklı iklim bölgelerinde yer alan ülke, eyalet ve kırsal kesim için ikincil kullanımın uygulanabilirliğini sorgulamaktır. Bunu yaparken temel hedef olarak ülkemizin İstanbul, Ankara, İzmir, Antalya, Trabzon, Erzurum ve Şanlıurfa gibi güzide şehirleri G senaryosunda seçilmiştir. Tüm bu ikinci etap optimizasyon safhaları, şebekeye elektrik satışı varlığında yapılmış olup ilk etaba göre hem

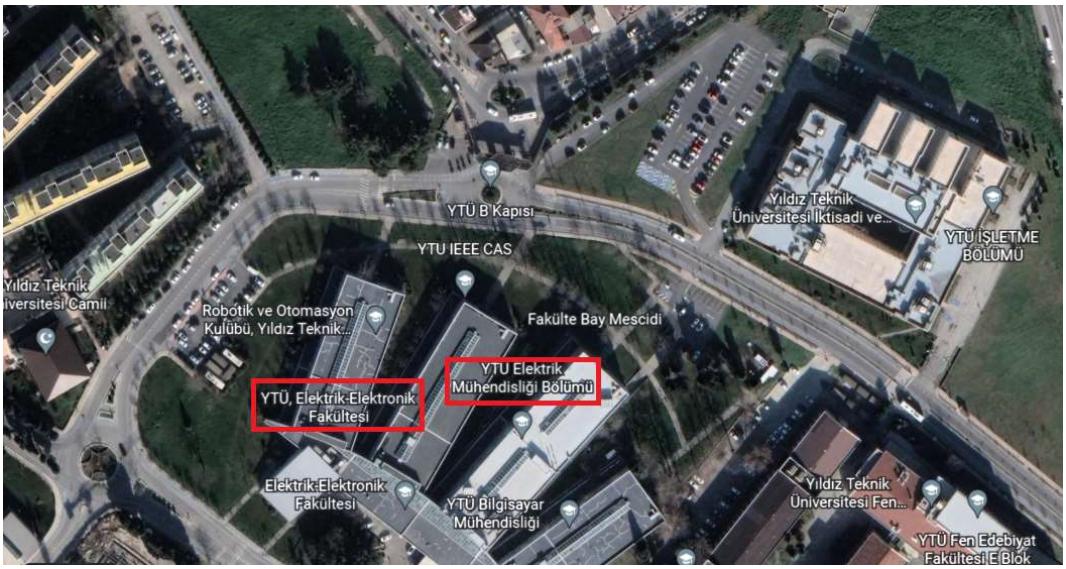
maliyetlerde hem de şebeke tarifelerinde zamlı fiyatlar uygulanmıştır. Tıpkı ilkinde olduğu gibi burada da EA şarj talepleri gözetilmiştir lakin kamu kurumunun otoparkına kurulacak şarj ünitesinin yerine otoyola kurulacak EA şarj istasyonu dikkate alınmıştır. Tablo 8.2'de ise ikinci optimizasyon senaryoları açıklanmıştır.

Tablo 8.2 İkinci etap optimizasyon safhasında oluşturulan senaryolar ve alt senaryolar

İkinci Etap Senaryoları	DOD_{max} [%]	EDS Tipi	Yatırım, Değiştirme ve İşletme-Bakım Maliyetinde Etkili Ortak Mali Çarpan	En Uygun Maliyetler Yatırım / Değiştirme / İşletme ve Bakım [$/adet - $/adet - $/adet/yıl]	Alt Senaryolar
A	80	1 kWh	1	250 / 200 / 10	A.0
B	80	0.8 kWh	1, 1.1, 1.2, ……., 1.8, 1.9, 2 (Artan Mali Model)	83 / 66 / 5	B.1.0 - B.1.1 …. - B.1.9 - B.1.10
	70	0.8 kWh		83 / 66 / 5	B.2.0 - B.2.1 …. - B.2.9 - B.2.10
	50	0.8 kWh		83 / 66 / 5	B.3.0 - B.3.1 …. - B.3.9 - B.3.10
C	80	0.75 kWh		77,8 / 62,25 / 5	C.1.0 - C.1.1 …. - C.1.9 - C.1.10
	70	0.75 kWh		77,8 / 62,25 / 5	C.2.0 - C.2.1 …. - C.2.9 - C.2.10
	50	0.75 kWh		77,8 / 62,25 / 5	C.3.0 - C.3.1 …. - C.3.9 - C.3.10
D	80	0.7 kWh		72,6 / 58,1 / 5	D.1.0 - D.1.1 …. - D.1.9 - D.1.10
	70	0.7 kWh		72,6 / 58,1 / 5	D.2.0 - D.2.1 …. - D.2.9 - D.2.10
	50	0.7 kWh		72,6 / 58,1 / 5	D.3.0 - D.3.1 …. - D.3.9 - D.3.10
En Uygun DOD_{max} ve EDS Tipi Belirlendikten Sonra Karbon Emisyonu Para Cezasına Geçilir.					
İkinci Etap Senaryoları	**DOD_{max} [%]**	**EDS Tipi**	**Karbon Emisyonu Para Cezası [$/ton]**	**Yeni Konvertör (PCS) Maliyeti Yatırım / Değiştirme / İşletme ve Bakım [$/kW - $/kW - $/kW/yıl]**	**Alt Senaryolar**
E	80	0.8 kWh	0, 10, 20, 30, 40, ……, 70, 80, 90, 100	250 / 250 / 0	E.1.0 - E.1.1 …. - E.1.9 - E.1.10
Yeni Konvertör Maliyetine, En Uygun DOD_{max} ve EDS Tipine göre İkincil Kullanımın 7 Farklı İlde Değerlendirilmesine Geçilir.					
İkinci Etap Senaryoları	**DOD_{max} [%]**	**EDS Tipi**	**Seçilen İllerin Listesi**	**Yatay Güneş Işınım Miktarı, Açıklık İndeksi ve Sıcaklık Değerleri [kWh/m²/gün / boyutsuz / °C]**	**Alt Senaryolar**
G	80	0.8 kWh	İstanbul	3,94 / 0,481 / 14,46	G.1
			Ankara	4,4 / 0,545 / 10,52	G.2
			İzmir	4,68 / 0,564 / 16,69	G.3
			Antalya	4,54 / 0,541 / 18,23	G.4
			Trabzon	3,79 / 0,481 / 8,96	G.5
			Erzurum	4,57 / 0,569 / 4,22	G.6
			Şanlıurfa	4,703 / 0,56 / 19	G.7

8.2. EA Talep Profilinin Oluşturulması

İlk optimizasyon safhasında, YTÜ Elektrik-Elektronik Fakültesi otopark alanı talep bölgesi olarak seçilmiştir ki HOMER'e konumu girilen alanın uydu görüntüsü Şekil 8.2'deki gibidir. İlgili otoparkın 75 adet park yerine sahip olduğu bilindiğinden ötürü artan EA şarj talebinin modellenmesi bu sınıra göre belirlenmiştir. Çatı alanına kurulması düşünülen PV'nin tüm çatıya kurulması düşünülmüş olup maksimum 150 kW'lık kurulu güce sahip olacağı belirlenmiştir. Hali hazırda kurulu EA şarj ünitesinin olmamasından da ötürü gelecek öngörülü olacak şekilde artan EA şarj talebini modelleyebilmek için 3, 6, 9, 12, 15 EA şarj ünitesi belirlenmiştir. EA şarj ünitelerinin her biri için 5 çıkış varsayılmış olup her bir ünite portunun 1 adet EA'yı iş saatleri (07.00 – 18.00) boyunca besleyeceği düşünülmüştür. Yani her bir ünite gün boyu 5 adet EA'yı şarj edecektir. Hem hızlı şarj imkanının henüz uygun olmamasından ötürü hem de HOMER'in kamu binaları için sunduğu EA talep profilinin AC Seviye – 2 şarj tipi olmasından ötürü ortalama şarj süresinin 6 saat süreceği düşünülmüştür. Ayrıca her bir EA şarj ünitesinin ortalama şarj gücünün 22 kW olacağı varsayılmıştır. Tüm bu kabuller ise Tablo 8.3'de özetlenmiştir. Gelecekte yaşanacak EA talep profilinin tam kestirilebilmesi için ise TEHAD'ın 2021-2022 yılı boyunca EA marka ve modeline göre hem ülkemizde hem de dünyadaki EA satış verilerinden yola çıkılarak EAŞİ'ye uğrama sıklığı uyarlanmıştır. Hali hazırda TOGG üretilmese de belli bir pay ile bu sisteme ilave edilmiştir. Popüler EA marka/modellerinin teknik verileri ise kataloglardan alınıp HOMER'e işlenmiştir. Ayrıca EA'larda bulunan EDS'lerin şarj durumu başlangıcının %20 olacağı ve tam şarja kadar şarj olacağı düşünülmüştür. Nitekim kalan bu girdiler Tablo 8.4'de gösterilmiştir. Bunların haricinde günlük, saatlik talep değişkenliği ile şarj süresi, şarj enerjisi değişkenliği HOMER Grid'in önerdiği limitlerde bırakılmıştır ki bu limitler Tablo 8.5'den görülebilmektedir. Şekil 8.3'de ise tüm bu girdilerin ve artan EA şarj talebi ışığında oluşan günlük EA şarj profilleri gösterilmiştir.



Şekil 8.2 Seçilen çalışma alanının (otoparkın) uydudan görünümü

Tablo 8.3 İlk etap optimizasyon safhasında kabul edilen EAŞİ girdileri - 1

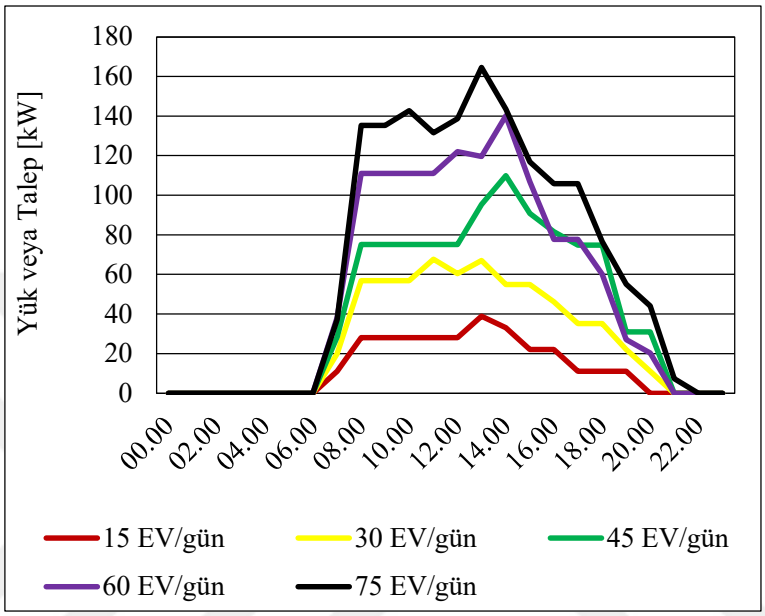
Ortalama Şarj Ünitesi Gücü [kW]	22
Ortalama Şarj Süresi [saat]	6
Şarj Ünitesi Sayısı	3, 6, 9, 12, 15
Günlük Ortalama EA Şarj Seansı	15, 30, 45, 60, 75

Tablo 8.4 İlk etap optimizasyon safhasında kabul edilen EAŞİ girdileri - 2

EA Modeli	**EAŞİ Uğrama Sıklığı [%]**	**Maksimum Şarj Gücü [kW]**	**EA → EDS [kWh]**
Nissan LEAF	4	6,6	40
Tesla Model 3	15	11	75
BMW iX3	9,5	11	74 / 80
Mercedes Benz EQC	10	7,4	80
MG ZS	9,5	6,6	44,5
Porsche TAYCAN	15,5	11	71 / 83,7
Renault ZOE	4,5	22	52
Volkswagen ID.3	11,5	11	77
Kia NIRO	3,5	7,2	64
Jaguar I-PACE	0,6	11	90
Seat CUPRA-Leon	0,6	11	12,8
Dacia Spring	1,2	6,6	26,8
Skoda Enyaq	0,6	11	82
Smart EqForTwo Cabrio	0,5	4,6	17,6
Mini COOPER SE	0,5	11	32,6
XEV IEV7S	0,3	6,6	40
Citroen e-SpaceTourer	0,6	7,4	75
Opel Combo e-Life	0,6	7,4	50
TOGG Suv	11,5	11	80

Tablo 8.5 İlk etap optimizasyon safhasında kabul edilen EAŞİ girdileri - 3

Değişken	Değişkenlik [±%]
Şarj Süresi	20
Şarj Enerjisi	30
Günlük EA Şarj Profili	20
Saatlik EA Şarj Profili	10



Şekil 8.3 Artan EA şarj talebine bağlı günlük EA şarj profilleri

İkinci optimizasyon safhasında ise ana optimizasyon aracı olarak HOMER Pro kullanılmıştır. Lakin bünyesinde EA'ları barındırmadığından ötürü EA şarj verileri HOMER Grid'ten çekilmiştir. İlk etapta yapılan girdiler kamu binası otoparkı içinken burada otoyola kurulacak EA şarj istasyonu dikkate alınmıştır. Ülkemizde henüz EA şarjı ve kurulumu ile ilgili resmi bir yönetmelik bulunmadığından ötürü benzin istasyonları için geçerli olan en az 1600 m^2 alana açılabilir ibaresinden yararlanılmıştır. Bu bağlamda 2000 m^2 bir alan için PV kapasitesi 300 kW ile sınırlandırılmıştır. Bu istasyonun gün boyu çalışacağı düşünülmüş olup talebin %20'sinin DC hızlı şarja, %80'inin AC Seviye-2 şarja ait olacağı varsayılmıştır. Ortalama şarj ünitesinin gücü 100 kW, şarj ünitesi adedi 12, günlük EA şarj seansının 84 olacağı varsayılmıştır. Ayrıca gün boyu gelecek olan EA modellerine bağlı olarak DC hızlı şarj talebi olan araçların maksimum şarj gücünün 100 kW olacağı, aynı durumun AC Seviye-2 şarj talebi için 22 kW olacağı varsayılmıştır. Bütün bu kabuller, Tablo 8.6'da özetlenmiş olup genel EA şarj profilinin

ayrıntılarını da görmek mümkündür. Ayrıca maksimum şarj talep değerleri belirlenirken; AC Seviye – 2 için Tablo 8.4'den, DC Hızlı Şarj için Tablo 8.7'den yararlanılmıştır. Nitekim bu değerler, satışı popüler olan EA modellerinin hem AC hem de DC katalog verilerinden elde edilmiştir. Ayrıca gün boyu gelecek araçların ilk etap safhasında ki gibi %20'den %100'e şarj olacağı düşünülmemiştir. Bunun yerine 20 dakikalık periyotta ne kadar şarj alabilirse alacağı düşünülmüştür. Yani EA EDS'lerinin ilk şarj durumu ve son şarj durumu HOMER Grid'in algoritmasına bırakılmıştır. Tıpkı ilk safhada olduğu gibi günlük ve saatlik talep değişkenlikleri ile şarj süresi değişkenliği HOMER Grid'in önerisine bırakılmıştır ki Tablo 8.2.4'de görülebilmektedir. Farklı olarak istasyonların sadece EA şarj talebinin olmadığı aşikârdır. Örneğin klimalar, otomatlar, ısıtmalar vb. ek tüketim talebi yaratır ki buna iç talep de diyebiliriz. İlgili iç talep verileri ise [146]'dan alınmış olup (ilgili veriler için bakınız Tablo 8.8) hem EA hem de tüketim talebi optimize edilerek sonuç ekranından toplam talep Excel'e çekilmiştir. Daha sonrasında HOMER Pro'da sentetik yük talebi oluşturularak ilgili veriler aktarılmıştır. Nitekim günlük talep değişkenliği %20'ye yakınken saatlik talep değişkenliği %50'ye yakındır. Yıllıklandırılmış ölçekte ise günlük ortalama talep edilen enerji 1201,8 kWh/gün olarak elde edilmiştir.

Tablo 8.6 İkinci etap optimizasyon safhasında EAŞİ talep profili kabulleri ve ayrıntıları

Tekniksel	
Ortalama Şarj Ünitesi Gücü [kW]	22 (AC) – 100 (DC)
Ortalama Şarj Süresi [saat]	6 (AC) – 35 (DC)
Şarj Ünite Sayısı ve Şarjda Kalınan Süre [dk]	12 ve 20
Ölçeklendirilmiş Günlük Ortalama EA Şarj Seansı	84
Değişkenlik [±%] (EA ve İç Talep)	
Şarj Süresi	30
Günlük EA Şarj Profili	20 ve 10
Saatlik EA Şarj Profili	10 ve 20
Yedek Güç Talebi veya İç Talep Profili	
Ölçeklendirilmiş Günlük Ortalama Enerji [kWh/gün]	140
Pik Güç [kW]	15,58
Yük Faktörü [%]	37

Tablo 8.6 İkinci etap optimizasyon safhasında EAŞİ talep profili kabulleri ve ayrıntıları (devamı)

EAŞİ Talep Profili	
Ölçeklendirilmiş Günlük Ortalama Enerji [kWh/gün]	1062
Pik Güç [kW]	102,93
Toplam Talep Profili	
Ölçeklendirilmiş Günlük Ortalama Enerji [kWh/gün]	1201,88
Pik Güç [kW]	230,36
Yük Faktörü [%]	22
Günlük EA Şarj Profili [±%]	19,359
Saatlik EA Şarj Profili [±%]	49,16

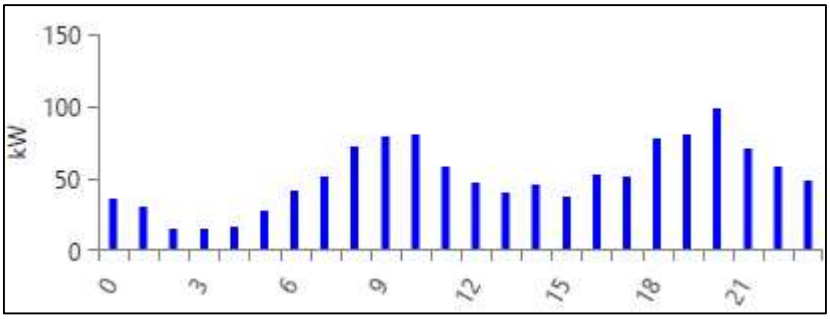
Tablo 8.7 DC hızlı şarjdan beslenen EA markalarının ilgili modelleri için teknik veriler

EA Modeli	**EAŞİ Uğrama Sıklığı [%]**	**Maksimum Şarj Gücü [kW]**	**Ortalama Şarj Süresi [dk]**
Nissan LEAF	4	46	43
Tesla Model 3	15	230	28,5
BMW iX3	9,5	155	31
Mercedes Benz EQC	10	110	30
MG ZS	9,5	75	43
Porsche TAYCAN	15,5	225	21
Renault ZOE	4,5	46	56
Volkswagen ID.3	11,5	135	33
Kia NIRO	3,5	80	41
Jaguar I-PACE	0,6	104	44
Seat CUPRA-Leon	0,6	50	20
Dacia Spring	1,2	34	41
Skoda Enyaq	0,6	135	33
Smart EqForTwo Cabrio	0,5	50	20
Mini COOPER SE	0,5	49	29
XEV IEV7S	0,3	37	57
Citroen e-SpaceTourer	0,6	100	36
Opel Combo e-Life	0,6	101	26
TOGG Suv	11,5	150	30

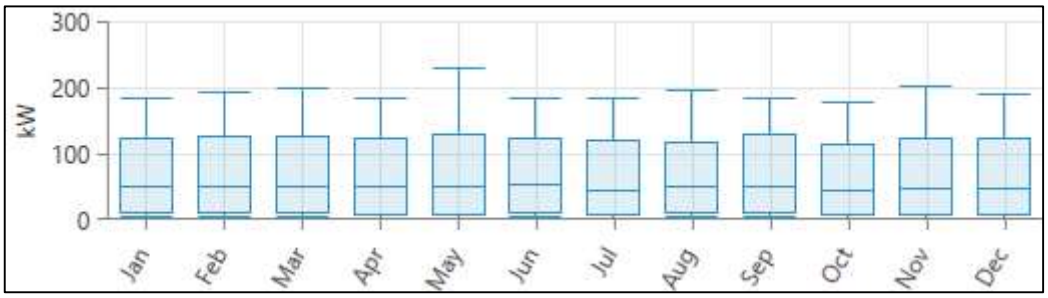
Tablo 8.8 EA şarj istasyonun şarj talebinin haricinde ihtiyaç duyduğu iç talebin oluşturulmasında kullanılan ekipman ve enerji tüketimleri [146]

Ekipman	Adet	Günlük Elektrik Tüketimi [kWh/gün]
Temizlik Aracı	1	0,44
Çay Otomatı	1	53,64
Kompresör	1	2,99
Televizyon	1	2,84
Dondurma Dondurucusu	1	10,86
Su Dondurucusu	1	3,55
İçecek Dondurucusu	1	3,55
Klima	3	15,96
Küçük Dondurucu	1	0,8
Bilgisayar	3	14,36
Otomat - 1	1	3,19
Otomat - 2	1	3,19
Bulaşık Makinesi	1	0,09
İşaret Aydınlatması	3	23,94
Mobil Isıtıcı	1	2,39
Toplam	**-**	**141,79**

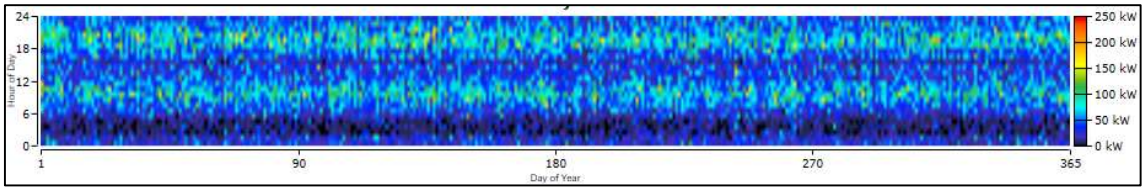
Tüm bu verilerin ışığında; otoyola kurulacak EAŞİ'nin günlük talep profili Şekil 8.4'de, aylık talep profili Şekil 8.5'de ve yıllık talep profili Şekil 8.6'da gösterilmiştir.



Şekil 8.4 EAŞİ günlük talep profili



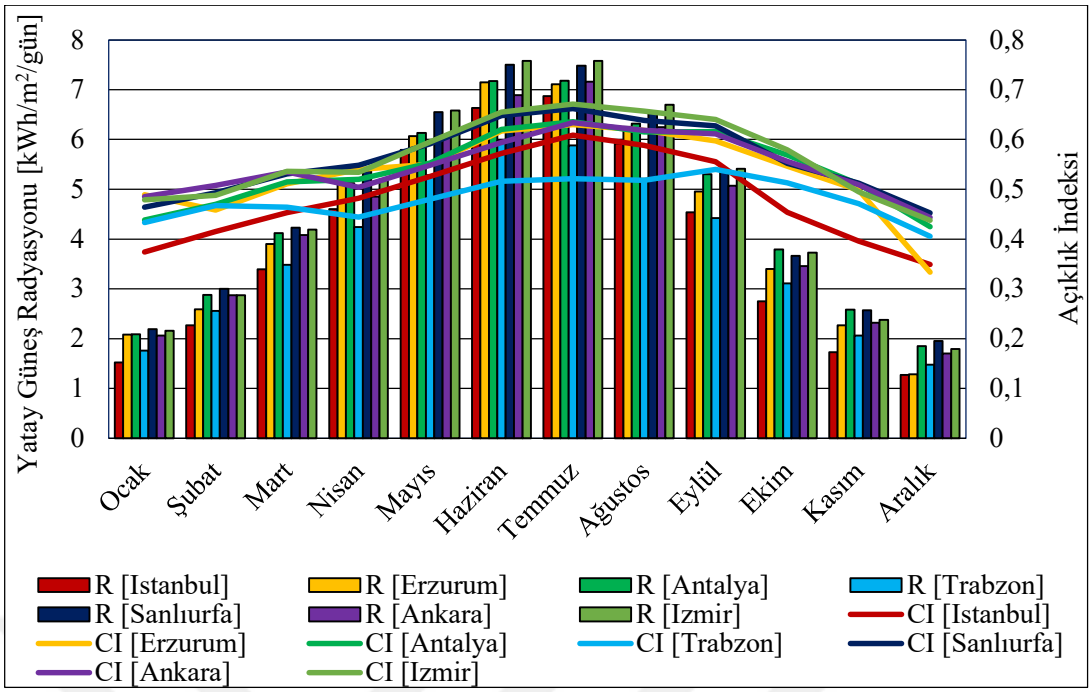
Şekil 8.5 EAŞİ aylık talep profili



Şekil 8.6 EAŞİ yıllık talep profili

8.3. YEK Verileri

Güneş verilerinin sisteme yansıtılabilmesi için ilk optimizasyon safhasında YTÜ'nün ilgili otoparkı konum olarak HOMER Grid'e işlenmiştir. İkinci optimizasyon safhasında ise daha çok illerin merkezleri seçilerek konumlar belirlenmiştir. Daha sonrasında yatay güneş ışınımı, açıklık indeksi ve sıcaklık verileri Dünya Çapında Enerji Kaynağının NASA Tahmini (POWER) veri tabanından çekilmiştir. Nitekim Tablo 8.2'de, yani senaryolar kapsamında yıllıklandırılmış ölçekte ortalama yatay güneş ışınımı, açıklık indeksi ve sıcaklık değerleri özetlenmiştir. Şekil 8.7'de ise seçilen illerin yatay güneş ışınımı (R) ile açıklık indekslerinin (CI) karşılaştırılması gösterilmiştir.



Şekil 8.7 Çalışmaya konu olan illerin güneş verilerinin karşılaştırılması

8.4. Mali Veriler ve Diğer Girdiler

Uluslararası Yenilenebilir Enerji Ajansı'nın (IRENA) yıllara göre yayınladığı raporlardan ve literatürdeki araştırmacılardan elde edilen ortalama mali veriler kullanılmıştır. Enflasyon ve faizin değişkenlik göstermesi bu maliyetleri belirsizleştirse de ortalama değerler seçilmiştir. Yani ne minimum ne de maksimum maliyetler seçilmiştir. Hem HOMER Grid'e hem de HOMER Pro'ya girilen mali değerler, iki optimizasyon safhasının farklı zamanlarda yapılmasından ötürü farklı alınmıştır lakin genelde benzer girdilerdir. Hem enflasyon hem de faiz oranı belirlenirken ise T.C. Merkez Bankası'nın 2021-2022 yılları itibarı ile kapadığı ortalama değerler kullanılmıştır. Bu yüzden faiz oranı %14, enflasyon oranı %23 olarak alınmıştır. Ayrıca maliyetin yıllara yayılması gerektiğinden proje ömrü olarak her iki safha için 20 yıl belirlenmiştir. Nitekim bu değerler, Tablo 8.9'da gösterilmiştir. İlk etap optimizasyonda yer almayan ikincil kullanım EDS'lerin maliyetleri, çeşitli literatür çalışmaları değerlendirerek ortalaması alınmıştır. Lakin bu da en iyimser senaryo değil, ortalama bir değerdir. Bu değerler ise Tablo 8.10'da özetlenmiştir. Ayrıca ülkemizin kuru dalgalı olmasından ötürü dolar bazında HOMER'de çalışılmıştır.

Tablo 8.9 Optimizasyonda kullanılan diğer mali ve teknik girdiler

Faiz Oranı [%]	14
Enflasyon Oranı [%]	23
Şebekenin CO_2 Katsayısı [g/kWh]	632 ve 385
Yıllıklandırılmış Kapasite Eksikliği [%]	0
Proje Ömrü [yıl]	20

Tablo 8.10 Optimizasyonda kullanılan hibrit sistemi oluşturulan komponentlerin maliyetleri

Maliyetler	**PV**	**Yeni Üretim EDS**	**SLB (0.8 – 0.75 – 0.7 kWh)**	**PCS**
Yatırım [$/kWh]	1000	250	83 – 77,8 – 72,6	300
Değiştirme [$/kWh]	900	200	66 – 62,25 – 58,1	300
İşletme ve Bakım [$/yıl]	10	10	5	0.02

Ayrıca ülkemizde üç dönem şebeke tarifesi kullanılmaktadır. Gündüz, puant ve gece dönemlerinin her biri farklı enerji alım maliyeti sunmakta olup elektrik satım maliyeti değişkenlik göstermemektedir. İki optimizasyon safhasında belli bir aralık bulunmasından ötürü ve artan elektrik maliyetlerinden dolayı iki kısımda değerlendirilen maliyetler değişkenlik göstermiştir. Nitekim; Tablo 8.11'de ilk optimizasyon etabında kullanılan şebeke tarifeleri gösterilmişken Tablo 8.12'de artan zamlardan sonra (Eylül 2022 itibarı ile) şebeke tarifelerine yer verilmiştir ve ikinci optimizasyon etabını oluşturmaktadır. Ayrıca gün öncesi elektrik alım maliyetleri EPİAŞ'dan çekildiği zaman; hem optimizasyonun önerdiği sonuçları bozduğundan ötürü hem de gerçekçi sonuçlar için 20 yıllık proje ömrü boyunca gün öncesi fiyatlarının ayrı ayrı girilmesi gerektiğinden, bunun da HOMER'de yer almamasından ötürü, belirlenen dönemlerde sabit elektrik fiyatları girilmiştir. Bunlara ilaveten EPA ve IEA 2021 raporları incelendiğinde, ülkemiz şebekesinden alınacak kWh'lik birim elektriğin karbon emisyonu miktarı 385 g/kWh olarak belirlenmiştir. Ancak ilk etap optimizasyon sonuçları belirlenirken HOMER'in önerdiği ulusal karbon emisyonu katsayısı yani 632 g/kWh seçilmiştir. Nitekim bu değerler ise Tablo 8.9'da diğer girdiler kısmında gösterilmiştir.

Tablo 8.11 İlk etapta kullanılan şebeke tarifeleri ve maliyetleri

Tarife	Tarife Dönemi [saat]	Elektrik Maliyeti [$/kWh]
Gündüz	06.00 - 17:00	0,1
Pik	17.00 - 22.00	0,16
Gece	22.00 - 06.00	0,056
Satış	∞	0,05

Tablo 8.12 İkinci etapta kullanılan şebeke tarifeleri ve maliyetleri

Tarife	Tarife Dönemi [saat]	Elektrik Maliyeti [$/kWh]
Gündüz	06.00 - 17.00	0,1456
Pik	17.00 - 22.00	0,2134
Gece	22.00 - 06.00	0,0914
Satış	∞	0,04
Not: Pik ve Gece vakitlerinde şebekenin EDS'yi beslemesi engellenmiştir. Gündüz vakitlerinde ise hem şebeke hem de PV'nin EDS'yi besleyebileceği varsayılmıştır.		

8.5. HGS Bileşenlerinin Teknik Verileri

Gerek literatür taramasından gerekse kataloglardan inceleme sonucunda; PV, yeni üretim EDS (lityum tipli ASM, ilk optimizasyon safhası), konvertör (PCS) teknik değerleri, HOMER'in sunduğu 1 kW veya 1 kWh'lik ana modellere uygulanmıştır. Burada seçilen genel teknik kabuller Tablo 8.13'de özetlenmiştir. Bunlardan farklı olarak her iki optimizasyon safhasının farklı zamanlarda yapılmasından ötürü kısmi değişiklikler görülebilmektedir, lakin çoğunlukla aynıdır. İkincil kullanım EDS tipleri, örneğin 0.8, 0.75 ve 0.7 kWh, HOMER Pro kütüphanesinde ASM türü içinde oluşturulmuştur. Oluşturulan EDS modellerine gerçekçi çıktıların değerlendirilmesi adına yaşlanmaya etki eden tüm alt süreçler ilave edilmiştir. Örneğin: kapasitenin deşarj gücü ile değişimi, değişime kadar olan döngü sayısının deşarj derinliği ile değişimi, sıcaklığın göreceli kapasite ve raf ömrü üzerine etkisi diye sıralanabilir. Belirlenen EDS teknik değerlerine göre ilgili eğim grafiklerinin parametreleri HOMER'ce uyarlanmıştır. 1 kWh'lik yeni üretim EDS'nin ve yaşlılık analizinde kullanılan 0.8, 0.75 ve 0.7 kWh EDS'lerin teknik verileri sırasıyla Ek bölümünde, Tablo 4, 5, 6 ve 7'de özetlenmiştir. Burada dikkat edilecek nokta; 1 kWh'lik EDS'nin 0.8 kWh kapasiteye düşmesi durumunda ikincil

kullanıma gireceği düşünülmüş olup 0.8, 0.75 ve 0.7 kWh'lik kapasitelere sahip EDS'lerde ise EDS'nin atılma vaktinin yani ömür sonunun 0.6 kWh olacağı varsayılmıştır. Nitekim bozulma oranı limitleri buna göre ayarlanmıştır.

Tablo 8.13 PV, yeni üretim EDS ve PCS teknik verileri

PV	
Tip	Düz Tabaka
Sıcaklık Katsayısı [%/°C]	-0,5
Hücrenin İşletme Sıcaklığı [°C]	45
Verimlilik [%]	13
Değer Kayıp Oranı [%]	90
Zemin Yansıması [%]	20 (İlkinde) – 8 (İkincisinde)
Ömür [yıl]	20
Yeni Üretim EDS	
$SOC_{başlangıç}$ [%]	100
SOC_{min} [%]	40 (İlkinde) – 20 (İkincisinde)
Bozulma Oranı [%]	20
PCS	
Göreceli Kapasite [%]	100
İnverter-Konvertör Verimliliği [%]	95
Ömür [yıl]	20

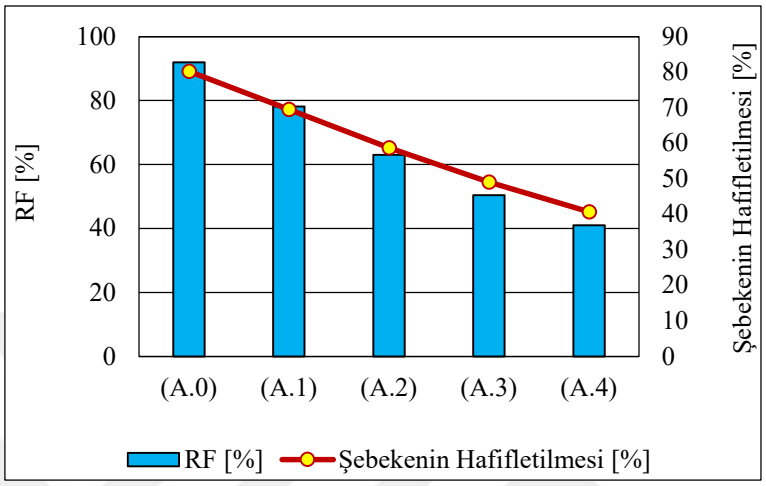
9
SONUÇ VE ÖNERİLER

9.1. Optimizasyonun İlk Safhası ve Sonuçları

Artan EA şarj talebinin karşılanabilmesi ve öz tüketimin yani yenilenebilir fraksiyonun artırılması amacıyla yeni üretim bataryaların katkısı incelenmiştir. Çalışma, YTÜ Elektrik-Elektronik Fakülte otoparkında gerçekleştirilmiş olup ikincil kullanıma girilmediği için HOMER Grid kullanılmıştır. Burada öncelikle PV+Şebeke sistemi, şebekeye elektrik satışı varlığında ele alınmış olup sadece şebekeden beslenilmesi durumunda, böyle bir sistemin avantajları değerlendirilmiştir. Şebekeye elektrik satışının daha kârlı olması ve yeni üretim batarya başlangıç maliyetlerinin NPC'yi bozmasından ötürü daha sonraki süreçte şebekeye elektrik satışından vazgeçilmiş olup Şebeke+PV+EDS sistemi oluşturulmuştur. Yeni üretim batarya katkısının daha net görülebilmesi içinse 0, 20, 40, 60, 80 ve 100 kWh'lik batarya kapasiteleri belirlenmiş olup karşılaştırma yoluna gidilmiştir. Tüm bu işlemler, HOMER'in sonuç ekranında yer alan lokal çözümlerden yürütülmüş olup HOMER, sonuç ekranında, artan NPC'ye göre en ekonomik sonuçları listelemektedir.

İlk sonuçlardan hareketle; 150 kW PV ve (114-119) kW PCS kapasitesi, artan EA şarj talebine göre PV+Şebeke sistemini oluşturmuştur. Artan şarj talebi ile beraber COE'nin, 0,07237 $/kWh artması dezavantaj olarak görülse de en yoğun şarj talebinde olunsa dahil sadece şebekeden beslenilen sisteme göre maliyet, %29,3 azaltılabilmiştir. Nitekim mali açıdan artan şarj talebi ile beraber; yatırımın geri ödeme süresi, 3,6 yıl artmış, NPC ise 1 milyon 838 bine çıkmıştır. Tıpkı şebekenin hafifletilmesinde olduğu gibi burada da yatırımın geri ödeme süresi 5,12 yıl azaltılabilmiştir. Şarj talebinin düşük olduğu durumlarda ise RF değeri %91,9'a kadar artırılabilmiş, şebeke ise %80,2'ye kadar hafifletilebilmiş olup artan taleple RF ve şebekenin hafifletilmesi neredeyse yarı yarıya azalmıştır. Farklı olarak yoğun olmayan şarj durumlarında, HGS'nin tercih edilmesi ile %95,7'ye kadar mali tasarruf sağlanabilmiştir. Şebekenin hafifletilmesi ile paralel olarak ise

karbon emisyonu, %80,2'ye kadar azaltılabilmiştir. Keza artan şarj talebi ile SCR, %93,3'e; azalan şarj talebi ile SSR ise %80,25'e ulaşmıştır. Şarj talebinde yaşanan bu değişimlerle; SCR, neredeyse %60 artmış olup SSR ise yarı yarıya azalmıştır. Şekil 9.1'de ise artan EA şarj talebine bağlı olarak RF ve şebekenin hafifletilmesi değerlendirilmiştir.



Şekil 9.1 Artan EA şarj talebine bağlı olarak RF ve şebekenin hafifletilmesi

Daha sonrasında, şebekeye elektrik satışı varlığı ışığında, yeni üretim batarya katkısı sorgulansa da sayılan sebeplerden ötürü pek bir değişim gözlenememiştir. Örneğin; bataryanın ilavesi ile RF'deki değişimin %0,2 kadar küçük olması gibi. Şebekeye elektrik satışı kaldırılıp ilgili batarya kapasiteleri sisteme yansıtıldığında ise yoğun olmayan şarj talebinde; RF %6'ya kadar, SCR %5,7'ye kadar, SSR ise %7,8'e kadar artırılabilmiştir. Şarj talebinin artması ile beraber bu avantaj, %0,5'e kadar düşmüştür. Farklı olarak yeni üretim batarya kapasitesi 100 kWh olsa dâhil, RF ve SSR yaklaşık %52 ve %49 azalmış olup ve SCR yaklaşık %61 artmıştır. Kısacası talebin en yüksek olduğu durumlarda, batarya kapasitesi ne kadar artarsa artsın, fazla enerjideki azalmaya bağlı olarak ilgili öz tüketim oranlarında fazla bir artış olmayacağı görülmüştür.

Not: Burada ekonomik HGS boyutları ise; 150 kW PV, (41,7 – 124 kW) PCS olarak değişmektedir. Konvertör gücünün 120 kW bandına çıkması ise artan EA şarj talebi ile olmuştur.

Bir diğer nokta ise artan batarya kapasiteleri ile talebin yoğun olmadığı senaryolarda, SSR'deki artış nedeniyle yatırımın geri ödeme süresi 2,7 yıla kadar

artmıştır. Benzer şekilde, artan EA şarj talepleri ve batarya kapasitesi neticesinde, SSR'deki düşüş beraberinde geri ödeme süresini %55'e kadar azaltmıştır.

Ayrıca HGS'de; batarya kapasitesinin 0 kWh'den 20 kWh'ye çıkarılması ile 80 kWh'den 100 kWh'e çıkarılması aynı etkiyi yaratmamaktadır. Örneğin, B.0 alt senaryosunda, batarya kapasitesinin 20 kWh'ye çıkarılması sonucu; RF %2,3, SCR %1,2 ve SSR %2,9 artırılabilmiştir. Nitekim bu değerler, B.4 alt senaryosunda yani talep arttıkça %0,5'e kadar artabilmiştir. Diğer bir deyişle, B.0 alt senaryosunda PV enerji üretimi ve yoğun olmayan EA şarj profilleri uyum içindedir. Fazla enerjiyi depolamak için batarya kullanılarak RF daha etkili bir şekilde artırılabilmiştir. Keza enerji dengesi nedeniyle aynı durum SCR ve SSR'de de gözlenmiştir. Tablo 9.1'de ise artan şarj talebi ve batarya kapasitesinin öz tüketim üzerine etkisi özetlenmiştir.

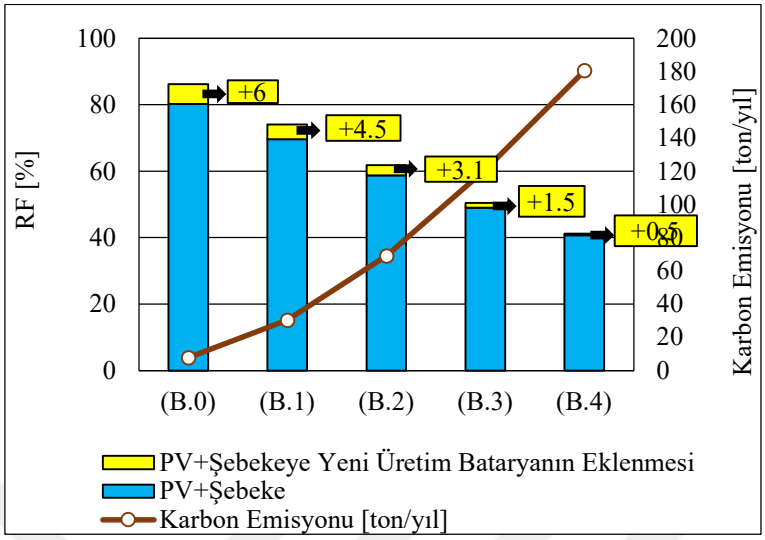
Tablo 9.1 Artan şarj talebi ve batarya kapasitesinin öz tüketim üzerine etkisi

Senaryo	(B.0)			(B.1)			(B.2)			(B.3)			(B.4)		
Yeni Üretim Batarya [kWh]	RF [%]	SCR [%]	SSR [%]	RF [%]	SCR [%]	SSR [%]	RF [%]	SCR [%]	SSR [%]	RF [%]	SCR [%]	SSR [%]	RF [%]	SCR [%]	SSR [%]
0	80,2	35,8	84,4	69,6	63,9	73,2	58,7	83,3	61,8	49	94	51,5	40,7	98,3	42,85
20	82,3	37	87,3	70,8	65,3	74,9	59,5	84,8	62,8	49,4	95,1	52,1	40,9	99	43,1
40	83,9	37,9	89,35	71,8	66,5	76,2	60,1	86	63,7	49,8	96	52,6	41	99,2	43,25
60	84,9	38,4	90,6	72,7	67,5	77,5	60,7	87,1	64,5	50,1	96,8	53	41,1	99,6	43,4
80	85,7	38,8	91,6	73,5	68,4	78,4	61,3	88,1	65,3	50,3	97,3	53,3	41,1	99,7	43,45
100	86,2	39	92,2	74,1	69	79,2	61,8	89	65,9	50,5	97,8	53,6	41,2	99,8	43,5

Farklı olarak COE ve NPC, batarya kapasitesindeki artışla benzer sonuçlar vermiştir. EA şarj talebi arttıkça şebekeden elektrik alımındaki artış nedeniyle işletme maliyetleri artmış olup NPC'nin 4,5 kat yükselmesine sebebiyet vermiştir. NPC'ye kıyasla COE'de de benzer sonuçlar görülmüştür. Örneğin, B.0 alt senaryosunda, 100 kWh kapasiteli bataryanın eklenmesiyle, COE ve NPC sırasıyla 0,0775 $/kWh, 0,339 M$ olarak elde edilmiştir. Buna karşılık, aynı batarya kapasitesinde, B.4 alt senaryosunda bu değerler sırasıyla 0.0784 $/kWh, 1.858 M$ olarak bulunmuştur.

Şekil 9.2'de ise ilgili EA şarj talebinin artışına göre 100 kWh bataryanın HGS üzerindeki RF etkisi gösterilmektedir. Ayrıca 100 kWh'lik batarya ile artan şarj talebinde hibrit çözümün karbon emisyon değişimi de şekilde yer almaktadır.

Burada öz tüketim oranlarında en büyük etkiye sahip olan 100 kWh yeni üretim batarya kapasitesi tercih edilmiştir.



Şekil 9.2 100 kWh yeni üretim bataryanın RF ve karbon emisyonları üzerindeki etkisi

Şekilden hareketle HGS'ye 100 kWh batarya kapasitesi dâhil edilmesi ile RF %6'ya kadar artırılabilmiştir. Talep arttıkça, tıpkı SCR ve SSR'de olduğu gibi, fazla elektriğin azalması nedeniyle RF üzerindeki batarya etkisi azalmıştır. Ayrıca artan EA şarj talebi ile 100 kWh batarya kapasiteli HGS çözümünün karbon emisyonu, 7,85 ton/yıl başlangıç değerinden 22 kat artmıştır. Farklı olarak, her EA şarj talebi senaryosunda, batarya kapasitesindeki artış nedeniyle depolanan enerji artmış ve şebekeden satın alınan elektrik azalmıştır. Örneğin B.0 alt senaryosunda şebekeden satın alınan elektrik 100 kWh batarya ile tıpkı RF'de olduğu gibi %6 azaltılabilirken, artan EA şarj talebi ile bu değer %0,5'e kadar düşmüştür. Ayrıca artan batarya kapasitesi ile düşük talep koşullarında, karbon emisyonu %30,2'ye kadar azaltılabilmiştir. Bataryanın uygulanmadığı HGS çözümlerinin önereceği karbon emisyonu azaltma oranı (Sadece şebeke ile PV+Şebeke karşılaştırması), yeni üretim batarya kullanımı ile %7,4'e kadar yükseltilebilmiştir.

9.2. Optimizasyonun İkinci Safhası ve Sonuçları

Yeni üretim bir bataryanın HGS'lerde öz tüketimi ciddi bir şekilde artırdığı gözlendikten sonra ikinci optimizasyon safhasına geçilmiştir. Bu kısımda, farklı iklim bölgeleri ile kıyas yapılabilmesi için talep profili olarak yol güzergahında

kurulacak EA şarj istasyonu dikkate alınmış olup kamu binası gibi özel sınırlamaları olan alana başvurulmamıştır. EA şarj talebi bu sefer artırılmamış olup talep verileri, HOMER Grid'ten çekilmiş, HOMER Pro'ya aktarılmıştır. HOMER Pro'da ise 0,8, 0,75, 0,7 kWh olarak belirlenen ikincil kullanım batarya (İKB) kapasiteleri, modifiye edilmiş kinetik batarya modelinde (ASM) oluşturulmuştur. Daha sonrasında, İKB'nin teknik değişimleri; farklı maksimum deşarj derinliklerinde (DOD) (%80, 70 ve 50) ve bataryanın artan maliyetine göre değerlendirilmiştir. Buradan her bir batarya tipi için her bir DOD senaryosunda, hangi mali katsayının ikincil kullanımı ekonomik olmaktan çıkaracağı analiz edilmiştir. Son aşamada ise her bir batarya tipi hem kendi arasında hem de farklı tipler arasında karşılaştırılmış olup en uygun DOD senaryosu ve mali katsayı belirlenmiştir. Belirlenen en uygun durum (DOD, mali katsayı ve batarya tipi) sonrasında, sisteme şu anda dünyada da uygulanmakta olan karbon emisyonu para cezası yansıtılmıştır. 0'dan 100 $/ton'a kadar uygulanan para cezasında, optimum nokta tekrardan belirlenmiş olup bu sefer farklı iklim bölgelerinde, ikincil kullanımın HGS'ye getireceği avantajlar analiz edilmiştir. Bu yüzden İstanbul, Ankara, İzmir, Antalya, Erzurum, Trabzon ve Şanlıurfa iklim bölgeleri olarak belirlenmiştir. En son aşamada ise DOD, maliyet, batarya tipi, karbon emisyonu ve iklim bölgesi değerlendirilerek optimum nokta tespit edilmiştir.

Karbon emisyonu ve farklı iklim bölgelerine kadar yapılan çıkarımlar:

- İlk etapta ikincil kullanım özellikleri yansıtılan yeni üretim batarya ile PV+Şebeke sistemi ele alınmıştır. 300 kW PV, 231 kW PCS kapasitesi en ekonomik çözüm olarak önerilmiş olup yeni üretim batarya, başlangıç maliyetinden ötürü şebekeye elektrik satışının da olduğu bir ortamda önerilmemiştir. Böyle bir sistemde COE 0,06715 $/kWh, NPC 2,14 M$, RF %58,6, karbon emisyonu 104.038 kg/yıl ve geri ödeme süresi ise 11,32 yıl olarak bulunmuştur. Sonuçlardan da görülebilir ki böyle bir sistem, sadece şebeke yapısına göre avantajı kısmi olsa da, hem teknik açıdan hem de mali açıdan uygun değildir.
- Diğer İKB tiplerine göre daha yüksek ömür boyu enerji çıkışı, daha az LCOE değeri sunduğundan 0,8 kWh kapasiteli İKB tercih edilmelidir. Örneğin en

uygun maliyet senaryosunda (1 mali katsayısı): LCOE %2'e kadar azalmış; 1 adet İKB'nin ömür boyu enerji çıkışı %14,03'e kadar artmıştır. Deşarj derinliği azaldıkça bu iyimser oranlarda sırasıyla %0,63 ve %1,47 azalma meydana gelir. DOD'un azalması arz-talep dengesinde İKB'de depolanabilecek ve İKB'den aktarılacak enerjiyi kısıtlayacak olup daha çok şebekeye bağımlı kalınacaktır. İKB'nin verimsiz kullanımı ile sonuçlanır. Farklı olarak 0,7 kWh ile ikincil kullanıma girilmesi, 0,8 kWh'e göre; daha çok maliyet getirir, ikincil uygulamalarda kullanımı ise birincil kullanım sırasında daha çok kimyasal reaksiyon hızının artmasından ötürü elektrotların bozulmasına sebebiyet verir, bu yüzden enerjisinden daha az faydalanılır.

- DOD_{max} azaldıkça maliyetin en uygun olduğu durumda, her bir İKB tipi için döngü ömrü uzadığından, değiştirme – işletme – bakım maliyetleri azalır dolayısıyla toplam maliyetin azalması olumlu olarak görülebilir. Lakin 1 adet İKB'nin ömür boyu enerji çıkışının daha düşük çekme/verme akımları ve DOD_{max} aralığının tercih edilmesinden ötürü azalmıştır ve bu avantaj yok olmuştur. Örneklemek gerekirse 1 mali katsayısı için DOD_{max} %50'ye kadar azaltıldığında LCOE %5,47'ye kadar azalmıştır lakin İKB'nin kullanılabilirliği yani enerji çıkışı %11,68'e kadar azalmıştır. Ayrıca İKB maliyeti 1,3 katsayısına kadar artırılsa da HOMER tarafından optimal çözümlerde ikincil kullanıma başvurulmaktadır. Ayrıca şebekeye elektrik satışı daha baskın olur ve bu durum diğerlerinde 1,2 olarak gözlenmiştir. DOD_{max}'ların değişmesi sonucu kırılma noktalarının haricinde RF'de pek bir değişim gözlenmemiştir lakin en uygun mali katsayıda DOD_{max} azaldıkça RF %5,3 ile 6 aralığında azalmıştır. DOD_{max} azaldıkça kırılma noktalarında yaşanacak RF değişimi İKB'nin de verimsiz kullanımından ötürü azalmıştır. Hem RF'nin daha yüksek imkânlar sunmasından ötürü hem LCOE yani maliyetin az oluşundan ötürü hem de ömür boyu İKB enerji çıkışının yüksek değerler içermesinden dolayı olup DOD_{max}'ın %80 olarak alınması daha makuldür.
- Farklı olarak DOD_{max} azaldıkça İKB'nin ilk yıl kullanımı sonucunda, yaşlanma veya bozulma oranı azalmaktadır. Örneğin en uygun mali

senaryoda, DOD_{max}'ın %80'den %50'ye düştüğü düşünülürse, İKB'nin ilk yıl kullanımı sonucunda bozulma oranı %0,72'e kadar azalmış olup daha az yaşlanmıştır. Yani DOD_{max} azaldıkça ömür sonuna (EOL) kadar İKB, örnekte de görüldüğü gibi döngü bozulma oranının düşmesinden ötürü, daha çok döngüye girebilmektedir. Lakin düşük DOD_{max} değerlerinde İKB kullanımı faydalı değildir. Çünkü yükün değişmediği kabul edilirse fazlaca depolanan enerjinin düşük DOD_{max} ile sadece az bir kısmının enerji dengesinde kullanılması mantıksızdır. İlla ki döngü ömrü uzar lakin talebin karşılanması için daha çok şebekeye başvurulur, bu da LCOE'yi yükseltir, emisyon değerlerini artırır. Nitekim batarya üreticilerinin önerdiği DOD değerlerinde çalışılması gerekir. Lakin yük değişimine bağlı oluşacak akım değerleri, ilgili DOD aralığında çalışılmasına imkân vermeyebilir. Farklı olarak üreticiler belli DOD seviyeleri için döngü ömrünü sunarlar. Hem yük hem de DOD'un değişmesi sonucunda, üreticinin belirttiği imkânlara erişilemeyebilir, İKB kullanımı verimli ve uzun ömürlü olmayabilir.

- Şu unutulmamalıdır ki: DOD'un haricinde sıcaklıkta İKB yaşlanmasını tetiklemektedir. Sıcaklık ve zamana bağlı bozulma/yaşlanma oranları incelendiğinde, DOD'a bağlı döngü bozulmasına göre yaşlanmayı daha çok etkilemektedir. Örneğin en uygun maliyette, sıcaklığa bağlı bozulma oranı diğerine göre %0,91'e kadar yaşlanmayı daha fazla etkilemiştir. DOD artıkça ise (sıcaklığa bağlı bozulma değişmezken DOD'a bağlı döngü bozulması azalır) aradaki bu fark daha net görülebilmiştir. Sıcaklık, bataryadaki aktivasyonu hızlandırır, elektrotları bozar yani kimyasal sürecin bozulmasını artırır. Ayrıca ortam sıcaklığı da batarya yerinde dursa bile İKB ömrünü kısaltmaktadır. Farklı olarak belirlenen DOD aralığının yükün her zaman yüksek talep göstermeyeceğinden dolayı bozulmayı sıcaklık kadar artırması beklenemez. Nitekim HOMER'de hangisi yüksek ise o dikkate alınsın seçilmişti.
- Başka bir nokta ise DOD değerinin artıp azalması, sıcaklığa bağlı bozulma oranlarını değiştirmemektedir. DOD, bataryadan çekilen akım veya bataryaya aktarılan akım ile ilişkili iken sıcaklık bir kimyasal süreçtir. DOD'a bağlı akım değerleri arttıkça İKB iç sıcaklığı artar, ömrü düşer, bir

de bu sıcaklığın artışından etkilenen sıcaklık bozulma oranı İKB'yi ayrıca yaşlandırır. Farklı olarak sıcaklığa bağlı bozulma oranı; raf ömrünün artması ve daha güçlü sıcaklık bağımlılığı ile azalmaktadır, sıcaklığın yükselmesi ile artmaktadır. Yani durduğu yerde (raf) ömrü kısa olan, daha kötü sıcaklık bağımlılığı olan (daha çok sıcaklıktan etkilenen) İKB, sıcaklığın artması ile daha çok yaşlanır, DOD'un yani döngü/çevrimin buna bir etkisi yoktur.

- Ayrıca her bir DOD senaryosunda, 0,8 kWh kapasiteli İKB'de sıcaklık ve DOD'a bağlı bozulma oranları, diğerlerine (0,75 ve 0,7 kWh) göre daha yüksektir. Birincil kullanım sonucunda daha düşük kapasitede ikincil kullanıma geçişte, İKB'nin verebileceği enerjiden daha az faydalanılır, ayrıca şarj ve deşarj olabileceği enerji değerleri azalmaktadır. 0,8 kWh kapasiteli İKB, şarj ve deşarj olurken daha çok enerji kullanılacağından ötürü İKB kimyası daha çok bozulur. Farklı olarak tıpkı telefon bataryalarının %90'dan %100'e yavaş şarj olması gibi ilk kullanım ömrü sonucunda daha çok yaşlanan İKB'nin, ikincil uygulamalarda tercih edilmesi durumunda, kendini daha çok bozulma eğiliminde hissetmesinden ötürü daha yavaş bozulur. Örneğin, ikincil kullanımın ilk yılının sonunda, %80 DOD_{max} değerinde: 0,8 kWh kapasiteli İKB'nin; sıcaklığa bağlı bozulma oranı %2,43, DOD'a bağlı bozulma oranı %2,24 iken 0,7 kWh kapasiteli İKB'nin; sıcaklığa bağlı bozulma oranı %1,39, DOD'a bağlı bozulma oranı %1,28'tir. Yani ikincil kullanımın başlangıç kapasitesi veya SOH %12,5'e kadar azalırsa ikincil kullanımın ilk yılının sonunda; sıcaklığa bağlı bozulma oranı %1.04, DOD'a bağlı bozulma oranı %0.96'a kadar azalacağı görülmüştür. Aktivasyon enerjisinin yüksekliği, sıcaklık bağımlılığının az olması, bataryadan çekilen/aktarılan akımların daha fazla olması 0,8 kWh kapasiteli İKB'yi daha çok bozulmaya uğratmıştır.
- Keza DOD_{max} azaldıkça (en uygun maliyet, 0,8 kWh İKB için) SCR %13,23'e kadar, SSR %12,2'e kadar azalmıştır. Şebekeye daha çok başvurulmuş, elektrik satışı ve alımı, kısıtlanan İKB'nin DOD_{max} seviyesinden dolayı artış göstermiştir. Öz tüketimi artırıcı İKB kullanımının avantajı, ortadan

kaybolmuştur. Yani %50 DOD_{max}, ikincil kullanım uygulamalarında öz tüketimi oldukça etkilemiştir. Lakin RF'yi, daha çok PV etkilediğinden ötürü kırılma noktalarının haricinde pek değişim göstermemiştir.

- 0,8 kWh kapasiteli İKB'de, %80 DOD_{max} için mali katsayı 1,3'den sonra, %70 DOD_{max} için 1,1'den sonra ve %50 DOD_{max} için 1,2'den sonra kırılmaya uğramıştır. Bu mali katsayılardan ötede İKB kullanımı uygulanabilir değildir. Mali artış, NPC'yi bozmuş, İKB kapasitesini azaltmış, azalan kapasiteye bağlı bireysel kullanımını artırmış, ömrünü azaltmıştır. Şebekeye bağımlılık artmış, emisyon değerlerini yükseltmiştir.

Neticede en uygun durum; 0,8 kWh kapasiteli İKB, 1 mali katsayısı ve %80 DOD_{max} olarak bulunmuştur. Tablo 9.2, 9.3 ve 9.4'de ise çıkarımlara uygun genel sonuçlar karşılaştırılmış ve verilmiştir.

Tablo 9.2 İKB tipine ve DOD_{max}'a bağlı olarak mali kırılma noktaları

DOD_{max}	**İKB Tipi**	**Kırılma Noktası (Mali Çarpan)**
80	0,7 kWh	1,2
	0,75 kWh	1,2
	0,8 kWh	1,3
70	0,7 kWh	1
	0,75 kWh	1,1
	0,8 kWh	1,1
50	0,7 kWh	1,1
	0,75 kWh	1,2
	0,8 kWh	1,2

Tablo 9.3 1 mali katsayısında farklı DOD_{max} ve İKB tipleri için ilk yılın sonunda yaşanacak İKB bozulma oranları

DOD_{max}	**İKB Tipi**	**İlk Yılın Sonunda Bozulma Oranları [%]**		**İlk Yılın Sonunda Çevrim Sayısı**
		Sıcaklık Etkisi	**Döngü Etkisi**	
80	0,7 kWh	1,39	1,28	124,11
	0,75 kWh	1,94	1,79	123,99
	0,8 kWh	2,43	2,24	124,26
70	0,7 kWh	1,39	1,14	110,46
	0,75 kWh	1,94	1,59	109,93
	0,8 kWh	2,43	2,01	111,28
50	0,7 kWh	1,39	0,86	83,7
	0,75 kWh	1,94	1,2	83,21
	0,8 kWh	2,43	1,52	84,15

Tablo 9.4 1 mali katsayısına göre farklı DOD_{max} seviyelerinde ve İKB tipinde yaşanacak İKB enerji çıkışı değerleri

DOD_{max}	İKB Tipi	Tek bir İKB'nin Ömür Boyu Verebileceği Enerji Miktarı [kWh]
80	0,7 kWh	1498,1
	0,75 kWh	1597,52
	0,8 kWh	1708,31
70	0,7 kWh	1418,54
	0,75 kWh	1514,15
	0,8 kWh	1614,5
50	0,7 kWh	1340,45
	0,75 kWh	1415,525
	0,8 kWh	1508,81

9.2.1 Karbon Emisyonu Para Cezasının Sisteme Yansıtılması

Ülkelerin karbon politikaları incelendiğinde; 70 $/ton'a kadar para cezası uygulanmaktadır. Bu rakamın gelecekte 100 $/ton'a ulaşması beklenmektedir. Burada ise para cezasının 70'den 100'e çıkarılması sonucu HGS çözümlerinin kırılma noktasından geçtiği görülmüştür. Yani ekonomiklik ve teknik karşılaştırmayı saptırmıştır. Ayrıca konvertör maliyetinin yüksek oluşundan ötürü İKB'ler etkisini pek gösterememektedir. Bunun için yatırım, değiştirme maliyetleri 250 $/kW'a düşürülmüştür. Karbon emisyonu para cezası ise 0,8 kWh İKB için %80 DOD_{max} seviyesinde ve en ekonomik şartlarda İstanbul şartlarında sisteme yansıtılmıştır. Tablo 9.5'de ise bu uygulama sonucunda elde edilen karşılaştırma verileri yer almaktadır.

Tablo 9.5 Karbon emisyonu para cezasının HGS'ye uygulanması

CO_2 Para Cezası [$/ton]	PV [kW]	İKB [adet]	PCS [kW]	LCOE [$/kWh]	Basit Geri Ödeme Süresi [yıl]	Karbon Emisyonu [kg/yıl]	RF [%]	SCR [%]	SSR [%]	$E_{İKB-1}$ [kWh]
0	298	1040	142	0,0768	12,06	62.405	68	79,3	72,8	1700,6
10	300	1026	143	0,07765	11,73	62.783	68	78,8	72,78	1701,94
20	300	1046	144	0,07901	9,9	62.231	68,2	79	73	1695,3
30	300	1057	141	0,08042	9,62	60.947	68,7	79,7	73,65	1701,3
40	300	1075	138	0,08225	9,41	60.302	68,8	80,4	74,2	1690,5
50	300	1072	137	0,0836	9,17	59.899	68,9	80,7	74,5	1704,9
60	300	1100	138	0,08493	8,98	58.848	69,4	81	74,8	1679,3
70	**300**	**1194**	**177**	**0,08488**	**9,05**	**57.966**	**70,4**	**78,7**	**72,7**	**1590,5**

Tablodan da görülebileceği üzere karbon para cezası arttıkça, LCOE yani mali değerler %10,5 artış göstermiştir. Lakin öz tüketim verileri incelendiğinde; RF %2,4, SCR %2,3 ve SSR ise %2,1 artış göstermesi, bu olumsuzluğu az da olsa giderebilmiştir. 70 $/ton'luk senaryoda uygulamanın bir kırılma yaşadığını söylemek mümkündür, fakat parametrelerin çoğu bu durumdan olumsuz etkilenmemiştir. Gelgelelim yıllık karbon emisyonu ise %7,67 azaltılabilmiştir. İlk yılın sonunda yaşanacak İKB bozulma oranlarının ve fazla elektrik üretiminin karbon para cezasından etkilenmediği saptanmıştır. Tek bir İKB'nin ömür boyu sunabileceği enerji miktarı ise karbon para cezasına karşı dalgalı bir değişim gösterse de, %6,5'a kadar azaldığı söylenebilir. LCOE'deki artış akla ekonomikliğin giderek bozulmasını getirebilir. Lakin basit geri ödeme süreleri incelendiğinde, 3,1 yıllık bir avantaj elde edilebilmiştir. Neticede, 70 $/ton karbon para cezasının en makul alt senaryo olduğuna karar verilmiştir.

9.2.2 Farklı İklim Bölgelerinde İKB'nin Uygulanabilirliği

0,8 kWh İKB, %80 DOD_{max}, en uygun mali katsayıda ve en yüksek karbon para cezası (70 $/ton) yani adım adım bulunan en optimal alt senaryolar, farklı iklim bölgelerine yansıtılmıştır. Seçilen iklim bölgeleri ise; İstanbul, İzmir, Ankara, Antalya, Trabzon, Erzurum ve Şanlıurfa'dır. Değişimi daha net görebilmek içinse DC/AC inverter oranı 1,5'e sabitlenmiştir. Yani 300 kW PV, 200 kW PCS kapasiteleri. Buradaki ilk amaç farklı iklim alanlarında, İKB'nin getirebileceği avantajları analiz etmektir. İKB teknik verilerinin, bu iklim bölgelerinde nasıl değişeceğini görmek ise ikinci amaçtır. Tablo 9.6'da bu iklim bölgelerinde elde edilen genel teknik, ekonomik ve çevresel sonuçlar özetlenmiştir. Tablo 9.7'de ise İKB'nin bölgelere göre teknik verilerinde görülen değişimler yansıtılmaktadır. Buradaki bozulma oranları ve çevrim sayısı ise ilk yılın sonunda gözlenen değerlerdir.

Tablo 9.6 ve 9.7'den hareketle:

LCOE bakımından, Erzurum en makulü dursa da (%25,22'e kadar) sıcaklıkların oldukça düşük, kurulum alanının kısıtlı olduğu böyle bir alan için PV kullanımı verimsiz olup daha çok şebekeye bağımlı kalınır. Nitekim karbon emisyonu değeri, diğerlerine göre %52,84'e kadar daha fazladır.

Basit geri ödeme süresi bakımından, İzmir 8.17 yıl ile en düşük amortisman süresini sunmaktadır. Sıcaklık ve güneş ışınım verilerinin iyi olduğu bu bölge, Antalya'daki yüksek sıcaklıkların İKB'yi İzmir'e göre daha çok bozmasından (sıcaklık olarak %0,18) ötürü faydalıdır. Nitekim Antalya için İKB ömrü, 0,56 yıl daha avantajlıdır. Ayrıca en düşük NPC imkânına (%19,13'e kadar) sahip İzmir, ekonomik olarak uygulanabilir bölgedir.

Ömür sonuna kadar hizmet süreleri analiz edildiğinde, Erzurum'un seçilmesi uygun gözükebilir. Düşük sıcaklıklar yüksek sıcaklıklara göre kimyasal süreci daha az bozmaktadır. Düşük sıcaklıklarda İKB'nin içindeki malzeme tam olarak etkinleşmez yani kimyasal etkinliği daha az olur, dolayısıyla iç direnci artar, İKB ömrünü en fazla etkileyen sıcaklık bozulması düşük olur. Yüksek sıcaklıklarda ise İKB içindeki kimyasal süreç hızlanır, elektrotlar bozulur, ömür azalır. Bu bağlamda ömür Erzurum'da fazla olsa da emisyon %52,84'e kadar fazla ve öz tüketimde SCR %18,435'e kadar, SSR, %10,88'e kadar daha azdır. Nitekim, bozulma oranlarında ana etken sıcaklıktır. Bu yüzden ömür boyu tek bir İKB enerji çıkışının yüksek olması (%8,09'a kadar), bozulma oranının az olması da (sıcaklık için %1,31'e kadar, döngü için %0,53'e kadar) bundandır. Keza Trabzon'da da yıllık yağışların yüksek oluşu bozulma oranlarını azaltmış (sıcaklık için %0,98'e kadar, döngü için %0,49'a kadar) olup uygulanabilir alanın imkânsızlığı, emisyonun (%27,26'ya kadar) ve basit geri ödeme süresinin yüksekliği (1,45 yıl) negatif yanlarındandır.

Neticede İstanbul iline göre; ekonomiklik (%21,72), öz tüketimin yüksek olması (RF için %7,7, SCR için -%4,39, SSR için %8,65), karbon emisyonun azlığından (%20,7) ve bozulma oranlarının makullüğünden (sıcaklık için -%0,27, döngü için -%0,44) dolayı İzmir en uygulanabilir alandır. Ayrıca İKB kapasitesi de yüksektir ki İKB için uygulanabilir fırsatlar sunmaktadır.

Tablo 9.6 Farklı iklim bölgelerinde, PV+Şebeke+İKB hibrit sisteminin değerlendirilmesi

Bölge	PV [kW]	İKB [adet]	PCS [kW]	LCOE [$/kWh]	NPC [$]	Basit Geri Ödeme Süresi [yıl]	RF [%]	SCR [%]	SSR [%]	GHG [kg/yıl]
İstanbul	300	1258	200	0,08565	2.145.498	9,52	70,5	77,50	71,57	58.383
İzmir	**300**	**1185**	**200**	**0,06704**	**1.800.946**	**8,17**	**78,2**	**73,11**	**80,22**	**46.298**
Antalya	300	1214	200	0,07177	1.867.918	9,8	77,4	75,65	79,5	46.346
Ankara	300	1361	200	0,07055	1.956.396	9,21	75,1	69,63	75,72	54.430
Erzurum	300	901	200	0,06405	2.000.877	8,98	71,3	59,065	69,34	70.762
Trabzon	300	1253	200	0,08062	2.065.168	9,62	70,8	75,66	71,94	58.922
Şanlıurfa	300	1141	200	0,06799	1.832.407	9,55	76,9	72,5	78,75	49.068

Tablo 9.7 Bölgesel olarak İKB teknik verilerinin değerlendirilmesi

Bölge	Ömür Sonuna kadar Hizmet Süresi [yıl]	$E_{İKB-1}$ [kWh]	Döngü Bozulması [%]	Sıcaklık Bozulması [%]	Çevrim/Döngü Sayısı
İstanbul	10,3	1525,08	1,9	2,43	105,59
İzmir	**9,23**	**1539,5**	**2,34**	**2,7**	**129,7**
Antalya	8,67	1410,21	2,25	2,88	125
Ankara	12	1519,03	1,67	2,09	92,5
Erzurum	13,4	1524,34	1,81	1,57	100,5
Trabzon	12,7	1752,26	1,85	1,9	102,7
Şanlıurfa	8,75	1499,63	2,48	2,86	137,7

KAYNAKÇA

[1] M. M. Rahman, G. A. Ghazi, E. A. Al-Ammar, and W. Ko, “Techno-Economic Analysis of Hybrid PV/Wind/Fuel-Cell System for EVCS,” *3rd Int. Conf. Electr. Commun. Comput. Eng. ICECCE 2021*, no. June, pp. 12–13, 2021, doi: 10.1109/ICECCE52056.2021.9514084.

[2] Q. Chen, Y. Gu, Z. Tang, D. Wang, and Q. Wu, “Optimal design and techno-economic assessment of low-carbon hydrogen supply pathways for a refueling station located in Shanghai,” *Energy*, vol. 237, 2021, doi: 10.1016/j.energy.2021.121584.

[3] S. Turkdogan, “Design and optimization of a solely renewable based hybrid energy system for residential electrical load and fuel cell electric vehicle,” *Eng. Sci. Technol. an Int. J.*, vol. 24, no. 2, pp. 397–404, 2021, doi: 10.1016/j.jestch.2020.08.017.

[4] M. S. Islam, “A techno-economic feasibility analysis of hybrid renewable energy supply options for a grid-connected large office building in southeastern part of France,” *Sustain. Cities Soc.*, vol. 38, no. November 2017, pp. 492–508, 2018, doi: 10.1016/j.scs.2018.01.022.

[5] Y. Xiang, H. Cai, J. Liu, and X. Zhang, “Techno-economic design of energy systems for airport electrification: A hydrogen-solar-storage integrated microgrid solution,” *Appl. Energy*, vol. 283, no. November 2020, p. 116374, 2021, doi: 10.1016/j.apenergy.2020.116374.

[6] A. Al Wahedi and Y. Bicer, “A case study in qatar for optimal energy management of an autonomous electric vehicle fast charging station with multiple renewable energy and storage systems,” *Energies*, vol. 13, no. 19, pp. 1–26, 2020, doi: 10.3390/en13195095.

[7] A. S. Al-Buraiki and A. Al-Sharafi, “Hydrogen production via using excess electric energy of an off-grid hybrid solar/wind system based on a novel performance indicator,” *Energy Convers. Manag.*, vol. 254, no. October 2021, p. 115270, 2022, doi: 10.1016/j.enconman.2022.115270.

[8] Q. Dai, J. Liu, and Q. Wei, “Optimal photovoltaic/battery energy storage/electric vehicle charging station design based onmulti-agent particle swarm optimization algorithm,” *Sustain.*, vol. 11, no. 7, 2019, doi: 10.3390/su11071973.

[9] H. N., S. Hampannavar, D. B., and S. M., “Analysis of microgrid integrated Photovoltaic (PV) Powered Electric Vehicle Charging Stations (EVCS) under different solar irradiation conditions in India: A way towards sustainable development and growth,” *Energy Reports*, vol. 7, pp. 8534–8547, 2021, doi: 10.1016/j.egyr.2021.10.103.

[10] A. K. Karmaker, M. R. Ahmed, M. A. Hossain, and M. M. Sikder, “Feasibility assessment & design of hybrid renewable energy based electric vehicle charging station in Bangladesh,” *Sustain. Cities Soc.*, vol. 39, no. February,

pp. 189–202, 2018, doi: 10.1016/j.scs.2018.02.035.

[11] B. Ye, J. Jiang, L. Miao, P. Yang, J. Li, and B. Shen, “Feasibility study of a solar-powered electric vehicle charging station model,” *Energies*, vol. 8, no. 11, pp. 13265–13283, 2015, doi: 10.3390/en81112368.

[12] O. Ekren, C. Hakan Canbaz, and Ç. B. Güvel, “Sizing of a solar-wind hybrid electric vehicle charging station by using HOMER software,” *J. Clean. Prod.*, vol. 279, p. 123615, 2021, doi: 10.1016/j.jclepro.2020.123615.

[13] M. M. Rahman, E. A. Al-Ammar, H. S. Das, and W. Ko, “Optimal design of grid connected pv battery system for probabilistic EVCS load,” *2020 Adv. Sci. Eng. Technol. Int. Conf. ASET 2020*, 2020, doi: 10.1109/ASET48392.2020.9118225.

[14] Y. L. Long *et al.*, “Impact of EV load uncertainty on optimal planning for electric vehicle charging station,” *Sci. China Technol. Sci.*, vol. 64, no. 11, pp. 2469–2476, 2021, doi: 10.1007/s11431-021-1897-x.

[15] S. Bimenyimana *et al.*, “Integration of Microgrids and Electric Vehicle Technologies in the National Grid as the Key Enabler to the Sustainable Development for Rwanda,” *Int. J. Photoenergy*, vol. 2021, 2021, doi: 10.1155/2021/9928551.

[16] A. M. Schetinger, D. H. N. Dias, B. S. M. C. Borba, and G. D. Pimentel da Silva, “ Techno-economic feasibility study on electric vehicle and renewable energy integration: A case study ,” *Energy Storage*, vol. 2, no. 6, pp. 1–12, 2020, doi: 10.1002/est2.197.

[17] D. Yan and C. Ma, “Stochastic planning of electric vehicle charging station integrated with photovoltaic and battery systems,” *IET Gener. Transm. Distrib.*, vol. 14, no. 19, pp. 4217–4224, 2020, doi: 10.1049/iet-gtd.2019.1737.

[18] J. A. Domínguez-Navarro, R. Dufo-López, J. M. Yusta-Loyo, J. S. Artal-Sevil, and J. L. Bernal-Agustín, “Design of an electric vehicle fast-charging station with integration of renewable energy and storage systems,” *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 105, no. July 2018, pp. 46–58, 2019, doi: 10.1016/j.ijepes.2018.08.001.

[19] P. Bastida-Molina, E. Hurtado-Pérez, M. C. Moros Gómez, and C. Vargas-Salgado, “Multicriteria power generation planning and experimental verification of hybrid renewable energy systems for fast electric vehicle charging stations,” *Renew. Energy*, vol. 179, pp. 737–755, 2021, doi: 10.1016/j.renene.2021.07.002.

[20] Y. Firat, “Utility-scale solar photovoltaic hybrid system and performance analysis for eco-friendly electric vehicle charging and sustainable home,” *Energy Sources, Part A Recover. Util. Environ. Eff.*, vol. 41, no. 6, pp. 734–745, 2018, doi: 10.1080/15567036.2018.1520354.

[21] C. Filote, R. A. Felseghi, M. S. Raboaca, and I. Aşchilean, “Environmental impact assessment of green energy systems for power supply of electric vehicle charging station,” *Int. J. Energy Res.*, vol. 44, no. 13, pp. 10471–

10494, 2020, doi: 10.1002/er.5678.

[22] O. Hafez and K. Bhattacharya, “Optimal design of electric vehicle charging stations considering various energy resources,” *Renew. Energy*, vol. 107, pp. 576–589, 2017, doi: 10.1016/j.renene.2017.01.066.

[23] P. V. Minh, S. Le Quang, and M. H. Pham, “Technical economic analysis of photovoltaic-powered electric vehicle charging stations under different solar irradiation conditions in Vietnam,” *Sustain.*, vol. 13, no. 6, pp. 15–25, 2021, doi: 10.3390/su13063528.

[24] D. O’Neill, B. Yildiz, and J. I. Bilbao, “An assessment of electric vehicles and vehicle to grid operations for residential microgrids,” *Energy Reports*, vol. 8, pp. 4104–4116, 2022, doi: 10.1016/j.egyr.2022.02.302.

[25] S. Singh, P. Chauhan, and N. J. Singh, “Feasibility of Grid-connected Solar-wind Hybrid System with Electric Vehicle Charging Station,” *J. Mod. Power Syst. Clean Energy*, vol. 9, no. 2, pp. 295–306, 2021, doi: 10.35833/MPCE.2019.000081.

[26] A. Nadolny, C. Cheng, B. Lu, A. Blakers, and M. Stocks, “Fully electrified land transport in 100% renewable electricity networks dominated by variable generation,” *Renew. Energy*, vol. 182, pp. 562–577, 2022, doi: 10.1016/j.renene.2021.10.039.

[27] R. Li and S. SaeidNahaei, “Optimal operation of energy hubs integrated with electric vehicles, load management, combined heat and power unit and renewable energy sources,” *J. Energy Storage*, vol. 48, no. August 2021, p. 103822, 2022, doi: 10.1016/j.est.2021.103822.

[28] R. A. Swief, N. H. El-Amary, and M. Z. Kamh, “Optimal energy management integrating plug in hybrid vehicle under load and renewable uncertainties,” *IEEE Access*, vol. 8, pp. 176895–176904, 2020, doi: 10.1109/ACCESS.2020.3026450.

[29] Z. Xiaoluan, H. Farajian, W. Xifeng, M. latifi, and K. Ohshima, “Scheduling of renewable energy and plug-in hybrid electric vehicles based microgrid using hybrid crow—Pattern search method,” *J. Energy Storage*, vol. 47, no. October 2021, p. 103605, 2022, doi: 10.1016/j.est.2021.103605.

[30] P. Ray, C. Bhattacharjee, and K. R. Dhenuvakonda, “Swarm intelligence-based energy management of electric vehicle charging station integrated with renewable energy sources,” *Int. J. Energy Res.*, no. September, pp. 1–21, 2021, doi: 10.1002/er.7601.

[31] J. Nishanthy, S. Charles Raja, T. Praveen, J. Jeslin Drusila Nesamalar, and P. Venkatesh, “Techno-economic analysis of a hybrid solar wind electric vehicle charging station in highway roads,” *Int. J. Energy Res.*, no. September 2021, pp. 1–21, 2022, doi: 10.1002/er.7688.

[32] L. N. Xing, H. L. Xu, A. K. Sani, M. A. Hossain, and S. M. Muyeen, “Techno-economic and environmental assessment of the hybrid energy system considering electric and thermal loads,” *Electron.*, vol. 10, no. 24, 2021, doi: 10.3390/electronics10243136.

[33] S. Mirza, A. Demirci, E. Gokalp, and U. Cali, “Maximizing self-consumption rates and power quality towards two-stage evaluation for solar energy and shared energy storage empowered microgrids,” *J. Energy Storage*, vol. 51, no. February, p. 104561, 2022, doi: 10.1016/j.est.2022.104561.

[34] R. Ahmadiahangar *et al.*, “Analytical approach for maximizing self-consumption of nearly zero energy buildings- case study: Baltic region,” *Energy*, vol. 238, p. 121744, 2022, doi: 10.1016/j.energy.2021.121744.

[35] J. C. Hernández, F. Sanchez-Sutil, and F. J. Muñoz-Rodríguez, “Design criteria for the optimal sizing of a hybrid energy storage system in PV household-prosumers to maximize self-consumption and self-sufficiency,” *Energy*, vol. 186, 2019, doi: 10.1016/j.energy.2019.07.157.

[36] M. Stephant, D. Abbes, K. Hassam-Ouari, A. Labrunie, and B. Robyns, “Distributed optimization of energy profiles to improve photovoltaic self-consumption on a local energy community,” *Simul. Model. Pract. Theory*, vol. 108, no. June 2020, p. 102242, 2021, doi: 10.1016/j.simpat.2020.102242.

[37] Q. Hassan, “Evaluate the adequacy of self-consumption for sizing photovoltaic system,” *Energy Reports*, vol. 8, pp. 239–254, 2022, doi: 10.1016/j.egyr.2021.11.205.

[38] R. Fachrizal and J. Munkhammar, “Improved photovoltaic self-consumption in residential buildings with distributed and centralized smart charging of electric vehicles,” *Energies*, vol. 13, no. 5, 2020, doi: 10.3390/en13051153.

[39] M. Stephant, D. Abbes, K. Hassam-Ouari, A. Labrunie, and B. Robyns, “Increasing photovoltaic self-consumption with game theory and blockchain,” *EAI Endorsed Trans. Energy Web*, vol. 8, no. 34, pp. 1–12, 2021, doi: 10.4108/eai.27-10-2020.166770.

[40] G. Barone, A. Buonomano, C. Forzano, G. F. Giuzio, and A. Palombo, “Increasing self-consumption of renewable energy through the Building to Vehicle to Building approach applied to multiple users connected in a virtual micro-grid,” *Renew. Energy*, vol. 159, pp. 1165–1176, 2020, doi: 10.1016/j.renene.2020.05.101.

[41] R. Lee, H. Lee, D. Kim, and J. Yoon, “Investigation on Optimal Electric Energy Storage Capacity to Maximize Self-Consumption of Photovoltaic System,” *J. Energy Resour. Technol.*, vol. 144, no. 7, pp. 1–10, 2022, doi: 10.1115/1.4052732.

[42] P. E. Campana *et al.*, “Li-ion batteries for peak shaving, price arbitrage, and photovoltaic self-consumption in commercial buildings: A Monte Carlo Analysis,” *Energy Convers. Manag.*, vol. 234, no. January, p. 113889, 2021, doi: 10.1016/j.enconman.2021.113889.

[43] R. Fachrizal, M. Shepero, M. Åberg, and J. Munkhammar, “Optimal PV-EV sizing at solar powered workplace charging stations with smart charging schemes considering self-consumption and self-sufficiency balance,” *Appl. Energy*, vol. 307, no. August 2021, p. 118139, 2022, doi: 10.1016/j.apenergy.2021.118139.

[44] A. Bartolini, G. Comodi, D. Salvi, and P. A. Østergaard, “Renewables self-consumption potential in districts with high penetration of electric vehicles,” *Energy*, vol. 213, p. 118653, 2020, doi: 10.1016/j.energy.2020.118653.

[45] D. Gudmunds, E. Nyholm, M. Taljegard, and M. Odenberger, “Self-consumption and self-sufficiency for household solar producers when introducing an electric vehicle,” *Renew. Energy*, vol. 148, pp. 1200–1215, 2020, doi: 10.1016/j.renene.2019.10.030.

[46] Á. A. Bayod-Rújula, M. E. Haro-Larrodé, and A. Martínez-Gracia, “Sizing criteria of hybrid photovoltaic-wind systems with battery storage and self-consumption considering interaction with the grid,” *Sol. Energy*, vol. 98, no. PC, pp. 582–591, 2013, doi: 10.1016/j.solener.2013.10.023.

[47] H. Martin, R. Buffat, D. Bucher, J. Hamper, and M. Raubal, “Using rooftop photovoltaic generation to cover individual electric vehicle demand—A detailed case study,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 157, no. November 2021, p. 111969, 2022, doi: 10.1016/j.rser.2021.111969.

[48] F. Giordano *et al.*, “Vehicle-to-Home Usage Scenarios for Self-Consumption Improvement of a Residential Prosumer with Photovoltaic Roof,” *IEEE Trans. Ind. Appl.*, vol. 56, no. 3, pp. 2945–2956, 2020, doi: 10.1109/TIA.2020.2978047.

[49] S. Ud-Din Khan, I. Wazeer, Z. Almutairi, and M. Alanazi, “Techno-economic analysis of solar photovoltaic powered electrical energy storage (EES) system,” *Alexandria Eng. J.*, vol. 61, no. 9, pp. 6739–6753, 2022, doi: 10.1016/j.aej.2021.12.025.

[50] M. Gomez-Gonzalez, J. C. Hernandez, D. Vera, and F. Jurado, “Optimal sizing and power schedule in PV household-prosumers for improving PV self-consumption and providing frequency containment reserve,” *Energy*, vol. 191, p. 116554, 2020, doi: 10.1016/j.energy.2019.116554.

[51] C. L. Nguyen, E. Colicchio, P. Primiani, L. Viglione, K. Al-Haddad, and L. Woodward, “A Cost-Effective Standalone E-bike Charging Station Powered by Hybrid Wind and Solar Power System including Second-Life BESS,” *ECCE 2020 - IEEE Energy Convers. Congr. Expo.*, pp. 3684–3690, 2020, doi: 10.1109/ECCE44975.2020.9235979.

[52] L. Berzi *et al.*, “A model for system integration of second life battery, renewable energy generation and mobile network station,” *Proc. - 2020 IEEE Int. Conf. Environ. Electr. Eng. 2020 IEEE Ind. Commer. Power Syst. Eur. EEEIC / I CPS Eur. 2020*, no. 769506, 2020, doi: 10.1109/EEEIC/ICPSEurope49358.2020.9160747.

[53] S. Chai *et al.*, “An evaluation framework for second-life ev/phev battery application in power systems,” *IEEE Access*, vol. 9, pp. 152430–152441, 2021, doi: 10.1109/ACCESS.2021.3126872.

[54] M. Alhadri *et al.*, “Analysis of Second-Life of a Lithium-Ion Battery in an Energy Storage System Connected to a Wind Turbine,” *2019 IEEE Power Energy Conf. Illinois, PECI 2019*, 2019, doi: 10.1109/PECI.2019.8698782.

[55] C. L. Nguyen, E. Colicchio, P. Primiani, L. Viglione, K. Al-Haddad, and L. Woodward, “Determination of Second-Life Battery Capacity and Load Rating for a Standalone E-Bike Charging Station Powered by Hybrid Renewable Energy System,” *Proc. - 2020 IEEE 14th Int. Conf. Compat. Power Electron. Power Eng. CPE-POWERENG 2020*, pp. 346–351, 2020, doi: 10.1109/CPE-POWERENG48600.2020.9161665.

[56] Q. Dang, D. Wu, and B. Boulet, “Electric Vehicle Battery as Energy Storage Unit Consider Renewable Power Uncertainty,” *2021 IEEE Energy Convers. Congr. Expo. ECCE 2021 - Proc.*, pp. 668–673, 2021, doi: 10.1109/ECCE47101.2021.9595375.

[57] Y. Deng, Y. Zhang, F. Luo, and Y. Mu, “Operational planning of centralized charging stations utilizing second-life battery energy storage systems,” *IEEE Trans. Sustain. Energy*, vol. 12, no. 1, pp. 387–399, 2021, doi: 10.1109/TSTE.2020.3001015.

[58] L. Bartolucci, S. Cordiner, V. Mulone, M. Santarelli, F. Ortenzi, and M. Pasquali, “Optimal integration of Renewables and Second-Life batteries to improve the environmental sustainability of Electric Vehicle Fleets,” *21st IEEE Int. Conf. Environ. Electr. Eng. 2021 5th IEEE Ind. Commer. Power Syst. Eur. EEEIC / I CPS Eur. 2021 - Proc.*, 2021, doi: 10.1109/EEEIC/ICPSEurope51590.2021.9584798.

[59] W. Vermeer, G. R. Chandra Mouli, and P. Bauer, “Optimal Sizing and Control of a PV-EV-BES Charging System Including Primary Frequency Control and Component Degradation,” *IEEE Open J. Ind. Electron. Soc.*, vol. 3, no. January, pp. 1–1, 2022, doi: 10.1109/ojies.2022.3161091.

[60] C. Birou, X. Roboam, H. Radet, F. Lacressonnière, U. De Toulouse, and U. M. R. Cnrs-inp-ups, “Techno-economic analysis of second-life lithium-ion batteries integration in microgrids Keywords A) One case study for second life battery integration for microgrid analysis,” pp. 1–10.

[61] L. Silvestri, M. De Santis, and G. Bella, “Techno-economic Evaluation of a Second-life Battery Energy Storage System Enabling Peak Shaving and PV Integration in a Ceramic Manufacturing Plant,” *2021 IEEE Int. Conf. Ind. Eng. Eng. Manag. IEEM 2021*, pp. 1566–1570, 2021, doi: 10.1109/IEEM50564.2021.9672803.

[62] M. Sufyan, N. A. Rahim, M. A. Muhammad, C. K. Tan, S. R. S. Raihan, and A. H. A. Bakar, “Charge coordination and battery lifecycle analysis of electric vehicles with V2G implementation,” *Electr. Power Syst. Res.*, vol. 184, no. February, p. 106307, 2020, doi: 10.1016/j.epsr.2020.106307.

[63] D. Icaza-Alvarez, F. Jurado, M. Tostado-Véliz, and P. Arevalo, “Decarbonization of the Galapagos Islands. Proposal to transform the energy system into 100% renewable by 2050,” *Renew. Energy*, vol. 189, pp. 199–220, 2022, doi: 10.1016/j.renene.2022.03.008.

[64] J. Lacap, J. W. Park, and L. Beslow, “Development and Demonstration of Microgrid System Utilizing Second-Life Electric Vehicle Batteries,” *J. Energy Storage*, vol. 41, p. 102837, 2021, doi: 10.1016/j.est.2021.102837.

[65] B. Bai, S. Xiong, B. Song, and M. Xiaoming, “Economic analysis of distributed solar photovoltaics with reused electric vehicle batteries as energy storage systems in China,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 109, no. August 2018, pp. 213–229, 2019, doi: 10.1016/j.rser.2019.03.048.

[66] M. Mirzaei Omrani and H. Jannesari, “Economic and environmental assessment of reusing electric vehicle lithium-ion batteries for load leveling in the residential, industrial and photovoltaic power plants sectors,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 116, no. September, p. 109413, 2019, doi: 10.1016/j.rser.2019.109413.

[67] Z. Song, S. Feng, L. Zhang, Z. Hu, X. Hu, and R. Yao, “Economy analysis of second-life battery in wind power systems considering battery degradation in dynamic processes: Real case scenarios,” *Appl. Energy*, vol. 251, no. June, p. 113411, 2019, doi: 10.1016/j.apenergy.2019.113411.

[68] M. A. Cusenza, F. Guarino, S. Longo, M. Ferraro, and M. Cellura, “Energy and environmental benefits of circular economy strategies: The case study of reusing used batteries from electric vehicles,” *J. Energy Storage*, vol. 25, no. July, p. 100845, 2019, doi: 10.1016/j.est.2019.100845.

[69] D. Kamath, S. Shukla, R. Arsenault, H. C. Kim, and A. Anctil, “Evaluating the cost and carbon footprint of second-life electric vehicle batteries in residential and utility-level applications,” *Waste Manag.*, vol. 113, pp. 497–507, 2020, doi: 10.1016/j.wasman.2020.05.034.

[70] S. Leonori, G. Rizzoni, F. M. Frattale Mascioli, and A. Rizzi, “Intelligent energy flow management of a nanogrid fast charging station equipped with second life batteries,” *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 127, no. September 2020, p. 106602, 2021, doi: 10.1016/j.ijepes.2020.106602.

[71] A. Khowaja, M. D. Dean, and K. M. Kockelman, “Quantifying the emissions impact of repurposed electric vehicle battery packs in residential settings,” *J. Energy Storage*, vol. 47, no. August 2021, p. 103628, 2022, doi: 10.1016/j.est.2021.103628.

[72] M. A. Cusenza, F. Guarino, S. Longo, M. Mistretta, and M. Cellura, “Reuse of electric vehicle batteries in buildings: An integrated load match analysis and life cycle assessment approach,” *Energy Build.*, vol. 186, pp. 339–354, 2019, doi: 10.1016/j.enbuild.2019.01.032.

[73] W. ur Rehman, R. Bo, H. Mehdipourpicha, and J. W. Kimball, “Sizing battery energy storage and PV system in an extreme fast charging station considering uncertainties and battery degradation,” *Appl. Energy*, vol. 313, no. June 2021, p. 118745, 2022, doi: 10.1016/j.apenergy.2022.118745.

[74] I. Mathews, B. Xu, W. He, V. Barreto, T. Buonassisi, and I. M. Peters, “Technoeconomic model of second-life batteries for utility-scale solar considering calendar and cycle aging,” *Appl. Energy*, vol. 269, no. January, p. 115127, 2020, doi: 10.1016/j.apenergy.2020.115127.

[75] J. Falk, A. Nedjalkov, M. Angelmahr, and W. Schade, “Applying Lithium-Ion Second Life Batteries for Off-Grid Solar Powered System—A Socio-Economic Case Study for Rural Development,” *Zeitschrift für*

Energiewirtschaft, vol. 44, no. 1, pp. 47–60, 2020, doi: 10.1007/s12398-020-00273-x.

[76] D. Kamath, R. Arsenault, H. C. Kim, and A. Anctil, “Economic and Environmental Feasibility of Second-Life Lithium-Ion Batteries as Fast-Charging Energy Storage,” *Environ. Sci. Technol.*, vol. 54, no. 11, pp. 6878–6887, 2020, doi: 10.1021/acs.est.9b05883.

[77] J. Li, “An Energy Management System For Second-Life Battery In Renewable Energy Systems Considering Battery Degradation Costs,” pp. 0–10, 2022.

[78] Y. Tang, Q. Zhang, Z. Wen, D. Bunn, and J. N. Martin, “Optimal analysis for facility configuration and energy management on electric light commercial vehicle charging,” *Energy*, vol. 246, p. 123363, 2022, doi: 10.1016/j.energy.2022.123363.

[79] J. Li, S. He, Q. Yang, T. Ma, and Z. Wei, “Optimal Design of the EV Charging Station with Retired Battery Systems Against Charging Demand Uncertainty,” vol. 3203, no. c, pp. 1–11, 2022, doi: 10.1109/TII.2022.3175718.

[80] M. Santarelli, L. Bartolucci, S. Cordiner, V. Mulone, F. Ortenzi, and M. Pasquali, “Pv Assisted Electric Vehicle Charging Station Considering the Integration of Stationary First- or Second-Life Battery Storage,” *SSRN Electron. J.*, 2022, doi: 10.2139/ssrn.4025723.

[81] A. Soto *et al.*, “Integration of second-life battery packs for self-consumption applications: Analysis of a real experience,” *21st IEEE Int. Conf. Environ. Electr. Eng. 2021 5th IEEE Ind. Commer. Power Syst. Eur. EEEIC / I CPS Eur. 2021 - Proc.*, 2021, doi: 10.1109/EEEIC/ICPSEurope51590.2021.9584809.

[82] S. Wang *et al.*, “Impact of battery degradation models on energy management of a grid-connected DC microgrid,” *Energy*, vol. 207, p. 118228, 2020, doi: 10.1016/j.energy.2020.118228.

[83] “Wikipedia - History of the Electric Vehicle - Available: .pdf.” .

[84] W. Kevin, “““Worth the Watt A Brief History of the Electric Car, 1830 to Present”” Available: https://www.caranddriver.com/features/g15378765/worth-the-watt-a-brief-history-of-the-electric-car-1830-to-present/.pdf.” .

[85] Beytullah Zoroğlu, “Elektrikli Araç Şarj İstasyonu Konumlarının Bartın Organize Sanayi Bölgesi Dağıtım Şebekesi Üzerinden İncelenmesi,” vol. 4, no. 1, p. 6, 2021.

[86] T. Boyekin, “Çatı Tip Güneş Enerjïsï Santralï ïle Beslenen Elektrïklï Araç Şarj İstasyonu,” *Marmara Üniversitesi, Elektr. Mühendisliği Programı, Yüksek Lisans Tezi*, 2020.

[87] H. TARLAK, “Elektrikli Araçlar için İki Yönlü Şarj Devresi Tasarımı,” *Kırklareli Üniversitesi*, 2018.

[88] Memduh Emrah Özcan, “Elektrïklï araçlarin dağitim şebekesïne entegrasyonu,” *Prof.Dr.Bülent Oral’a bağlı olarak yürütülen Marmara Üniversitesi Elektr. Mühendisliği bölümüne ait Yüksek Lisans Tezi*, 2019.

[89] A. Özek, “Elektrikli Bir Aracın Genel Performans Simülasyonu ve Gerçeklemesi,” Afyon Kocatepe, 2020.

[90] F. B. Enstit and L. U. Dan, “Elektrikli kara araçlari için güneş enerjisi destekli bir şarj istasyonunun tasarimi,” 2020.

[91] B. Yağcıtekin, “ELEKTRİKLİ Araç Şarj Altyapisi Tasarimi Ve Akilli ŞaSistemiGelištirilmesi,” 2014.

[92] Çetin Berk Güvel, “İzmir İli için Güneş-Rüzgar Hibrit Enerjili Elektrikli Araç Şarj İstasyonu Tasarımı,” *Ege Üniversitesi, Güneş Enerj. Anabilim Dalı, Yüksek Lisans Tezi*, 2018.

[93] IEA, “Global EV Policy Explorer,” *Int. Energy Assoc. -Global EV Policy Explor.*, 2021, [Online]. Available: https://www.iea.org/articles/global-ev-policy-explorer.

[94] INTERNATIONAL ENERGY AGENCY, “Global EV Outlook 2021 - Accelerating ambitions despite the pandemic,” *Glob. EV Outlook 2021*, p. 101, 2021, [Online]. Available: https://iea.blob.core.windows.net/assets/ed5f4484-f556-4110-8c5c-4ede8bcba637/GlobalEVOutlook2021.pdf.

[95] International Energy Agency, “Net Zero by 2050: A Roadmap for the Global Energy Sector,” *Int. Energy Agency*, p. 224, 2021, [Online]. Available: https://www.iea.org/reports/net-zero-by-2050.

[96] R. Yapıcı, D. Güneş, and N. Yörükeren, “Elektrikli Şarj İstasyonlarının Dağıtım Şebekesine Olası Etkileri,” pp. 21–27, 2016.

[97] TEHAD, “Türkiye ve Avrupa ÖTV İndirimi, (https www.tehad.org 2021 0307 turkiye-elektrikli-otomobil-menzil-ve-otv-kirilimi).pdf.” 2021.

[98] TEHAD, “Elektrikli Otomobil Satışları 2021, https://https://www.tehad.org/2021/10/05/elektrikli-otomobil-satislari-ilk-kez-dizeli-yakaladi/,” p. 1, 2021.

[99] “Wikipedia - Charging station, charging stnadards and history - Available: https://en.wikipedia.org/wiki/Charging_station.pdf.” .

[100] “TEHAD - EV Şarj Yöntemleri - Available: https://www.tehad.org/2017/07/15/elektrikli-arac-sarj-yontem-ve-istasyon-tipleri/.pdf.” .

[101] “omazaki - Wireless electric vehicle charging stations technology - Available: https://www.omazaki.co.id/en/wireless-electric-vehicle-charging-stations-wevcs-technology/.pdf.” .

[102] “Türkiye Şarj Ağları , Şarj İstasyonları Terminolojisi ve İstasyon Grupları,” 2020.

[103] “globenewswire - EVCS market and growth rates by region - Available: https://www.globenewswire.com/en/news-release/2022/01/12/2365758/0/en/Electric-Vehicle-and-Electric-Vehicle-Charger-Market-Growth-Analysis-2021-Trends-Industry-Size-and-Share-Demand-Statu.” .

[104] “statzon - EVCS market and growth rates by region - Available: https://statzon.com/insights/global-electric-vehicle-charging-stations-market.pdf.” .

[105] “precedenceresearch - EVCS market and growth rates by region - Available: https://www.precedenceresearch.com/electric-vehicle-market.pdf.” .

[106] “Güncel EV Gelişmeleri - Available: www.otonakit.com .pdf.” .

[107] “Güncel EV Gelişmeleri - Available: www.dolubatarya.com.pdf.” .

[108] “ZES - EV şarj haritası - Available: https://zes.net/sarj-istasyonlari?gclid=Cj0KCQjw4omaBhDqARIsADXULuVR6MpOWfcR_XOCrVZM_DdkYP51AXreW8oRltxNadfQsjjlDG2QzpUaAo_1EALw_wcB.pdf.” .

[109] “Eşarj - EV şarj haritası - Available: https://esarj.com/harita.pdf.” .

[110] “Sharz - EV şarj haritası - Available: https://sharz.net/istasyonlarimiz.pdf.” .

[111] “Gersan - EV şarj haritası - Available: https://www.g-charge.com.tr/Map.Aspx.pdf.” .

[112] “The History of Renewable Energy Where It All Began - Available: .pdf.” .

[113] Z. B., ““‘Going Green - A Brief History of Renewable Energy”’ - Available: https://www.projectsolaruk.com/blog/history-renewable-energy-began/ .pdf.” .

[114] “Energy Production and Consumtpion - Available: https://ourworldindata.org/energy-production-consumption.pdf.” .

[115] International Energy Agency, “Global Energy Review 2021,” *Glob. Energy Rev. 2020*, pp. 1–36, 2021, [Online]. Available: https://iea.blob.core.windows.net/assets/d0031107-401d-4a2f-a48b-9eed19457335/GlobalEnergyReview2021.pdf.

[116] L. (International E. A. Cozzi and T. (International E. A. Gould, “World Energy Outlook 2021,” pp. 1–386, 2021, [Online]. Available: www.iea.org/weo.

[117] IRENA, *Renewable Capacity Statistiques De Capacité Estadísticas De Capacidad*. 2021.

[118] I. Renewable Energy Agency, *RENEWABLE ENERGY STATISTICS 2022 STATISTIQUES D’ÉNERGIE RENOUVELABLE 2022 ESTADÍSTICAS DE ENERGÍA RENOVABLE 2022 About IRENA*. 2022.

[119] IEA - International Energy Agency, “Global Energy Review: CO2 Emissions in 2021 Global emissions rebound sharply to highest ever level,” pp. 1–14, 2022, [Online]. Available: https://iea.blob.core.windows.net/assets/c3086240-732b-4f6a-89d7-db01be018f5e/GlobalEnergyReviewCO2Emissionsin2021.pdf.

[120] “Sera Gazı Emisyon İstatistikleri, 1990-2020 - Available: https://data.tuik.gov.tr/Bulten/Index?p=Sera-Gazi-Emisyon-Istatistikleri-1990-2020-45862.pdf.” .

[121] IRNEA, *Renewable Power Generation Costs in 2021*. 2022.

[122] International Energy Agency, “IEA (2021), World Energy Investment 2021,” *Iea*, pp. 1–56, 2021, [Online]. Available: https://www.iea.org/reports/world-energy-investment-2021.

[123] “Zero emission and Electromobility vision by 2050 - Available: https://www.avere.org/averes-zero-emission-vision-for-europe-2/.pdf.” .

[124] M. S. Whittingham, “History, evolution, and future status of energy storage,” *Proc. IEEE*, vol. 100, no. SPL CONTENT, pp. 1518–1534, 2012, doi: 10.1109/JPROC.2012.2190170.

[125] C. R. A. Hallam, L. Alarco, W. Flannery, and A. Leffel, “GIS decision model for global replication of hybrid closed-loop renewable energy systems,” *2012 Proc. Portl. Int. Cent. Manag. Eng. Technol. Technol. Manag. Emerg. Technol. PICMET’12*, vol. 2035, pp. 2832–2841, 2012.

[126] “Bloomber NEF - Global Battery Market - Available: https://www.dunyaenerji.org.tr/batarya-patlamasi-2040-yilina-kadar-12-trilyon-yatirim-gerektirecek/.pdf.” .

[127] “Energy Information Administration (EIA) - Battery Storage Use Cases 2016-2021 - Available: https://www.eia.gov/analysis/studies/electricity/batterystorage/ .pdf.” .

[128] M. Shahjalal *et al.*, “A review on second-life of Li-ion batteries: prospects, challenges, and issues,” *Energy*, vol. 241, p. 122881, 2022, doi: 10.1016/j.energy.2021.122881.

[129] M. H. S. M. Haram, J. W. Lee, G. Ramasamy, E. E. Ngu, S. P. Thiagarajah, and Y. H. Lee, “Feasibility of utilising second life EV batteries: Applications, lifespan, economics, environmental impact, assessment, and challenges,” *Alexandria Eng. J.*, vol. 60, no. 5, pp. 4517–4536, 2021, doi: 10.1016/j.aej.2021.03.021.

[130] P. Salza and P. R. Thomas, “2nd Life Batteries,” *Glob. Sustain. Electr. Partnersh.*, no. February, 2021.

[131] Statista, “Statista - Projected Installed Electricity Generation Capacity from Battery Storage Worldwide from 2020 to 2050 - Available: https://www.statista.com/statistics/1307203/world-battery-storage-electricity-generation-capacity/#:~:text=The%20world’s%20install,” 2022. .

[132] “McKinsey & Company - Global Second-life Battery Market - Available: https://www.mckinsey.com/industries/automotive-and-assembly/our-insights/second-life-ev-batteries-the-newest-value-pool-in-energy-storage.” .

[133] Guidehouse, “Guidehouse - Global Second-life Battery Market - Available: https://www.businesswire.com/news/home/20200916005111/en/Guidehouse-Insights-Report-Shows-Storage-Capacity-for-Second-Life-Batteries-Is-Expected-to-Increase-through-2030-Due-to-Rapid-Adoption-of-.” .

[134] HOMER Energy, “Available from: https://www.homerenergy.com.” .

[135] J. A. D. D.G.Erbs, S.A. Klein, "'Estimation of the diffuse radiation fraction for hourly, daily, and monthly-average global radiation', Solar Energy, 28, 293 monthly average global solar radiation on the horizontal surface." 1982.

[136] J. A. D. Deceased and W. A. Beckman, *Solar engineering of thermal processes*, vol. 3, no. 3. 1982.

[137] P. D. O. Kıncay, "Güneş Enerjisi Ders Notu," pp. 107–115, 2004.

[138] "Wikipedia - Güneş geometrisi - Available: https://tr.wikipedia.org/wiki/G%C3%BCne%C5%9F_geometrisi#:~:text=G%C3%BCne%C5%9F%20geometrisi%2C%20g%C3%BCne%C5%9F%20%C4%B1%C5%9F%C4%B1nlar%C4%B1%20ile,g%C3%BCne%C5%9F%20radyasyonunun%20yo%C4%9Funlu%C4%9Fundaki%20." .

[139] M. J. Manwell JF, "Lead acid storage model for hybrid energy systems, Solar Energy, 50, 399-405.pdf." 1993.

[140] "HOMER Pro User Manual 3.14 - Available: https://www.homerenergy.com/products/pro/docs/latest/index.html.pdf." .

[141] "Türkiye Cumhuriyeti Merkez Bankası - 2021-2022 İskonto ve Enflasyon Oranları - Available: https://www.tcmb.gov.tr/wps/wcm/connect/TR/TCMB+TR/Main+Menu/Istatistikler/Enflasyon+Verileri/Tuketici+Fiyatlari.pdf." .

[142] J. O. Oladigbolu, Y. A. Al-Turki, and L. Olatomiwa, "Comparative study and sensitivity analysis of a standalone hybrid energy system for electrification of rural healthcare facility in Nigeria," *Alexandria Eng. J.*, vol. 60, no. 6, pp. 5547–5565, 2021, doi: 10.1016/j.aej.2021.04.042.

[143] A. M. Aly, A. M. Kassem, K. Sayed, and I. Aboelhassan, "Design of Microgrid with Flywheel Energy Storage System Using HOMER Software for Case Study," *Proc. 2019 Int. Conf. Innov. Trends Comput. Eng. ITCE 2019*, no. February, pp. 485–491, 2019, doi: 10.1109/ITCE.2019.8646441.

[144] K. Elmaadawy *et al.*, "Optimal sizing and techno-enviro-economic feasibility assessment of large-scale reverse osmosis desalination powered with hybrid renewable energy sources," *Energy Convers. Manag.*, vol. 224, no. August, 2020, doi: 10.1016/j.enconman.2020.113377.

[145] S. M. Tercan, A. Demirci, E. Gokalp, and U. Cali, "Maximizing self-consumption rates and power quality towards two-stage evaluation for solar energy and shared energy storage empowered microgrids," *J. Energy Storage*, vol. 51, no. March, p. 104561, 2022, doi: 10.1016/j.est.2022.104561.

[146] M. E. KILINÇ, "Grid Connected Photovoltaic Systems for Fuel Stations A Complete Techno-Economic Analysis," Izmir Institute of Technology, 2021.

Tablo 1 Ülkelerin ulusal ve eyalet bazlı uyguladığı politikalar ve hedefler [93]

Ülke	Uygulanan Politika Sayısı	Temel Politika Önlemleri ve Teşvikleri	Temel Politika Hedefleri	Hafif Ticari Araç	Ağır Ticari Araç	Duyurulan Yıl
Çin	6	Yolcu adına kullanılacak hafif ticari EA'lar için 2025'e kadar 4,6 L/100 km (WLTP) veya 4,0 L/100 km (NEDC) yakıt ekonomisine uyulması gerekmektedir.	2025 yılına kadar yolcu araç satışlarında %20'lik EA payı ve 20 milyondan fazla yeni EA'nın şarj ihtiyacı için altyapı oluşturulması. Ayrıca otoyol hizmet alanlarının %60'ının FCS'e ayrılması.	✓		2020-2021 2022
		2020 yılına kadar yolcu adına kullanılacak ticari EA satışları için %12 kredi sağlanacaktır. Bu kredi yüzdesi; 2021'de %14, 2022'de %16 ve 2023'te %18 olarak belirlenmiştir.	2025 yılına kadar 100.000 yakıt hücreli yolcu EA satışı ve 2030-35 döneminde bu rakam yaklaşık 1 milyon adet hedeflendi.	✓		2020
		Ağır ticari EA'ların tüm satış ve tescilleri için 10,6-41 L/100 km yakıt ekonomisine uyulması gerekmektedir.	İkinci aşamada, yakıt tüketimini %14-16 oranında azaltma hedefi konulmuştur.		✓	2016
ABD	7	2021-2026 üretimli modeller için kurumsal ortalama yakıt ekonomisi sınırı her yıl %1,5 arttırılırken emisyon değeri aynı oranda azaltıldı.	2027'de (araç kategorisine ve ağırlığına bağlı olarak) 2017'ye göre %5-27 oranında emisyon değeri düşürülmesi hedeflendi.	✓	✓	2014 2016 2020 2022
			2025 yılına kadar sekiz ABD eyaletinde, toplam hafif ticari araç stokunda 3,3 milyon sıfır emisyonlu EA hedeflendi.	✓	✓	
			15 bölge/eyalet ve Columbia Bölgesi'nde, tüm yeni orta ve ağır hizmet ticari araçlar için 2030 yılına kadar %30, 2050 yılına kadar %100 sıfır emisyonlu EA satışı hedefi konuldu.		✓	
		2025 yılına kadar on eyalette, yolcu ticari araçlarında sıfır emisyonlu EA tercih edilmesi için üreticilere %22'lik satış kredisi imkanı tanındı.	Kaliforniya eyaleti için 2030 yılına kadar ulaşım yakıt havuzunun karbon yoğunluğunu (CI) 2010'a kıyasla en az %20 azaltmak.	✓	✓	2009 2016
			Kaliforniya eyaleti için 2025 yılına kadar 1,5 milyon, 2030 yılına kadar 5 milyon sıfır emisyonlu EA stok hedefi	✓	✓	

Tablo 1 Ülkelerin ulusal ve eyalet bazlı uyguladığı politikalar ve hedefler (devamı)

Ülke	Uygulanan Politika Sayısı	Temel Politika Önlemleri ve Teşvikleri	Temel Politika Hedefleri	Hafif Ticari Araç	Ağır Ticari Araç	Duyurulan Yıl
Japonya	4	Yolcu ticari araçları için 2030 yılına kadar 25,4 km/L yakıt ekonomisi belirlendi. Bu değer, 2016'ya kıyasla %32,4'lük bir iyileşmeye eşdeğerdir.	2030 yılına kadar yolcu ticari araç satışlarında; BEA ve PHEA'ların %20-30, HEA'ların %30-40 ve FCEA'ların %3 paya ulaşması hedeflendi. 2035 yılına kadar ise aynı tipte araç satışlarında, EA'ların %100 paya sahip olması gerekmektedir.	✓		2018-2020
		Ağır ticari araçlar için 2025'e kadar 6,52-7,63 km/L (JC08) (araç sınıfına ve ağırlığına bağlı olarak) yakıt ekonomisi belirlenmiştir.	2015 standardına göre 2025'e kadar ağır ticari araçların yakıt tüketimini %13,4-14,3 oranında azaltma hedefi konulmuştur.		✓	2019
Norveç	3	-	2025 yılına kadar yolcu ticari araç satışlarında %100 sıfır emisyonlu EA payı. Ayrıca şehir içi otobüs satışlarında %100 sıfır emisyonlu EA hedefi. 2030'a kadar ise şehirlerarası otobüs satışlarında %75, kamyon satışlarında %50 sıfır emisyonlu EA payı.	✓	✓	2016
İngiltere	2	-	2030 yılına kadar benzinli ve dizel yolcu ticari araç satışlarını aşamalı olarak sona erdirmek. Ayrıca 300 bin halka açık şarj istasyonuna erişmek. 2035'e kadar tüm yolcu ticari araç satışlarının BEA veya FCEA olması.	✓	✓	2020 2022
Hollanda	3	2025 yılına kadar 14 şehirde sıfır emisyonlu ulaşım bölgeleri oluşturulacaktır. Bu sayının, 2021 ortasına kadar 30'a çıkması öngörülmüştür.	Yolcu ticari araçlar için 2025 yılına kadar 15.000, 2030 yılına kadar 300.000 FCEA stok hedefi. Ağır hizmet araçlarında ise 2025'e kadar 3.000 FCEA hedefi mevcuttur. Ayrıca 2025 yılına kadar sıfır emisyonlu EA'lar içinde %50'lik payın taksi stoğunda olması hedeflenmiştir.	✓	✓	2019-2021
			2025 yılına kadar olacak şehir içi otobüs satışlarının %100'ü sıfır emisyonlu EA'lara ait olma hedefi benimsendi ve 2030 yılına kadar yapılacak tüm şehir içi otobüs satışları sonucunda %100 payın sıfır emisyonlu EA'lara ait olması gerektiği vurgulanmıştır.	✓	✓	2017-2019

Tablo 1 Ülkelerin ulusal ve eyalet bazlı uyguladığı politikalar ve hedefler (devamı)

Ülke	Uygulanan Politika Sayısı	Temel Politika Önlemleri ve Teşvikleri	Temel Politika Hedefleri	Hafif Ticari Araç	Ağır Ticari Araç	Duyurulan Yıl
Fransa	5	2030 yılına kadar en fazla kirletici (123 g CO_2/km'den fazla yayan) araçların satışının yapılmaması önerilmiştir.	Yolcu ticari araçlar açısından; 2023 yılına kadar 500.000 PHEA, 660.000 BEA ve FCEA stok ve 170.000 hafif ticari BEA ve FCEA stok hedefi konulmuştur.	✓		2020-2021
			Yolcu ticari araçlar açısından; 2028 yılına kadar 1,8 milyon PHEA, 3 milyon BEA ve FCEA stok ve 500.000 hafif ticari BEA ve FCEA stok hedefi konulmuştur.	✓		2020-2021
			Ağır ticari araçlar açısından; 2023 yılına kadar 200 FCEA stok hedefi, 2028 yılına kadar 800-2000 FCEA stok hedefi belirlenmiştir.		✓	2018-2021
			Yolcu ve ticari hafif araçlar için 2023 yılına kadar 5.000, 2028 yılına kadar 20.000-50.000 FCEA stok hedefi.	✓		2018-2021
Almanya	3	-	2030 yılına kadar yolcular için hafif ticari EA stokunun 7-10 milyon olması. Ayrıca şehir içi otobüslerde, %50 payın EA'ya ait olması. 2050'ye kadar tüm yolcu sınıfı hafif ticari araç satışının sıfır emisyonlu EA'ya ait olması.	✓	✓	2019 2015 2020
İspanya	4	-	2030 yılına kadar elektrikli hafif ticari, otobüs ve iki/üç tekerlekli araçlar için milyon hedefi. Ayrıca 5.000-7.000 arası FCEA'nın yollarda olması ve 150-200 arası yakıt hücreli elektrikli otobüs modelinin yollarda olması.	✓	✓	2020
		-	2040 yılına kadar egzozdan CO_2 yayan yolcu sınıfı hafif ticari araç satışlarının olmaması.	✓		
Portekiz	1	-	Tüm yolcu sınıfı hafif ticari araç satışlarında; 2030 yılına kadar %30'dan fazla ve 2050'ye kadar %100 EA payı.	✓		2019

Tablo 1 Ülkelerin ulusal ve eyalet bazlı uyguladığı politikalar ve hedefler (devamı)

Ülke	Uygulanan Politika Sayısı	Temel Politika Önlemleri ve Teşvikleri	Temel Politika Hedefleri	Hafif Ticari Araç	Ağır Ticari Araç	Duyurulan Yıl
Kanada	10	Kurumsal ortalama yakıt ekonomisi standardı: 2021'de galon başına 31,6-44,2 mil (mpg) (13,44 km/L -18 km/L)'dır. Bu değer, 2026'ya kadar yolcu sınıfı hafif ticari araçlar için 34,1-47,7 mpg'ye (14,5-20,3 km/L) olarak daraltılacaktır.	Yolcu sınıfı hafif ticari araçlar açısından; 2025 yılına kadar 825 000, 2030 yılına kadar 2,7 milyon ve 2040 yılına kadar 14 milyon sıfır emisyonlu EA stok hedefi.	✓		2019-2020 2022
		2021'de 183-264 g CO_2/mil (114-165 g CO2/km) olan kurumsal yakıt ekonomisine ait CO_2 emisyon standardı, 2026'ya kadar yolcu sınıfı hafif ticari araçlar için 168-243 g CO_2/mil (104 151 g CO_2/km)'ye düşürülecektir.	Yolcu sınıfı hafif ticari araç satışlarında; 2025 yılına kadar %10, 2030 yılına kadar %30 ve 2040 yılına kadar %100 sıfır emisyonlu EA payı.	✓		
		2021-2026 araç model yılları için geçerli olan "Daha Güvenli Ekonomik Yakıt Verimliliği (SAFE) Nihai Kuralı", 2020'den itibaren katılığı her yıl %1,5 artacaktır.	Britanya Kolumbiyası eyaleti, yolcu sınıfı hafif ticari araç satışı açısından; 2025 yılına kadar %10'unu, 2030 yılına kadar %30'unu ve 2040 yılına kadar %100'ünü sıfır emisyonlu EA'ya ayrılmasını otomobil üreticilerine şart koşmuştur.	✓		
		Yolcu sınıfı hafif ticari araçlar için CO_2 emisyonları standardının orta vadeli değerlendirmesine ilişkin, katılıkta 2023'ten itibaren her yıl %5'lik bir artış önerilmektedir.	Britanya Kolumbiyası eyaleti, yakıt havuzu açısından 2030 yılına kadar 2010'dan %20 daha düşük karbon yoğunluğu (CI) hedefi koymuştur.	✓		
		2027 yılına kadar; traktörler, mesleki araçlar ve buji ateşlemeli motorlar için 432-627 g CO_2/bhp-hr ve çeşitli ağır ticari araçlar için 48,3-413 g CO2/ton-mil değeri ABD Faz 2 CO_2 emisyon standardı (2017'ye kıyasla %5-27 aralığında emisyon azaltımı) olarak belirlenmiştir.	2030'a kadar, hafif ve ağır yolcu taşıtlarının üretiminde ve satışında, %35'inin sıfır emisyonlulara ayrılması. 2040'a kadar ise bu oranın %100'e çıkarılması.	✓	✓	
		Québec eyaleti, yolcu sınıfı hafif ticari araç satışlarında otomobil üreticilerinin sıfır emisyonlu EA'ya yönelmesi durumunda, 2020'de %6'dan 2025'te %16'ya yükselen bir kredi yüzdesi kazanmalarına imkan tanımıştır.	Ağır hizmet araçlarının neden olduğu CO_2 emisyonlarını, 2027'de (araç kategorisine ve ağırlığına bağlı olarak) 2017'ye göre %5-27 oranında azaltmak.	✓	✓	
İtalya	3	Tüm kamu kurumları için 2022 yılına kadar %30, 2025 yılına kadar %50 ve 2030 yılına kadar %85 alternatif yakıtlı araçların (sıfır emisyonlu ve metan) zorunlu satın alınması önerilmiştir.	Yolcu sınıfı hafif ticari araçlar açısından, 2030 yılına kadar 6 milyon EA stok hedefi, nitekim bunun 4 milyonu BEA için öngörülmüştür.	✓	✓	2019
			2030 yılında, brüt nihai enerji tüketiminin %6'sının EA'lara ait olması.	✓	✓	

Tablo 1 Ülkelerin ulusal ve eyalet bazlı uyguladığı politikalar ve hedefler (devamı)

Ülke	Uygulanan Politika Sayısı	Temel Politika Önlemleri ve Teşvikleri	Temel Politika Hedefleri	Hafif Ticari Araç	Ağır Ticari Araç	Duyurulan Yıl
Hindistan	5	Kurumsal ortalama yakıt ekonomisi standardı: yolcu sınıfı hafif ticari araçlar için 2022'de, 4,77 L/100 km (NEDC) olacaktır.	2024 yılına kadar EA'ların otomobil satışlarındaki payının %25 olması.	✓	✓	2015 2020
		2022'de, yolcu sınıfı hafif ticari araçlar için 113 gCO_2/km'lik kurumsal ortalama yakıt ekonomisine eşdeğer CO_2 emisyon standardı belirlenmiştir.	2030'da yolcu sınıfı hafif ticari araç satışlarında EA payının %30 olması.	✓		2015 2017
		EA hedefini desteklemek için FAME Faz II 2019-22 programı uygulanacaktır. Bu program; 7.000 otobüs, 500.000 üç tekerlekli araç, 55.000 hafif ticari araç ve 1 milyon iki tekerlekli aracı kapsayan EA'yı içerir.	-	✓	✓	2019
Pakistan	4	-	İki/üç tekerlekli araç satışlarında, 2030 yılına kadar %50'sinin ve 2040 yılına kadar %90'ının EA'ya ait olması. Yolcu sınıfı hafif ticari araç satışlarında, 2030 yılına kadar %30'unun ve 2040 yılına kadar %90'ının EA'ya ait olması.	✓		2019
		-	Şehir içi otobüs satışlarında, 2030 yılına kadar %50'sinin ve 2040 yılına kadar %90'ının EA'ya ait olması. Kamyon satışlarında, 2030 yılına kadar %30'unun ve 2040 yılına kadar %90'ının EA'ya ait olması.		✓	
Kore	4	-	2022'ye kadar 81.000, 2025'e kadar 100.000 ve 2040'a kadar 6,2 milyon yakıt hücreli EA (3,3 milyon ihracat ve 2,9 milyon yurtiçi kullanım için) üretmek.	✓		2019
		-	2025 yılına kadar yolcu sınıfı; 1,13 milyon adet BEA ve 200.000 adet FCEA stok hedefi.	✓		2020
		-	2040 yılına kadar 80.000 yakıt hücreli elektrikli taksi stok hedefi. Ayrıca yakıt hücreli EA açısından; 40.000 şehir içi otobüs ve 30.000 elektrikli kamyon stoğu.	✓	✓	2019
Endonezya	2	-	2030 yılına kadar 600.000 yolcu sınıfı ticari araç ve 2.45 milyon motosiklet EA üretimi. Ayrıca 2 milyon yolcu sınıfı EA stoğu ve 13 milyon elektrikli motosiklet stoğu hedefi.	✓		2021 2020

Tablo 1 Ülkelerin ulusal ve eyalet bazlı uyguladığı politikalar ve hedefler (devamı)

Ülke	Uygulanan Politika Sayısı	Temel Politika Önlemleri ve Teşvikleri	Temel Politika Hedefleri	Hafif Ticari Araç	Ağır Ticari Araç	Duyurulan Yıl
Avrupa Birliği	7	2020'den itibaren yeni EA'lar için karbon emisyonu standardı, 95 g CO_2/km olarak belirlenmiştir.	2025 yılına kadar 13 milyon yolcu sınıfı sıfır emisyonlu EA stok hedefi.	✓		2019
		CO_2 emisyon standartları (g CO_2/km cinsinden) açısından: otomobiller için 2021 ile 2025 arasında %15 ve 2021 ile 2030 arasında %37,5; minibüsler için 2021 ile 2025 arasında %15 ve 2021 ile 2030 arasında %31 oranında katılaştırılacaktır.	Araç üreticilerinin: otomobil satışlarında, 2025 yılına kadar %15 ve 2030 yılına kadar %35; kamyonet satışlarında 2025 yılına kadar %15 ve 2030 yılına kadar %30 payın EA'lara ayrılması hedeflenmiştir. Eğer bu karşılanırsa, EA üreticisi için CO_2 emisyonu hedefinin gevşetilebileceği bildirilmiştir.	✓		2019
		Yeni ağır ticari araçlar için CO_2 emisyon standartlarının 2025 yılına kadar %15 ve 2030 yılına kadar %30 oranında katılaştırılmasına gidilecektir.	2030 yılına kadar en az 30 milyon yolcu sınıfı sıfır emisyonlu EA stoğu ve 2050 yılına kadar neredeyse tüm yolcu sınıfı hafif ve ağır ticari araçlarda EA olarak stok hedefi.	✓	✓	2019-2020
		"Temiz Araçlar Direktifi “'nin revizyonu sonrasında: şehir içi otobüsler (2025'te %24-45 ve 2030'da %33-65) ve kamyonlar (2025'te %6-10 ve 2025'te %7-15) için toplam kamu alımlarında asgari gerekliliklerin üye ülkeler adına 2030'a kadar karşılanması gerekmektedir.	-		✓	2019
Türkiye	2	İhraç edilen EA’ların ülkemizde satışı söz konusu olduğunda, özel tüketim vergilerinde (ÖTV) teşvikler göze çarpmaktadır. EA markalarının modellerine ve menzillerine bağlı olarak %10, %25 ve %60 ÖTV uygulanmaktadır.	TOGG firmasının üreteceği elektrikli araçlar ile fosil yakıt tabanlı otomobillerin önüne geçilmesi. Ayrıca ülkemizde bor madeninin elverişli olması ile beraber EA’lar için iyi bir enerji depolama yoğunluğuna ve kapasitesine sahip olunacaktır. Böylece dışa bağımlılık azalacak, ithalatta önemli bir yere sahip olacaktır.	✓		2022

Tablo 2 2022 Haziran ayı itibarıyla Türkiye'deki EA satışları [98]

Elektrikli Otomobil		**Hibrit Otomobil**	
Marka-Model	**Satış Adedi**	**Marka-Model**	**Satış Adedi**
BMW 4	1	Cupra FORMENTOR	1
BMW i3	2	DS Auto DS7	33
BMW i4	15	Fiat EGEA	1173
BMW i4 M50	40	Honda CR-V	2
BMW iX	344	Honda HR-V	1086
BMW iX3	102	Honda JAZZ	88
Citroen C4	50	Hyundai SANTA FE	226
DFSK SERES 3	177	Hyundai TUCSON	44
Hyundai KONA	150	Jeep COMPASS	60
Jaguar I-PACE	16	Kia SORENTO	110
Kia Ev6	14	Kia SPORTAGE	19
Mercedes-Benz EQA	4	LR Range Rover	19
Mercedes-Benz EQB	3	Lexus LS	3
Mercedes-Benz EQC	22	Lexus ES	15
Mercedes-Benz EQE	264	Lexus NX	18
Mercedes-Benz EQS	139	Lexus RX	1
MG ZS	100	MG EHS	52
Opel CORSA e	18	Toyota C-HR	660
Opel MOKKA e	12	Toyota CAMRY	5
Peugeot 2008e	20	Toyota COROLLA	5709
Porsche TAYCAN	104	Toyota RAV4	99
Renault ZOE	492	Toyota YARIS	61
Skywell ET5	150	Toyota YARIS Cross	122
Subaru SOLTERRA	2	Volvo S90	1
Volvo XC40	172	Volvo XC40	24
Toplam	**2413**	Volvo XC60	34
		Volvo XC90	66
		Toplam	**9731**

Tablo 3 2021 Yılındaki Genel EA Satış Özeti [98]

Elektrikli Otomobil			Hibrit Otomobil		
Marka - Model	**2021 Satış Rakamları [adet]**	**Geçen Yıla Göre Artış Miktarı [%]**	**Marka - Model**	**2021 Satış Rakamları [adet]**	**Geçen Yıla Göre Artış Miktarı [%]**
Renault ZOE	772	472	Toyota Corolla (HB Dahil)	17.053	41,5
BMW iX3	663	-	Toyota CH-R	2.279	- 36,5
Porsche TAYCAN	353	16,5	Volvo XC40	272	505
Mercedes Benz EQC	331	688	Toyota RAV4	221	- 36
MG ZS	318	-	Land Rover RR	217	- 21
BMW iX	146	-	Honda JAZZ	182	-
Hyundai KONA	64	-	Hyundai Santa FE	108	-
DFSK Series 3	53	-	Volvo XC90 T8	95	61
Mini Cooper SE	41	- 60	Toyota YARIS	91	46,5
BMW i3	33	- 15	Volvo XC60 T8	88	700
Jaguar I-PACE	31	- 82,5	DS Auto DS7	71	82
Volvo XC40	23	-	Lexus ES	56	81
Smart EQ Fortwo	9	- 74	MG EHS	50	-
Citroen C4 Mercedes Benz EQS Peugeot 2008e XEV IEV7S	3	-	Land Rover Discovery Sport Jeep Compass Kia Sorento	30	-

Tablo 4 İkinci etapta tercih edilen yeni üretim EDS'nin teknik verileri

TEKNİK	
Kapasite [kWh]	1
Nominal Gerilim [V]	3,7
Maksimum Şarj Akımı [A]	270
Maksimum Deşarj Akımı [A]	810
Maksimum Kapasite [Ah]	270,27
Hız Sabiti [1/hr]	79,288
Kapasite Oranı	1
Efektif Seri Direnç [Ω]	0,00036049
Maksimum İşletme Sıcaklığı [°C]	50
Minimum İşletme Sıcaklığı [°C]	0
Diğer Gidiş-Dönüş Kayıpları [%]	8
$SOC_{başlangıç}$ [%]	100
SOC_{min} [%]	20
Bozulma Oranı veya Limiti [%]	20
ÖMÜR SONU	
Ömür Sonu Kararı	Takvim veya döngü bozulması, hangisi daha büyükse o dikkate alınsın.
Döngü bozulması, … dayalı olarak DOD kullanır.	Bozulmuş Batarya Kapasitesi
EĞRİ PARAMETRELERİ	
Göreceli Kapasite vs Sıcaklık	d_0: 0,923 d_1: 0,00345 d_2: -0,0000375
DOD vs Değişime Kadar Döngü Sayısı	A: 0,00014423 beta: 1,7945
Raf Ömrü vs Sıcaklık	B: 1,267 d: 3826,70644

Tablo 5 İkinci etap yani ikincil kullanımda tercih edilen 0.8 kWh EDS'nin teknik verileri

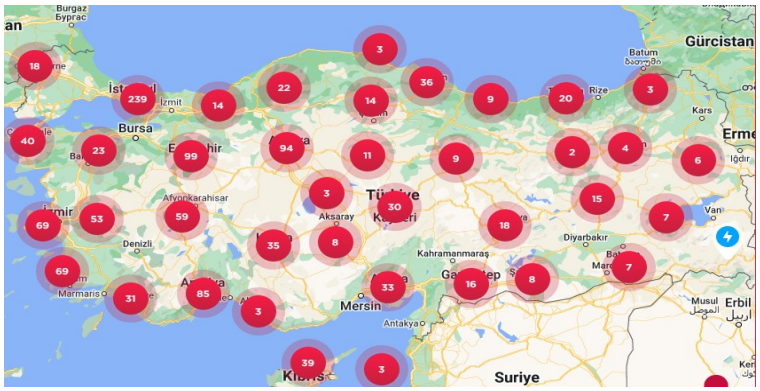
TEKNİK	
Kapasite [kWh]	0,8
Nominal Gerilim [V]	3,7
Maksimum Şarj Akımı [A]	216
Maksimum Deşarj Akımı [A]	648
Maksimum Kapasite [Ah]	216
Hız Sabiti [1/hr]	161,43
Kapasite Oranı	1
Efektif Seri Direnç [Ω]	0,00045124
Maksimum İşletme Sıcaklığı [°C]	50
Minimum İşletme Sıcaklığı [°C]	0
Diğer Gidiş-Dönüş Kayıpları [%]	8
$SOC_{başlangıç}$ [%]	100
SOC_{min} [%]	20
Bozulma Oranı veya Limiti [%]	25
ÖMÜR SONU	
Ömür Sonu Kararı	Takvim veya döngü bozulması, hangisi daha büyükse o dikkate alınsın.
Döngü bozulması, … dayalı olarak DOD kullanır.	Bozulmuş Batarya Kapasitesi
EĞRİ PARAMETRELERİ	
Göreceli Kapasite vs Sıcaklık	d_0: 0,923 d_1: 0,00345 d_2: -0,0000375
DOD vs Değişime Kadar Döngü Sayısı	A: 0,00018029 beta: 1,7945
Raf Ömrü vs Sıcaklık	B: 1,5838 d: 3826,70644

Tablo 6 İkinci etap yani ikincil kullanımda tercih edilen 0.75 kWh EDS'nin teknik verileri

TEKNİK	
Kapasite [kWh]	0,75
Nominal Gerilim [V]	3,7
Maksimum Şarj Akımı [A]	202,5
Maksimum Deşarj Akımı [A]	607,5
Maksimum Kapasite [Ah]	202,7
Hız Sabiti [1/hr]	79,288
Kapasite Oranı	1
Efektif Seri Direnç [Ω]	0,00048066
Maksimum İşletme Sıcaklığı [°C]	50
Minimum İşletme Sıcaklığı [°C]	0
Diğer Gidiş-Dönüş Kayıpları [%]	8
$SOC_{başlangıç}$ [%]	100
SOC_{min} [%]	20
Bozulma Oranı veya Limiti [%]	20
ÖMÜR SONU	
Ömür Sonu Kararı	Takvim veya döngü bozulması, hangisi daha büyükse o dikkate alınsın.
Döngü bozulması, … dayalı olarak DOD kullanır.	Bozulmuş Batarya Kapasitesi
EĞRİ PARAMETRELERİ	
Göreceli Kapasite vs Sıcaklık	d_0: 0,923 d_1: 0,00345 d_2: -0,0000375
DOD vs Değişime Kadar Döngü Sayısı	A: 0,00014423 beta: 1,7945
Raf Ömrü vs Sıcaklık	B: 1,26703 d: 3826,70644

Tablo 7 İkinci etap yani ikincil kullanımda tercih edilen 0.7 kWh EDS'nin teknik verileri

TEKNİK	
Kapasite [kWh]	0,7
Nominal Gerilim [V]	3,7
Maksimum Şarj Akımı [A]	189
Maksimum Deşarj Akımı [A]	567
Maksimum Kapasite [Ah]	189,19
Hız Sabiti [1/hr]	79,288
Kapasite Oranı	1
Efektif Seri Direnç [Ω]	0,00051499
Maksimum İşletme Sıcaklığı [°C]	50
Minimum İşletme Sıcaklığı [°C]	0
Diğer Gidiş-Dönüş Kayıpları [%]	8
$SOC_{başlangıç}$ [%]	100
SOC_{min} [%]	20
Bozulma Oranı veya Limiti [%]	14,285
ÖMÜR SONU	
Ömür Sonu Kararı	Takvim veya döngü bozulması, hangisi daha büyükse o dikkate alınsın.
Döngü bozulması, … dayalı olarak DOD kullanır.	Bozulmuş Batarya Kapasitesi
EĞRİ PARAMETRELERİ	
Göreceli Kapasite vs Sıcaklık	d_0: 0,923 d_1: 0,00345 d_2: -0,0000375
DOD vs Değişime Kadar Döngü Sayısı	A: 0,00010302 beta: 1,7945
Raf Ömrü vs Sıcaklık	B: 0,905 d: 3826,70644



(a)

(b)

(c)

(d)

Şekil 1 Ülkemizdeki EAŞİ Haritası; (a) ZES, (b) Eşarj, (c) Sharz.net ve (d) Gersan [108]–[111]

TEZDEN ÜRETİLMİŞ YAYINLAR

Konferans ve Bildiriler

1. M.Terkes, S. M. Tercan, A.Demirci, and E. Gokalp, **“Integration of the Electric Vehicle Charging Station for Campus Parking Lot with Renewable Energy Sources,”** *INERS 2022 – 4th International Engineering Research Symposium,* 2022, ISBN: 978-605-06356-9-0.

2. M. Terkes, S. M. Tercan, A. Demirci, and E. Gokalp, “**An Evaluation of Renewable Fraction Using Energy Storage for Electric Vehicle Charging Station**,” *HORA 2022 - 4th Int. Congr. Human-Computer Interact. Optim. Robot. Appl. Proc.*, 2022, doi: 10.1109/HORA55278.2022.9800091.

Projeler

1. Terkeş M. (Tez öğrencisi), Gökalp E. (Yürütücü); "**Hibrit Güç Sistemlerinin Teknik, Ekonomik ve Çevresel Optimizasyonu**", Yıldız Teknik Üniversitesi Bilimsel Araştırma Proje Koordinatörlüğü’nün 17.02.2022 – 17.02.2023 tarih aralığındaki FYL-2022-4886 Numaralı Projesi.