T.C.

YILDIZ TEKNİK ÜNİVERSİTESİ

FEN BİLİMLERİ ENSTİTÜSÜ

ENERJİ SİSTEMLERİNİN PLANLAMA VE İŞLETMESİNDE ESNEKLİĞİN ENERJİ DEPOLAMA KULLANILARAK ARTIRILMASINA YÖNELİK YENİ BİR YAKLAŞIMIN GELİŞTİRİLMESİ

Said Mirza TERCAN

DOKTORA TEZİ

Elektrik Mühendisliği Anabilim Dalı

Elektrik Tesisleri Programı

Danışman

Doç. Dr. Erdin GÖKALP

Ekim, 2022

T.C.

YILDIZ TEKNİK ÜNİVERSİTESİ

FEN BİLİMLERİ ENSTİTÜSÜ

ENERJİ SİSTEMLERİNİN PLANLAMA VE İŞLETMESİNDE ESNEKLİĞİN ENERJİ DEPOLAMA KULLANILARAK ARTIRILMASINA YÖNELİK YENİ BİR YAKLAŞIMIN GELİŞTİRİLMESİ

Said Mirza TERCAN tarafından hazırlanan tez çalışması 24.10.2022 tarihinde aşağıdaki jüri tarafından Yıldız Teknik Üniversitesi Fen Bilimleri Enstitüsü Elektrik Mühendisliği Anabilim Dalı, Elektrik Tesisleri Programında **DOKTORA TEZİ** olarak kabul edilmiştir.

Doç. Dr. Erdin GÖKALP
Yıldız Teknik Üniversitesi
Danışman

Jüri Üyeleri

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

Prof. Dr. Osman KILIÇ, Üye
Marmara Üniversitesi _____

Doç. Dr. Aslan İNAN, Üye
Yıldız Teknik Üniversitesi _____

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

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

Danışmanım Doç. Dr. Erdin GÖKALP sorumluluğunda tarafımca hazırlanan Enerji Sistemlerinin Planlama ve İşletmesinde Esnekliğin Enerji Depolama Kullanılarak Artırılmasına Yönelik Yeni Bir Yaklaşımın Geliştirilmesi 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.

Said Mirza TERCAN

İmza

Aileme

ve

Biricik eşime

TEŞEKKÜR

Bu tezi hazırlamamda bana en büyük desteği veren eşime, kızıma ve aileme sonsuz teşekkür ederim. Doktora çalışmalarım esnasında yardımlarını benden esirgemeyen tez danışmanım Doç. Dr. Erdin GÖKALP hocama, Öğr. Gör. Alpaslan DEMİRCİ'ye, Dr. Ali DURUSU'ya ve Yıldız Teknik Üniversitesi Elektrik Mühendisliği Bölümü'ndeki hocalarım ve asistan arkadaşlarıma teşekkürü bir borç bilirim.

Said Mirza TERCAN

İÇİNDEKİLER

SİMGE LİSTESİ **vi**
KISALTMA LİSTESİ **vii**
ŞEKİL LİSTESİ **ix**
TABLO LİSTESİ **x**
ÖZET **xi**
ABSTRACT **xiii**
1 GİRİŞ **1**
1.1 Literatür Özeti 1
1.2 Tezin Amacı 11
1.3 Hipotez 12
2 YÖNTEM **13**
2.1 EDS ile yatırım öteleme yöntemi 13
2.2 Üreten-tüketicilerin öz tüketiminin artırılması 21
3 VAKALAR VE SONUÇLAR **29**
3.1 Yatırım ötelemesi ile ilgili vakalar ve sonuçları 29
3.2 Öz tüketimi artırma ile ilgili teknik sonuçlar 36
3.3 Öz tüketimi artırma ile ilgili ekonomik sonuçlar 41
3.4 Tartışmalar 44
4 SONUÇ VE ÖNERİLER **48**
4.1 Yatırım öteleme 48
4.2 Öz tüketim artırma 49
KAYNAKÇA **51**
TEZDEN ÜRETİLMİŞ YAYINLAR **62**

SİMGE LİSTESİ

α	yıllık yük artış oranı
b	enerji depolama ünitesi bağlı bara
e	enflasyon oranı
f	nominal faiz oranı
G	gelecekteki değer
h	enerji tarifesi zaman dilimleri
i,j	bara
KT	kredi tutarı
L_B	Batarya ömrü (yıl)
p	Fiyat
P	şimdiki değer
r	reel faiz oranı
t	zaman
Y	yıl

KISALTMA LİSTESİ

AE	Artık enerji
CA	Basınçlı hava
CLR	Kısıntı kaybı azaltma
DES	Dağıtık enerji sistemi
DG	Dağıtık üretim
DPP	İskontolu geri ödeme süresi
DSO	Dağıtım sistem operatörü
EA	Elektrikli araç
EDS	Enerji depolama sistemi
GA	Genetik Algoritma
GAA	Güç akış analizi
GP	Genişletme planlaması
HYM	Hat yenileme maliyeti
IRR	İç verim oranı
KE	Kullanılamayan (kısıntı yapılan) enerji
KG	Kullanılamayan (atık) güç
LA	Kurşun asit
Li	Lityum iyon
NBA	Yeni en iyi algoritması
NPV	Net şimdiki değer
OG	Orta gerilim
ÖTO	Öz tüketim oranı
PO	Penetrasyon oranı
PV	Fotovoltaik
PVR	Pik gerilim azaltma
PPR	Pik güç azaltma
RP	Artık güç
SOC	Şarj durumu
SOE	Enerji durumu
SLR	Kayıp oranı payı
SSR	Öz yeterlilik oranı

TGA	Ters güç akışı
TOU	Kullanım zamanı tarifesi
VR	Vanadyum redoks
WI	Teşvikli
WOI	Teşviksiz
YBK	Yük büyüme katsayısı
YEK	Yenilenebilir enerji kaynakları
YEP	Yerel enerji piyasası

ŞEKİL LİSTESİ

Şekil 1.1 Paylaşılan enerji depolamaya sahip bir mikro şebeke modeli 6
Şekil 2.1 EDS kullanılarak yapılan GP.....14
Şekil 2.2 EDS ile GP akış şeması 16
Şekil 2.3 IEEE-33 tek hat diyagramı.....18
Şekil 2.4 Öz tüketimi artıran iki aşamalı hesaplama akış şeması.....26
Şekil 2.5 Micro şebeke modeli 27
Şekil 2.6 Evsel yük profili.....27
Şekil 2.7 Açıklığa göre İstanbul için hava durumu sınıflandırması 28
Şekil 3.1 Vaka 1'deki hat yüklenme koşulları. 30
Şekil 3.2 Yenilenecek hatların sayısı ve uzunlukları 32
Şekil 3.3 Hat yenileme yılları (A) EDS'siz ve (B) EDS'li.....32
Şekil 3.4 Hatlardaki güç kayıplarına karşılık batarya penetrasyonu 33
Şekil 3.5 Toplam GP maliyetleri.....34
Şekil 3.6 Farklı EDS türleri için toplam genişletme maliyetleri 34
Şekil 3.7 Çalışma boyunca N18 geriliminin karşılaştırılması 35
Şekil 3.8 Örnek günler için PO'ye bağlı güç değişimleri 38
Şekil 3.9 EDS birimlerinin SOC ve gerilim profilleri.....39
Şekil 3.10 Vakaların iskonto oranına bağlı olarak NPV değişimleri 43
Şekil 3.11 EDS yatırıma ilişkin DPP ve NPV 44

TABLO LİSTESİ

Tablo 2.1 EDS birimlerinin boyutu ve bağlantı baraları.....17
Tablo 2.2 DES hatlarının özellikleri.....19
Tablo 2.3 Farklı EDS türleri hakkında parametreler.....20
Tablo 2.4 EDS tahsis sonuçları.....27
Tablo 2.5 Maliyetler ve tarifeler.....28
Tablo 3.1 Yenilenen hatların yılları.....31
Tablo 3.2 Birim maliyetler.....34
Tablo 3.3 Toplam GP maliyetleri [$M].....35
Tablo 3.4 PO'a bağlı yıllık enerji değerleri.....36
Tablo 3.5 İncelenen senaryoların performanslarının karşılaştırılması.....37
Tablo 3.6 Teşvikleri karşılaştıran ekonomik göstergeler.....42

ÖZET

Enerji Sistemlerinin Planlama ve İşletmesinde Esnekliğin Enerji Depolama Kullanılarak Artırılmasına Yönelik Yeni Bir Yaklaşımın Geliştirilmesi

Said Mirza TERCAN

Elektrik Mühendisliği Anabilim Dalı

Doktora Tezi

Danışman: Doç. Dr. Erdin GÖKALP

Artan enerji talebi ve yüksek miktarlarda dağıtık yenilenebilir enerji biriminin penetrasyonu gibi elektrik şebekelerindeki son gelişmeler, dağıtım şebeke operatörleri için şebeke entegrasyonunu daha da zorlaştırdı. Ayrıca, ek yüklenmeye sebep olan elektrikli araçların artan payının tetiklediği derin elektrifikasyon etkileri, dağıtık enerji sistemi operatörlerinin, dağıtım sistemi hatları ve ilgili altyapı yatırımları açısından yenileme planlarını yeniden incelemelerini zorunlu hale getirdi. Tezin ilk bölümünde enerji depolama sisteminin, enerjiyi esnek bir şekilde kullanma fırsatı sunarak dağıtım şebekesi elemanlarının kaçınılmaz yenileme maliyetlerini güç kalitesini de iyileştirerek ertelemede ve azaltmadaki etkileri incelenmiştir. Enerji depolama sistemi ile dağıtık enerji sistemlerinin ömrünü uzatmak ve hat yenileme maliyetlerini azaltmak ya da ötelemek için bir yöntem önerilmiştir. Önerilen yöntem, IEEE-33 test sistemi kullanılarak değişik vakalar ile test edilmiştir. Bu çalışmanın bulguları,

enerji depolamanın dağıtık enerji sistemi bileşenleri üzerinde, ömürlerini uzatma ve artan yükler nedeniyle büyüyen pik taleplerini azaltmaya yardımcı olabileceğini göstermiştir. Sonuçta enerji depolama kullanılarak toplam maliyet %66'ya kadar azaltılmıştır. Ayrıca güç kayıpları ortalama %35 oranında azaltılıp gerilim profilleri de iyileştirilmiştir. Enerji depolama sistemlerinin bir diğer faydası da işletmede esneklik sağlamasıdır. Güneş panelleri gibi kesintili ve dalgalı yenilenebilir enerji kaynaklarının yüksek penetrasyonları şebekede aşırı kapasite oluşması gibi bazı işletme problemleri doğurabilir. Bu nedenle, enerji piyasası aktörleri şebekeye güç göndermeye sınır getirmekle birlikte ilave kapasite kurulumunu kısıtlamaktadır. Benzer şekilde, teşviklerin azalması, enerji depolamayı öz tüketimi artırmanın en önemli aktörü haline getiriyor. Ancak ekonomik belirsizlikler, enerji depolama yatırımlarının finansal fizibilitesi konusunda endişeler doğurmaktadır. Tez çalışmasında çeşitli penetrasyon oranları altında bir üreten-tüketici (prosumer) topluluğu için paylaşılan enerji depolama kullanılarak PV öz tüketimini artırmanın teknik ve ekonomik faydaları incelenmiştir. İlk aşamada önerilen Yeni En İyi Algoritma ve genetik algoritma kullanılarak optimal enerji depolama tahsisleri MATLAB ile yapılmıştır. Daha sonra önerilen yöntemin teknik performansı PSS® Sincal yazılımı ile bir yıl süreli benzetimler ile test edilmiştir. İkinci aşamada, çeşitli penetrasyonlar altında ortak enerji depolama kullanımı ile öz tüketimi artırmanın ekonomik fizibilitesi, artık enerji de dikkate alınarak değerlendirilmiştir. Bulgular, teşviklerin etkileri, geri ödeme süresi, net şimdiki değer ve iç verim oranı gibi ekonomik göstergeler açısından incelenmiştir. Teşvikler, öz tüketimi artırmak için enerji depolama olsun ya da olmasın üreten-tüketicileri destekler. Ortak enerji depolama, üreten-tüketici topluluğunun öz tüketimini %11'e kadar artırmıştır. Enerji depolamanın öz-tüketimi artırmada ekonomik ve teknik faydalar sağladığı görülmüştür.

Anahtar Kelimeler: Dağıtık enerji sistemi, enerji depolama, hat yenileme, öz tüketim, üreten-tüketiciler, yenilebilir enerji kaynakları, yenileme planlaması.

ABSTRACT

Developing A New Approach to Enhance Planning and Operational Flexibility in Energy Systems Using Energy Storage

Said Mirza TERCAN

Department of Electrical Engineering

Doctor of Philosophy Thesis

Supervisor: Assoc. Prof. Erdin GÖKALP

The recent advances in the modern power grids, such as growing energy demand and penetration of higher amounts of distributed energy generators like renewable energy resources, caused additional grid integration challenges for the distributed energy system operators. Besides, deep electrification impacts triggered by a growing share of electric vehicles as additional loads made it essential for the distributed energy system operators to re-investigate their upgrade plans in terms of distributed energy system lines and corresponding infrastructure investments. An energy storage system offers the opportunity to use energy flexibly, deferring the inevitable upgrade costs of the distribution grid elements and increasing the power quality. This thesis proposes a new method to extend the lifespan of distributed energy systems with an energy storage system and reduce line upgrade costs. The proposed method is tested on the IEEE-33 with different case studies. The findings of this study indicated that the investigated energy storage option positively impacts the distributed energy system components and assets in terms of extending their lifespan and helping to mitigate growing demand peaks because of the load increase. According to the results, the

proposed method reduces the total cost by up to 66%. Furthermore, the power losses are reduced by an average of 35%, and the voltage profiles are improved with the energy storage system. Another benefit of the energy storage system is flexibility in operation. Substantial penetration levels of intermittent and fluctuated renewable energy resources like PV can cause overcapacity and other operational challenges in the grid. Therefore, energy market actors are directed to the feed-in limitations and restrict the installed capacity. Likewise, the declining incentives make energy storage central to increasing self-consumption. However, economic uncertainties arise concerns about the financial feasibility of energy storage investments. This study presents the techno-economic benefits of increasing PV self-consumption using shared energy storage for a prosumer community under various penetration rates. In the first stage, the optimal energy storage allocations were done using the proposed New Best Algorithm and genetic algorithm with MATLAB. Then, the proposed method's technical performance was simulated year-long using PSS® Sincal. In the second stage, the economic feasibility of increasing PV self-consumption using shared energy storage under various penetration rates is evaluated by considering residual energy. The effects of incentives are examined in terms of economic indicators such as payback period, net present value, and internal rate of return. The incentives promote prosumers, either with or without energy storage, to increase self-consumption. As a result, shared energy storage increased self-consumption up to 11% within the prosumer community. Results and sensitivity analysis are given in detail. The proposed method provides significant economic benefits and improved power quality.

Keywords: Distributed energy system, energy storage, expansion planning, line upgrade, prosumer, renewable energy sources, self-consumption.

1
GİRİŞ

1.1 Literatür Özeti

Genişletme planlaması (GP), dağıtım sistemi operatörü (DSO) ve müşteriler için çok önemlidir. GP, dağıtık enerji sistemindeki (DES) hatların veya trafoların aşırı yüklenmesini veya oluşabilecek aşırı/düşük gerilimleri önleyecek şekilde hatların yenilenmesidir. Hat yenileme günlük yaşamı etkileyen maliyetli bir iştir. Özellikle, yeraltı kablolarının yenilenmesi esnasında oluşabilecek trafik sorunları ve gürültü kirliliği günlük yaşamı önemli ölçüde etkileyecektir. Hatlardaki yüklenmeyi azaltmak için dağıtık üretim sistemi ekleme, yük atma, merkezi veya dağıtık enerji depolama sistemi (EDS) kurmak mümkündür. EDS aşırı yüklenmeyi kontrol etmede kısa ve uzun vadeli çözümler sunar. Günümüz EDS teknolojileri kullanılarak hat yenileme maliyeti (HYM) ertelenebilir. Bu nedenle, DES altyapısının her yıl artan talebi karşılayabilmesi için EDS ile depolanan enerji, pik talep sırasında DES'e deşarj edilip hatların aşırı yüklenmesi engellenerek hatların yenilenmesi birkaç yıl ötelenebilir. Böylece, şebekeden çekilen güç azaldığından, DES aşırı yüklenmeden en yüksek talebi (pik yükü) karşılayabilir. Pik yükü azaltmak için talep düşük olduğunda EDS şebekeden gelen enerjiyi depolar ve talep yüksek olduğunda DES'e deşarj eder [1]–[4]. Enerji üretimi de yapabilen üreten-tüketiciler, kendisinin ve komşularının talebi için enerji üretir. Aksi takdirde, enerjiyi EDS'de depolar. Dolayısıyla, DES'deki dağıtım trafo merkezinden çekilen güçte önemli bir azalmaya sebep olur [5].

DES'ler, her yıl artan talep ve önümüzdeki yıllarda hızla artan yeni elektrikli araç (EA) şarj talebiyle karşı karşıya kalacak. Birçok yerel ve eyalet hükümeti, içten yanmalı motorlu araçların şehir içinde kullanımını yasaklamaya çoktan karar verdi. Örneğin California, 2035'ten sonra şehir içinde benzinle çalışan araçların satışına izin vermeyecek. Bununla birlikte, penetrasyonu tam olarak tahmin

edilemeyen EA şarj yüklerinden ötürü DES beklenenden daha önceki yıllarda aşırı yüklenebilir. Aşırı yüklenme, günde yaklaşık 1-4 saat süren kısa süreli bir olaydır [4]. Ancak aşırı yüklenme kalıcı hasara, daha fazla güç kaybına, ekstra gerilim düşmesine ve kısa veya uzun enerji kesintilerine neden olur. EDS kullanarak bu kısa süreli pik yüklenme azaltılabilir. Dahası, DES'deki olası enerji kesintilerini önlenebilir [6].

Birçok şebeke uygulamasının yanı sıra EDS'ler GP için de uygundur. EDS yüksek kurulum ve işletme maliyetleri yardımcı şebeke uygulamalarında da kullanılarak düşürülebilir. Örneğin, EDS, pik ve pik dışı zamanlar arasında enerji alışverişi, transferi yapar. Düşük fiyata satın alınan enerji ile EDS'i şarj edip, yüksek fiyata DES'e deşarj ederek satılan enerji, enerji piyasasındaki saatlik değişen elektrik fiyatı nedeniyle toplam maliyeti düşürür. Bu kâr, EDS kullanımıyla ilgili olan arbitraj geliri olarak adlandırılır. Birçok çalışma, arbitraj gelirlerini artırmak, güç kayıplarını azaltmak için DES'ler için EDS'in boyutlandırılmasına [3], [7]–[11] ve DES yenilemesinin ertelenmesine odaklanmaktadır [12], [13].

EDS kullanılarak GP yapılırsa DES hatlarının ve transformatörlerinin yenileme maliyetleri azaltılabilir veya ötelenebilir. OG'deki dağıtım ağı için dağıtık EDS ve yenilenebilir enerji kaynakları (YEK) kullanılıyorsa, HYM %22 azaltılabilir. En kötü durumda GP maliyetlerinden tasarruf, uzun vadede doğru bir şekilde tahmin edilemeyen hava tahminlerine dayanarak neredeyse %50 oranında hesaplanır [14]. Yük büyüme katsayısı (YBK) yerine önceden tanımlanmış senaryoları karşılaştırır ve esas olarak orta gerilime odaklanır. EDS'nin kurulum ve işletme maliyetleri ve arbitraj gelirleri ile iletim hatlarının kapasite kullanım maliyetleri matematiksel olarak modellenmiştir. Sonuçlar, DSO'nun EDS kullanarak DES'in HYM azaltabileceğini göstermektedir [15]. EDS teknolojilerinin performansı, 30 MVA gücünde dağıtım trafo merkezi için ekonomik olarak incelenir [16]. Polisülfit bromür bataryalar vanadyum redoks (VR) bataryalara göre daha uygun maliyetli olacağı belirtiliyor. Bir EDS kurulum projesinin fizibilitesi, net şimdiki değere (NPV) göre tanımlanır. DES yenilemesini ertelemek için dağıtık üretim (DG) hakkında bir araştırma yapılmıştır [17]. YEK üretiminin beklenenden az olması durumunda, EDS olmadan yetersiz bir DG üretimi ile ilgili endişe, özellikle yoğun zamanlarda daha belirgindir. DG'nin elektrik faturalarının düşürülmesine de

yardımcı olduğu belirtiliyor. DES'de bir EDS kullanarak kar elde etmek, HYM'nin ertelenmesi ile yük artışının, DG penetrasyonunun ve tepe tıraş oranının bir fonksiyonu olarak tanımlanabilir [18]. Ek olarak, bu, yenilemeyi ertelemek için DES'de bir EDS kullanmanın finansal fizibilitesinin, yüklenme veya fotovoltaik (PV) penetrasyon arttıkça arttığını göstermektedir. Sonuç olarak, gelecekte, yenileme maliyetini ertelemek için DES'de bir EDS kullanmanın finansal uygulanabilirliğini belirlemek için YBK ve beklenen PV penetrasyonu dikkatlice düşünülmelidir. EDS ile DES GP'si yaygınlaşmaya devam ediyor. Genetik algoritma ve dinamik programlama yoluyla toplam şebeke yenileme maliyetini en aza indiren, dağıtım şebekesi için EDS'nin konumunu ve boyutunu belirlemek için bir GP önerilmiştir [19]. Bir EDS'nin maliyeti, sermaye ve işletme maliyetlerini içerir. Çok amaçlı bir optimizasyon, HYM'yi ve DG birimlerinin (sermaye, işletme ve bakım) maliyetini azaltır. Ayrıca enerji kayıplarını ve toplam emisyonları en aza indirir [20]. EDS kurulumlarını dikkate alan YEK tahsis yöntemleri, DES yeniden yapılandırmaları ve yeni bağlantı anahtarları eklenmesi arızalı hatlara bağlı müşterileri etkileyen enerji kesintilerini önleyebilir [21], [22]. Ancak, anahtarlı yeni bağlantı hatlarının kurulması pahalı olabilir, çünkü yeni yeraltı kablolarının serimi için kazılabilecek alan gereklidir ve birçok şehir merkezinde havai hatlara izin verilmez.

DES’nin bara gerilimlerini iyileştirmek EDS kullanmanın başka bir faydasıdır. Bir EDS kullanarak bara gerilimini iyileştirmek için evirici tabanlı bir strateji geliştirilmiştir [23]. Kontrol stratejisi, aktif ve reaktif güç sağlayarak bara gerilimlerini düzenler. Önerilen yöntemin EDS kullanarak DES genel gerilim profilini iyileştirdiğini göstermiştir [24]. GP DES bara gerilimlerinin limitleri ihlal etmesini önleyebilir ve hatların aşırı yüklenmesini azaltabilir. YEK çevre dostu enerji üretimleri nedeniyle son yıllarda giderek artan bir şekilde DES'lere bağlanmaktadır. YEK'lerin kesintili doğası nedeniyle EDS ile entegrasyonu öngörülmektedir. EDS, PV kesintisini ve şebekeden gelen gücü azaltmak için umut verici bir çözüm olarak tanımlanmıştır [25]. EDS'nin ters güç akışını önlemek ve DES'lere dağıtık YEK entegrasyonunu en üst düzeye çıkarmak için kullanımı da incelenmiştir [26]. Düşük maliyetli EDS tipinin seçilmesi, entegrasyonu ekonomik

olarak daha uygun hale getirir [27]. EDS'nin DES'e entegrasyonu hakkında ayrıntılı bilgiler çok sayıda çalışmada bulunabilir [28]–[34].

Dağıtım şebekesinde EDS uygulamasına odaklanan ufuk açıcı çalışmalar vardır. Bazı GP yöntemleri, şebekenin dal-budak (radyal) yapısını korumak, kesinti süresini ve yatırım maliyetini en aza indirmek ve enerji ticareti avantajlarını artırmak için yeni hatlar veya transformatörler eklemeyi önerir. Bunlar zaman alıcı ve kapsamlı GP yaklaşımlarıdır. Bu çalışmada önerilen analitik yöntem, mevcut hatların yenilenmesine ve bazı baralara EDS eklenmesine dayanmaktadır. EDS'lerin tek başına GP üzerindeki etkisi, yalnızca birkaç parametre göz önüne alındığında ortaya çıkar. Birçok çalışma YEK ile entegre EDS kullanımı ile ilgili olsa da çok azı dağıtım şebekesi yenilemesini de dikkate alır. Bununla birlikte, bir dizi çalışma, DES yenilemeleri ile ilgili analizleri dikkate almaktadır. Ancak hangi hatların yenileneceği hakkında ve yenileme zamanları ile ilgili bilgilere detaylı olarak değinilmemiştir [12], [13], [15], [35]. Bu çalışma öncelikle bir şebeke modeli için YBK ile tek tek yenilenecek hatların belirlenmesine odaklanmaktadır.

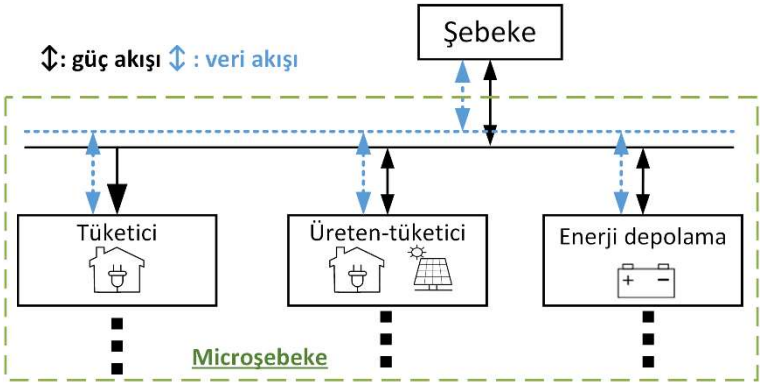
Batarya yaşlanması, batarya tabanlı EDS'ler için yeteri kadar bilinen bir sorun değildir. Ortam sıcaklığına, deşarj derinliğine ve çevrim sayısına bağlıdır. Yeterli bilinmeyen yaşlanma sürecine rağmen, bazı çalışmalar GP'nin optimizasyonunda batarya yaşlanmasını teknik olarak dikkate almaya çalışmıştır. Öte yandan, literatürdeki yakın zamanda yapılmış bazı çalışmalar EDS yaşlanması olmadan GP'yi ele almaktadır [33], [36]–[39]. EDS'nin işletme maliyeti, kapasite kaybına neden olan bozulmayı kapsayabilir. Bu makale, farklı EDS'lerin HYM'yi erteleme üzerindeki ekonomik etkilerini bulmayı amaçlamaktadır. Yaşlanma süreci EDS tipine göre farklılık gösterir. Bu nedenle, EDS tipine bağlı bozulmanın açıklaması ve değerlendirilmesi, bu makalenin kapsamı dışında tutulmuştur.

Tez çalışmasında merkezi ve dağıtık EDS'lerin GP için olası avantajları tartışılır ve DES'in güç kalitesini ve yatırım-işletme maliyetlerini iyileştirmek için değerlendirilir. EDS birimleri DSO'ya aittir ve DSO tarafından işletilmektedir. Ayrıca, DES modeli ve güç akışı analizi (GAA) PSS® Sincal yazılımında uygulanmaktadır [40].

DSO tarafından kullanılan EDS ile GP kapsamında HYM'ni ötelemek ve azaltmak mümkün olduğu gibi günümüzde özellikle güneş panelleri ile enerji üreten üreten-tüketicilerin (prosumer) öz tüketimlerini artırarak esneklik sağlayabilmektedir. YEK düşük emisyonları ve sürekli azalan spesifik maliyetleri nedeniyle sürdürülebilir çevre ve enerji ekonomilerinde giderek önem kazanmaktadır. PV sistemlerin artan popülaritesi, aynı zamanda enerji üretebilen çok sayıda merkezi olmayan tüketicinin ortaya çıkmasıyla örtüşmektedir. Akıllı teknolojilerdeki ilerlemeler, çeşitli biçimlerde üreten-tüketicilerin fazla enerjilerini birbirleriyle ve şebeke üzerinden enerji piyasasına takas etmelerine olanak tanır. Bir enerji topluluğu oluşturmaya odaklanan çalışmaların sonuçları, bireysel hareket eden tüketicilere kıyasla toplam maliyetlerin önemli ölçüde azaltılabileceğini göstermektedir [41], [42]. Ancak, üreten-tüketiciler ile DES arasındaki enerji alışverişinde, YEK'in kesintili ve önceden belirlenmesi ve kontrol edilmesi zor üretimi ciddi güç kalitesi sorunlarına yol açmaktadır. PV sistemler talep edildiğinde elektrik üretemez; bunun yerine, üretim miktarı ve zamanı hava koşullarına göre belirlenir. Kısa vadeli bulut hareketleri bile aniden önemli bir güç değişimine neden olabilir. Bu nedenle, YEK'in penetrasyon oranı (PO) arttıkça meydana gelebilecek beklenmedik gerilim yükselmesi ve PV gücünün talepten daha büyük olduğu durumlarda meydana gelen ters güç akışı (TGA) bu tür problemlerdir. DES'de yaşanan gerilim sorunu, genellikle, üretim, yüklenmeden daha az olduğunda veya yüklenme, üretimden daha az olduğunda karşılaşılır. Yani, pik ışınım veya yük sırasında gerilimi belirli bir sınırda tutmak, şebeke güvenliği için esastır. TGA, özellikle kuzey yarımkürede yaz aylarında, tüketimin üretimden daha az olduğu durumlarda sıklıkla ortaya çıkar. TGA, mevcut şebeke altyapısının uyumsuzluğu nedeniyle aşırı/düşük gerilim ve aşırı kapasite gibi enerji kalitesini bozan güvenlik ve işletme sorunlarını gündeme getirir. DES için GP kapsamında hatların ve trafoların kapasitesinin arttırılması çoğunlukla tercih edilir ancak pahalıdır [43], [44].

Elektrik piyasaları, elektriğin çeşitli yöntemlerle bir meta olarak alınıp satıldığı enerji sektörünün en temel ve ayrılmaz unsurlarından biridir. Yatırımcı veya devlete ait elektrik üretimi ve dağıtımı, 1990'lardan önce enerji piyasalarının temel özellikleriydi. Bu tür piyasalar, aynı kuruluşun elektrik üretim ve dağıtım

operasyonlarına sahip olabileceği yerlerde düzenlenmiş ve dikey olarak entegre edilmiş olarak kabul edildi. 1990'lardan sonra, enerji sektörü deregülasyon ve serbestleşme aşamaları ile gelişti. Politika yapıcıların ana amacı, yeni perakende ve toptan elektrik piyasası kurallarına yönelik daha düşük maliyetleri mümkün kılmak için rekabetçi bir piyasa ortamı sağlamaktı. Ayrıca, hızlı karbonsuzlaştırma ve yüksek YEK penetrasyon seviyelerine sahip merkezi olmayan güç sistemleri, yenilikçi yerel enerji piyasaları (YEP) gibi yeni nesil enerji piyasalarını oluşturuyor. Mikro şebeke modeli içinde paylaşılan EDS'ye sahip bir YEP modeli Şekil 1.1'de gösterilmektedir. Yapay zekâ, blok zinciri teknolojisi ve gelişmiş bilgi ve iletişim teknolojisi gibi dijitalleşme teknolojileri, yeni nesil YEP ve mikro şebekeleri mümkün kılmaktadır. Bu tür bir dijitalleşme altyapısı, sağlam bir veri akışına dayanmaktadır. Tipik YEP'in merkezinde iki tür katılımcı vardır: YEK kullanarak kendine üretim yapabilen satıcılar, üreten-tüketiciler ve bu tür yeteneklerden yoksun oldukları için satın almaya dayanan alıcılar. Üreten-tüketiciler artık enerjilerini YEP'de satmak isterler ve tüketiciler bu artık enerjiyi tüketim için satın almaya hazırdır. Bu arada, üreten-tüketiciler, fazla enerjileri için tarife garantisinden daha yüksek bir fiyatla gelir elde etmeye çalışırlar. Tüketiciler de şebeke fiyatından daha düşük bir fiyat isterler. Çok sayıda ülke şu anda enerji politikalarını teknik-çevresel-ekonomik hedefler yolunda YEK tabanlı üreten-tüketicilerin öz tüketimini teşvik edecek şekilde ayarlıyor. YEP katılımcılar arasında enerji gereksinimlerini dengelemek, enerji kaybını en aza indirmek, enerji maliyetlerini azaltmak ve genel güvenilirliği artırmak için fırsatlar sunar [45], [46]. Toplayıcılar ve YEP'e katılmak isteyen herhangi bir kamu hizmeti aracısı da genişletilmiş paydaşlar olarak kabul edilebilir.



Şekil 1.1 Paylaşılan enerji depolamaya sahip bir mikro şebeke modeli

Ayrıca, üreten-tüketici havuzundaki hareketler, güçlü bir ilişki ile yapılandırılmış piyasalar tarafından belirlenmektedir. Gün öncesi piyasası fiyatları işlemden yaklaşık olarak gün ortası olarak belirlenir. Ancak gün içi ve dengeleme piyasaları, beklenmedik olaylar ve değişen hava koşulları durumunda gün öncesi piyasalarını tamamlar. Ayrıca gün içi piyasaları, işlemin gerçekleşmesinden birkaç dakika öncesine kadar gün boyunca elektrik alım ve satımına izin vermektedir. Sistem operatörleri, dengeleme piyasaları aracılığıyla sistem istikrarını sağlamak için arz-talep dengesini korur. Ancak bazı ülkeler gün içi piyasalar yerine kısa vadeli işlemleri kullanmaktadır. Enerji yatırımcıları, ticaret şirketleri ve iletim ve dağıtım sistemi operatörleri, günümüzün enerji piyasalarının geleneksel paydaşlarıdır. Enerji piyasası liberalizasyonu, enerji piyasası aktörlerini çeşitlendirdi. Güç piyasası, üreten-tüketiciler arasındaki güç akışını ve parasal işlemleri aynı anda yönetmekten sorumludur. Rekabetçi ve yapılandırılmış piyasalar, güç piyasası düzenlemeleri ile üreten-tüketicilerin kurallarını ve rollerini belirler. Optimizasyon modelleri, gün öncesi enerji piyasası için talep ve arz tekliflerini tanımlamak için çok sayıdaki son çalışmalarda kullanılmaktadır. Toplayıcı, enerji piyasasındaki küçük üreten-tüketicilerin esnekliğinden yararlanarak maliyetleri düşürür [47].

DSO, bu tür operasyonel sorunları önlemek için YEK için dinamik veya sabit besleme gücü sınırlamaları uygulamıştır [48]–[50]. Ani güç değişimlerinin etkisini azaltmak için şebekeye enjekte edilen gücü veya PV kurulu gücünü sınırlamıştır. Üreten-tüketiciler, şebekeye kurulu gücünün belirli bir yüzdesinden daha fazla güç enjekte edemezler. Örneğin, Almanya'da, 30 kW'a kadar nominal güce sahip bir üreten-tüketici şebekeye güç enjekte ederken veya DSO'nun bu gücü yönetmesine izin verirken kurulu gücü %70 ile sınırlaması gereklidir [50]. Bu sınırlamalar, güç kalitesi taleplerinin karşılanmasına yardımcı olsa da üreten-tüketicilerin faydalarını azaltır. Böylece sürdürülebilir çevre ve enerji ekonomisi hedeflerinden uzaklaşılmaktadır. Azalan faydalar nedeniyle tüketicileri, üreten-tüketici olmaya teşvik etmek için teşvik paketlerine ihtiyaç duyulmaktadır [51]. Ayrıca, performans artırıcı yöntemlerle enerji maliyeti azaltılabilir. Hem artan şebeke enerji alım fiyatı hem de azalan şebeke satış fiyatı, öz yeterliliği önemli ölçüde tetikledi. Bu nedenle, üreten-tüketiciler kendi yerel taleplerinden fazla ürettikleri

enerjiyi, bir başka deyişle artık enerjiyi (AE), şebekeye aktarmak yerine yerel olarak öz tüketimi artırmak için kullanmaya odaklanmışlardır [52]. Yüklenme ve YEK üretimi uyumsuzluğundan kaynaklanan AE, EDS'yi öncelikli aday yapar. YEK'e EDS entegrasyonu, güç kalitesini iyileştirebilir ve üreten-tüketicilere ekonomik olarak fayda sağlayabilir [53]–[55].

YEK ile üretilen enerjinin maliyeti tekno-ekonomik nedenlerle zamana bağlı enerji tarifesinden (TOU) daha yüksek olduğu için AE'nin şebekeye satışı tercih edilmemektedir. Bu nedenle AE, yerel akşam talebi için şebekeden enerji satın almak yerine bol PV üretim esnasında EDS kullanılarak depolanmalıdır. Ayrıca birim yatırım maliyetinin düşmesi ve verimliliğin artması nedeniyle EDS'nin uygulanabilirliği giderek artmıştır. Örneğin, Almanya'da güneş enerjisinin satış fiyatı, TOU tarifesinden önemli ölçüde daha düşüktür. Bu durum öz tüketimi artırarak enerji maliyetini azaltmak için üreten-tüketicilerin dikkatini EDS'ye çeker. Öte yandan, PV-EDS'nin yatırım maliyeti aynı yatırım için ülkeye, şehre ve hatta yıla göre değişir. Örneğin İngiltere'de PV teknolojilerine devlet desteğinin olmaması nedeniyle yatırımların amortisman süreleri artmıştır. Ancak, EDS'yi PV'ye entegre etmek karlılığı önemli ölçüde artırmıştır [52]. Avrupa'da güneş ve rüzgâr enerjisi entegrasyonu için enerji depolamayı motive eden gelişmeler ve düzenlemeler büyük önem taşımaktadır. Örneğin, Almanya, yerel güneş enerjisi sistemleri için EDS yatırım maliyetinin %30'a kadarını sübvanse etmektedir [50]. EDS'nin enerji ve güç kapasitesinin entegrasyon için önemli bir faktör olduğu kanıtlanmıştır [56]. [57]'ye göre, PV gücü %30 ile sınırlıysa, üretilen enerjinin sadece 2/3'ü şebekeye enjekte edilebilir veya EDS'siz durumlarda tüketici tarafından kullanılabilir. Aynı çalışma, enerji tüketimine göre EDS boyutunu belirlemenin PV gücüne göre belirlemekten daha doğru olduğunu belirtmiştir. EDS uygun şekilde boyutlandırılırsa, bölgesel değişkenlere bağlı olarak öz tüketim oranını (ÖTO) %10-24 artırılabilir [58]. Almanya'da, bölgesel ölçekte yerel tüketimin yenilenebilir enerji üzerindeki etkisini analiz etmek için 6,2 kWh EDS ve 3-10 kWp PV'ye sahip 4906 hane seçilmiştir. Günlük dinamik besleme limit stratejisi ile kontrol edilen EDS kullanımı sonucu ÖTO %28 artar. Şebeke ile enerji değiş-tokuş oranı bile EDS olmayan durum ile karşılaştırıldığında yaklaşık %20 oranında azaltılır. [48]. Ek olarak, EDS'siz varsayımlar, şebeke ile enerji değiş-

tokuşunu hedefleyen büyük PV yatırımlarının ertelenme olasılığının daha yüksek olduğunu göstermektedir. Ancak, daha küçük PV ihtiyacından ötürü, üreten-tüketici topluluğu içinde öz tüketimi ve değişimi artırma niyeti daha erken gerçekleşir [59], [60]. Bu nedenle, üreten-tüketicilerin tüketimlerini göz önünde bulundurarak PV yatırımını ölçeklendirmeleri gerekir [61]–[63]. [64]'te önerilen model, %84 yenilenebilir enerji oranı ve şebekeye yıllık %20 PV tarafından üretilen enerjinin satıldığını ortaya çıkardı. Spesifik olarak, PV tarafından üretilen enerjiyi depolamak ve onu şebekeye 0,17 $/kWh ile geri satmak için üreten-tüketicilerden yaklaşık 0,05 $/kWh ücret talep edilmelidir. Ayrıca, PV öz tüketim seviyeleri, İngiltere genelinde nispeten homojen olmalarına rağmen, rüzgâr öz tüketim seviyelerinden daha fazla yük profiline duyarlıdır. Hem PV hem de evsel olmayan yük profilleri gün ortası civarında zirve yaptığından, evsel yüklerden önemli ölçüde daha yüksek öz tüketim seviyeleri gösteriyor. ÖTO, evsel yükler için sırasıyla %31–37 ve evsel olmayan yükler için %40–50'dir. Daha az dalgalı yüklerle bir araya gelen üreten-tüketicilerin, öz tüketim seviyelerini %17,6'ya kadar artırmada faydalı olduğu kanıtlanmıştır, bu da, üreten-tüketicilerin üretken işbirliğinin daha büyük ekonomik potansiyelin kilidini açabileceğini düşündürmektedir [65]. Örneğin, üreten-tüketiciler bir topluluk haline gelirse, %23'e varan daha yüksek bir güneş penetrasyon oranını ve %8'e varan hafif bir maliyet azalmasını ortaya koyar [66]. Yerel bir üreten-tüketici topluluğu, üreten-tüketici sayısına ve birebir (P2P) enerji ticareti yoluyla EDS desteğine bağlı olarak yaklaşık olarak %28-30'luk bir tüketim payı sağlayabilir [67]. İspanya'da, EDS kullanmayan konut PV öz tüketim sistemleri, ışınım 1000 kWh/m^2/yıl'dan fazla olursa diğer güç kaynaklarıyla rekabet edebilir. Üç hane için, yüksek öz tüketim (%50-65) elde edildi ve nispeten yüksek öz yeterliliğe ulaşıldı (%37-45), burada PV'nin öz tüketimi toplam enerji tüketiminin neredeyse yarısını sağlayabilir. Ayrıca, üretim ve yükün eşleştirilmesi de gereklidir: PV panel oryantasyonu, Talep Tarafı Yönetimi ve EDS [68]. AE, yalnızca bu tür daha yüksek ışınımlar için EDS kullanılarak kullanılmalıdır. Şebekeden ayrılmak yerine optimize edilmiş bir PV-EDS kombinasyonu kurarak konut otarşisi için şebekeden enerji alımının en aza indirilmesi önerilir. Ayrıca, şebeke beslemesine alternatif olarak AE'nin mahallelere satılması tavsiye edilir. AE'nin fazlasını ek bir EDS'de depolamaktan

kullanmayıp göz ardı etmek daha ekonomiktir. PV-EDS kullanarak otarşiye geçmek çok maliyetlidir, yılda sadece birkaç saat süren pik talepleri karşılamak için büyük boyutlu EDS'yi kullanmak çok maliyetlidir [69]. Birçok çalışma, AE'yi öz tüketime aktarmak için EDS'nin kullanılmasını önermektedir [58], [70]. AE'yi değerlendirmek için EDS'nin uygun bir şekilde tahsis edilmesi, yerel tüketiciler için şebeke bağlantısını sürdürerek şebekeden çekilen enerjiyi en aza indirmek için faydalıdır. AE, mikro şebeke aracılığıyla diğer tüketicilere birebir (P2P) satılabilir [71]. EDS faydalarının gerçekleştirilmesi, "tahsis" adı verilen optimal boyutlandırma ve konumlandırmaya bağlıdır. Güç sistemlerinde optimum EDS tahsisine yönelik birçok meta-sezgisel yaklaşım vardır. Dağıtılmış enerji üretiminin (DEG) planlanması gibi karmaşık problemler, evrimsel optimizasyon algoritmaları kullanılarak verimli bir şekilde çözülebilir. PV ve EDS içeren haneler için meta-sezgisel bir algoritmaya sahip optimum bir enerji yönetimi stratejisi önerilmiştir [12], [72]. Mikro şebeke güvenilirliğini artırmak için optimal EDS tahsisi için öğretme-öğrenme tabanlı optimizasyon teklif edildi. Sonuç olarak, toplam işletme maliyetindeki azalma IEEE-30 ve 69 test sistemleri kapsamında %17 olarak gerçekleşmiştir [73]. PV-EDS'nin optimum boyutlandırılması, yıllık enerji tüketimi ve depolama kapasitesinin birlikte dikkate alınması, İtalya'daki bazı bölgeler için şebeke ile enerji alışverişini en aza indirebilir ve öz tüketimi en üst düzeye çıkarabilir [74]. Ayrıca dinamik enerji yönetimi stratejisi, şebeke gerilim profilini sınırlar içinde tutar ve şebeke ile güç alışverişini kısıtlayarak, özellikle yüksek PO altında PV-EDS faydalarını en üst düzeye çıkarır [75], [76]. Ek olarak, besleme gücü sınırlamaları altında uygun enerji tarifesi ile ortak EDS paylaşımlı kullanılarak öz tüketimi artırarak yıllık enerji maliyeti en aza indirilebilir [77]. Bu nedenle, üreten-tüketiciler için EDS'nin birincil amacı, tepe yükünü azaltmak yerine ÖTO'yi artırmak olmalıdır. PV öz tüketimini artırmak için EDS kullanımını değerlendiren diğer çalışmalar [78]–[80]'de bulunabilir. Düşük kurulum ve işletme maliyetleri nedeniyle, kurşun asit ve lityum iyon gibi kimyasal bataryalar, EA uygulamalarının yanı sıra konut PV-EDS kombinasyonları için yaygın olarak kullanılmaktadır. Pahalı yatırım maliyetlerine rağmen, önemli miktarda AE değerlendiren birkaç çalışmada hidrojen bazlı ve basınçlı hava bazlı EDS araştırılmaktadır [81]–[83]. Örneğin, hidrojen bazlı EDS ekonomik olarak faydalı

olabilir ve emisyonları azaltmak için hidrojenin esnek kullanımını sağlayabilir [84]–[86]. Ayrıca, mevcut ekonomik teşvikler ile basınçlı hava bazlı EDS, YEK'in karlılığını maksimize edebilir [87]–[91]. EDS'yi mikro şebekelerde kullanmak, tepe yükleri azaltarak ve harmonik bozulmaları en aza indirerek işletme maliyetlerini azaltabilir [92]. Ek olarak, optimum şekilde çalıştırılan EDS, besleme gücü sınırlamaları nedeniyle kullanılamayan enerjinin (KE) enerji maliyetindeki istenmeyen etkilerini azaltır, dolayısıyla PV potansiyelini maksimum düzeyde kullanır [93].

1.2 Tezin Amacı

Bu tez çalışmasında EDS'nin sağladığı esneklik ile elektrik şebekelerinin hem planlama yatırımlarını ertelemesindeki hem de üreten-tüketiciler için öz tüketimlerini artırmadaki getirdiği faydalar incelenerek sonuçlar analiz edilecektir. Tezin ilk bölümünde şebeke yatırımlarında EDS kullanımındaki amaçlar şunlardır:

- DES altyapısının ömrünü uzatmak için EDS kullanarak hat yenileme yatırımlarını öteleyecek yeni bir yaklaşım önermek,
- EDS kullanarak DES yatırım planlamasında yatırım geri ödeme süresini incelemek,
- Önerilen yöntem ile DES'lerin gerilim ihlalini önlemek ve toplam maliyetlerini azaltmak,
- EDS entegrasyonu simülasyonları IEEE-33 baralı dağıtım şebekesi modeline dayalı olarak güncelleyerek gerçekleştirmek,
- Farklı boyutlarda merkezi ve dağıtık EDS'lerin vaka çalışmalarını yaparak sonuçlarını karşılaştırmak,
- Farklı batarya türleri için EDS'lerin ekonomik fizibilitesi incelemektir.

Tezin ikinci bölümünde çeşitli penetrasyon oranları altında üreten-tüketici topluluğu için PV ve EDS'nin tekno-ekonomik faydaları araştırılmıştır. Ortak EDS kullanmanın avantajları depolama olmayan temel durumla karşılaştırılır. Tezin bu bölümündeki amaçlar şunlardır:

- İki aşamalı bir değerlendirme çerçevesi kapsamında çeşitli güneş enerjisi penetrasyon seviyeleri altında paylaşılan EDS'yi göz önünde bulundurarak üreten-tüketici topluluğu içinde öz tüketim oranlarını ve güç kalitesini en üst düzeye çıkarmak,
- İlk aşama olarak güç kalitesini artırmayı hedefleyerek EDS'nin optimal konumunu belirlemek için genetik ve yeni en iyi algoritmaları kullanan ortak çerçevenin geliştirilmesi,
- İkinci aşama olarak tekno-ekonomik ölçütleri ele alarak öz tüketimi artıracak şekilde EDS boyutunu optimize etmek,
- PV-EDS sistemi için teknik-ekonomik değerlendirme ile desteklenen kapsamlı bir duyarlılık analizinin yürütülmesi,
- Üreten-tüketicileri ortak EDS ile öz tüketimi artırmaya teşvik etmek için tasarlanmış teşviklerin duyarlılık analizlerini yapmaktır.

1.3 Hipotez

EDS kullanmanın hem şebeke tarafında hem de üreten-tüketiciler tarafında sağlayacağı esneklikler aşağıdaki gibi sıralanabilir.

- Hat yenileme maliyetlerini öteleyerek DES altyapısının ömrünü uzatmak,
- DES hat yenileme maliyetlerini azaltmak,
- DES gerilim profilini iyileştirmek,
- Güneş enerjisi temelli üreten-tüketici topluluğunun öz tüketim oranlarını artırmak,
- Şebeke kısıtından ötürü kullanılamayan enerjiyi değerlendirmek,
- Üreten-tüketici topluluğunun güç kalitesini iyileştirmek,
- Üreten-tüketici topluluğunun gerilim profilini iyileştirmek.

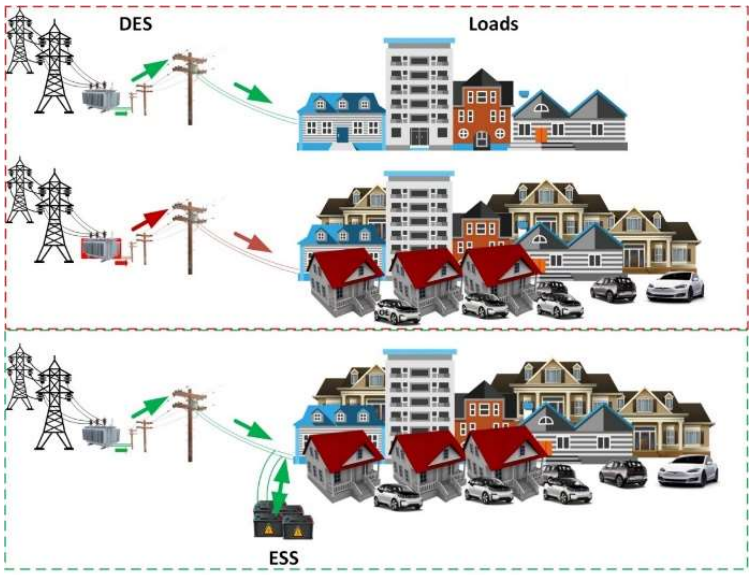
2
YÖNTEM

2.1 EDS ile yatırım öteleme yöntemi

DES için EDS kullanılarak önerilen GP yöntemi ile yenilecek hatların sayısını azaltıldığı ve HYM ötelendiği yöntem Şekil 2.1'de gösterilmiştir. Her yıl sayıca ve büyüklük olarak artan mevcut yüklerin yanı sıra EA'ların hızlı entegrasyonu ve şarj yükleri DES altyapısının aşırı yüklenmesine neden olur. Belirli yıllardan sonra akım taşıma kapasitesini yani termal sınırı aşan hatları yenilemek yerine, EDS kurarak, yenilenecek hat sayısı azaltılabilir. Dolayısıyla DES altyapısının ömrü uzatılabilir. DES için söz konusu hatların termal sınırının aşılması, tepe yüklenme koşulları tarafından belirlenir. Başka bir deyişle, dağıtım hattı, transformatör vb. gibi DES bileşenlerinin mevcut yüklenmesi nominal akımın üzerindedir. Bu nedenle, GP kapsamında yenilecek hatları belirlemek için yalnızca tepe yüklenme koşulları için GAA yapılması yeterlidir. Hat yenileme kararları, aşırı güç akışlarına, özellikle de tepe yüklenmeye dayanmaktadır [12]. Eğer EDS kullanılarak tepe yük azaltılabilirse, hatlar DSO'ya ve müşterilere hizmet vermeye devam eder. Bu nedenle, yıllık YBK dikkate alınarak her planlama aşamasında GAA tekrarlanmalıdır. İlk olarak, EDS olmadan her aşama için GAA ile hangi hatların hangi yılda aşırı yüklendiği belirlenir. Yenilenecek hatların HYM hesaplanır ve planlama aşamasının başlangıcına indirgenir, normalleştirilir.

İkinci olarak, belirli baralara EDS kurulduktan sonra, her bir vaka için aşırı yüklenen hatlar yeniden belirlenir. Her vakada, planlama yılı kadar GAA tekrarlanır. Yine hatların indirgenmiş HYM hesaplanır.

Üçüncü olarak, merkezi ve dağıtık EDS kullanımı için aynı GAA tekrar edilir. Ardından, EDS kullanılarak yenilmesi ertelenen hatlar tespit edilir. Hem merkezi hem de dağıtık EDS kullanımı sonucu yenilenecek hatların indirgenmiş HYM hesaplanır.



Şekil 2.1 EDS kullanılarak yapılan GP

Üç fazlı AC GAA Denklem (1)-(7) ile verilmiştir.

$$P_{G_{i,t}} - P_{D_{i,t}} - P^{ch}_{EDS_{b,t}} = \sum_{j=1}^{N} V_{i,t}.V_{j,t}.Y_{ij}.\cos\left(\theta_{ij} + \delta_{j,t} - \delta_{i,t}\right) \ \forall i,j,t,b \tag{1}$$

$$P_{G_{i,t}} - P_{D_{i,t}} + P^{dis}_{EDS_{b,t}} = \sum_{j=1}^{N} V_{i,t}.V_{j,t}.Y_{ij}.\cos\left(\theta_{ij} + \delta_{j,t} - \delta_{i,t}\right) \ \forall i,j,t,b \tag{2}$$

$$Q_{G_{i,t}} - Q_{D_{i,t}} = \sum_{j=1}^{N} V_{i,t}.V_{j,t}.Y_{ij}.\sin\left(\theta_{ij} + \delta_{j,t} - \delta_{i,t}\right) \ \forall i,j,t \tag{3}$$

$$I_{ij,t} = \left|Y_{ij}\right|.\left[V^2_{i,t} + V^2_{j,t} - 2.V_{i,t}.V_{j,t}.\cos(\delta_{j,t} - \delta_{i,t})\right]^{1/2} \ \forall i,j,t \tag{4}$$

$$0 \le I_{ij,t} \le I^{max}_{ij} \ \forall i,j,t \tag{5}$$

$$V_{min} \le V_{i,t} \le V_{max} \ \forall \ i,t \tag{6}$$

Salınım barası gerilimi ve açısı $V_{i,t} = 1, \delta_{i,t} = 0°$ (7)

Burada $P_{G_{i,t}}$ ve $P_{D_{i,t}}$ t anında i barasında sırasıyla üretilen ve talep edilen güçlerdir. $Q_{G_{i,t}}$ ve $Q_{D_{i,t}}$ t anında i barasında sırasıyla üretilen ve talep edilen reaktif güçtür. $V_{i,t}$ ve $\delta_{i,t}$ t anında i barasının geriliminin sırasıyla büyüklüğü ve açısıdır. Y_{ij} ve θ_{ij}

i ve j arasındaki baraların admitansın sırasıyla büyüklüğü ve açısıdır. $I_{ij,t}$ t anında i ve j baraları arasında akan akımdır. I_{ij}^{max}, i ve j baraları arasındaki hattın termal akım sınırıdır. $P_{ED\ b,t}^{ch}$, b nolu EDS ünitesinin t anındaki şarj gücüdür. $P_{EDS_{b,t}}^{dis}$, b nolu EDS ünitesinin t anındaki deşarj gücüdür. Eğer batarya yoksa $P_{EDS_{b,t}}^{ch}$ ve $P_{ED\ b,t}^{dis}$ sıfıra eşittir.

Denklem (5)'e göre i hattının aşırı yüklenmesi belirlenir. i-j baraları arasındaki hattın termal akım limiti amper olarak I_{ij}^{max}'tır. Denklem (8) ile DES'deki M tane hattın toplam güç kaybı i-j arasındaki hattın direnci (r_{ij}) ve uzunluğu (l_{ij}) kullanılarak hesaplanır.

$$P_{loss} = \sum_{i=1}^{M} I_{ij}^2 . r_{ij} . l_{ij} \tag{8}$$

M tane hattın toplam HYM (C_{LU}), hatların uzunluğuna bağlı yatırım maliyeti (C_{line}) ve hatların taşıdığı güce bağlı işletme ve bakım maliyetinden (C_{OM}) oluşur. Denklem (9)'daki hat uzunluğu (L_m) ve hattın iletilen gücü (P_m) ile ilgilidir.

$$C_{LU} = \sum_{m=1}^{M} L_m . C_{line} + P_m . C_{line_{OM}} \tag{9}$$

B tane EDS ünitesinin toplam maliyeti (C_{EDTM}), b nolu EDS ünitesinin kWh cinsinden boyutu (E_b^{EDS}) dikkate alınarak Denklem (10) ile verilmiştir.

$$C_{EDTM} = \sum_{b=1}^{B} E_b^{EDS} . \left(C_{EDS} + C_{EDS_{OM}} . L_B\right) \tag{10}$$

Batarya yatırım maliyeti (C_{EDS}) ve işletme ve bakım maliyeti ise $\left(C_{EDS_{OM}}\right)$'dir. Tüm EDS üniteleri, 20 yıllık işletme süresinin başlangıcında kurulduğu kabul edilir. Bu nedenle, batarya ömrü (L_B) yirmi olarak alınmıştır. Denklem (11)-(13), yatırım ve yenileme maliyetlerinin net şimdiki değerlerini hesaplamak için kullanılır. Böylece DES için HYM hesaplanır. Burada P, A'nın şimdiki değeridir, Y yılı için sabit bir maliyet değeri. FT ödenecek toplam faiz tutarı, C maliyet, f faiz, p

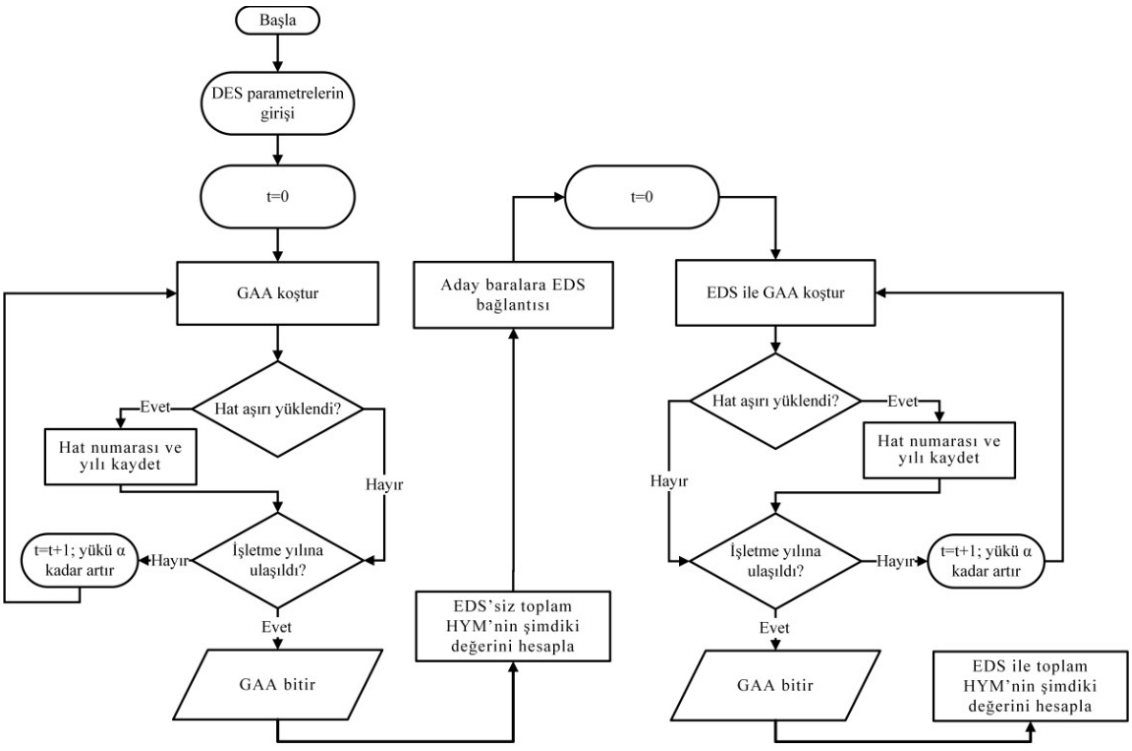
ödenecek yıl ve v kredi vadesidir. G, gelecekteki değer, P şimdiki değerdir. Ödemelerin k yıl kadar ötelendiği kabul edilir.

$$P = A.\left[\frac{(1+f)^{Y}-1}{f.(1+f)^{Y}}\right] \tag{11}$$

$$FT = C.\left[\frac{f(1+f)^{(p+v)}}{(1+f)^{v}-1}\right] \tag{12}$$

$$G = P(1+f)^{k} \tag{13}$$

Önerilen GP yöntemini akış şeması Şekil 2.2'de verilmiştir. Önce hat ve yük verileri gibi dağıtım şebekesi parametreleri girilir. GAA, EDS yokken ilk işletme yılı (t=0) için çalıştırılır. Termal sınırın üzerinde yüklenmesi olan hatlar kaydedilir. Daha sonra işletme yılı bir yıl kadar (t=1) ve yükler YBK kadar artırılır. Böylece, işletme yılı planlama yılına kadar (t=L_B) GAA tekrarlanır. Hat yenileme, mevcut hatların sökülüp yerine daha yüksek kapasiteli yenisinin kurulumuyla gerçekleştirilir. Planlama yılının sonunda yenilecek tüm hatların HYM indirgenerek EDS olmadan GP için NPV hesaplanır. Hesaplanan EDS'siz GP maliyeti (Vaka-1), EDS kullanılarak hesaplanacak GP maliyeti ile karşılaştırmak için belirlenmiştir.



Şekil 2.2 EDS ile GP akış şeması

Öte yandan, aşağıdaki özelliklere sahip olan baralar EDS bağlantısı için aday baralar olarak tanımlanır:

1. Fazla yüklü baralar yakın olmak,
2. Trafo merkezinden uzakta olmak,
3. Daha fazla gerilim düşümü olmak.

EDS kullanılarak GP, Tablo 2.1'de belirtilen baralara belirtilen boyuttaki EDS bağlamayla başlar. Vaka-2 için GAA başlangıç işletme yılı (t=0) için N17 nolu baraya 600 kWh EDS bağlı olduğu halde çalıştırılır. Termal limitin üzerinde yüklenmesi olan hatlar kaydedilir. Daha sonra işletme yılı bir yıl kadar (t=1) ve yükler YBK kadar artırılır. İşletme yılı planlama yılına kadar (t=L_B) GAA her vaka için belirtilen baralara belirtilen EDS bağlanarak tekrarlanır. Vaka-2, 3, 4, 5 ve 6 için planlama yılının sonunda yenilecek tüm hatların HYM ve kullanılan EDS yatırım maliyeti/leri indirgenerek EDS kullanılarak önerilen GP için NPV hesaplanır.

Tablo 2.1 EDS birimlerinin boyutu ve bağlantı baraları

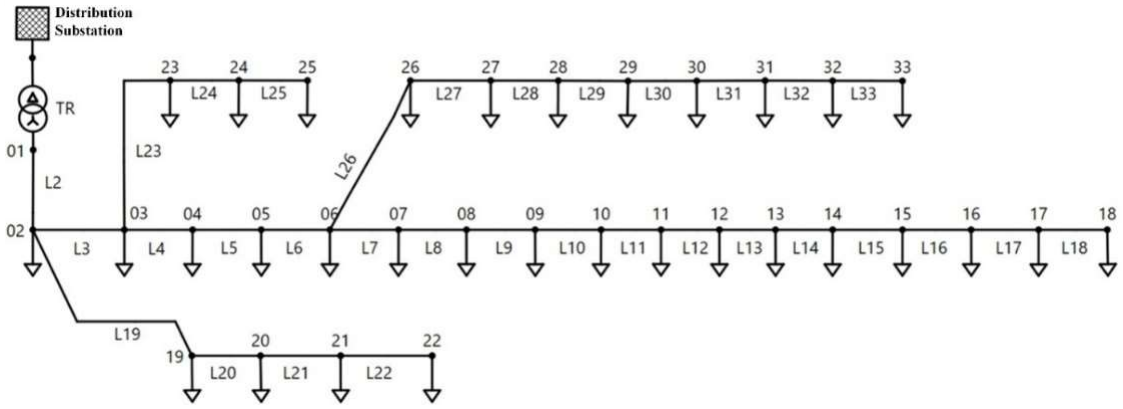
Vakalar	Boyut [kWh]	Bağlantı barası
Vaka 1	Yok	Yok
Vaka 2	600	N17
Vaka 3	600	N09
Vaka 4	600	N29
Vaka 5	600	N26
Vaka 6	300	N29
	300	N17
Vaka 7	300	N29
	400	N17

Gelişmekte olan ülkelerdeki dağıtım şebekeleri, gelişmiş ülkelere göre daha yüksek YBK'ye sahiptir. Örneğin, gelişmekte olan Etiyopya'nın 2013-2028 arasında yük tahmini yapılırken YBK her yıl ortalama %13,95 olduğu görülmektedir [34]. Dolayısıyla, yük tahmini için YBK sabit olarak belirlenebilir. Birçok çalışma yük tahmini üzerine odaklanmış olsa da, temel amaç gün öncesi piyasasında yenilenebilir üretim ve tüketimi dengelemektir [94]. Çalışmamızda, EDS yatırımının faydasını daha açık bir şekilde vurgulamak için YBK (α) gelişmiş

ülkeleri temsil edecek şekilde sabit olarak kabul edilmiştir [28], [94], [95]. Denklem (14) istenilen yıl (Y) için yüklenmeyi hesaplamak için kullanılır.

$$Load(m) = Load.(1+\alpha)^{Y} \tag{14}$$

Farklı boyut ve konumdaki EDS kullanılarak önerilen GP, Şekil 2.3'te verilen IEEE-33 baralı şebeke modeli ile analiz edilmiştir. Radyal yapısı ve birkaç dalı olduğu için DES analizleri bu IEEE-33 uygundur [96]. Bara numaraları siyah noktalar ile gösterilen baraların üzerine yazılmıştır. Hat numaraları L ile başlayan etiketler şeklinde hatların altında gösterilir. Örneğin 27 ve 28 nolu baralar arasındaki hat "L28" olarak gösterilmiştir. Şebekeye ilişkin bilgiler Tablo 2.2'de verilmiştir.



Şekil 2.3 IEEE-33 tek hat diyagramı

IEEE-33 test modeldeki dağıtım hatları iki kategoriye ayrılmıştır. Ana hatlar daha fazla yüklenen dalın başındaki hatlardır. Diğer hatlar daha az yüklenen hat sonuna yakın hatlardır. Ana hatlarda pigeon ve diğer hatlarda swallow iletkenleri kullanıldığı varsayılmaktadır. Bu hatların sırasıyla 275 A ve 120 A termik akım limitleri vardır. Böylece hatların aşırı yüklenmesini gösterilmiş olmaktadır. Yani L2, L3, L4, L5 ve L6 hatları diğerlerine göre daha fazla yüklü oldukları için limiti 275 A olan pigeon iletkenli ana hatlar olarak kabul edilmiştir. Diğer hatların limiti 120 A'dir. Dolayısıyla hattın akımı bu limitlerden fazla ise, hattın aşırı yüklendiği varsayılır. Tablo 2.2'de verilen hat uzunlukları pigeon için 0.3366 Ω/km, swallow için 1.0742 Ω/km direnç dikkate alınarak hesaplanmıştır. En uzun hat 2,43 km olan L6'dır. L19 uzunluğu sadece 0,17 km olduğundan en kısa hattır. Tablo 2.2'de gösterilen en büyük yükler, 420+j200 kVA, 24 ve 25 numaralı baralara bağlıdır. En çok yüklenen hat L2'dir.

Tablo 2.2 DES hatlarının özellikleri

Hatlar	R [Ω]	X [Ω]	Uzunluk [km]	Akım taşıma sınırı [A]	Yük [kW]	Yük [kVar]
L2	0.0922	0.0477	0.27	275	100	60
L3	0.4930	0.2511	1.46	275	90	40
L4	0.3660	0.1864	1.09	275	120	80
L5	0.3811	0.1941	1.13	275	60	30
L6	0.8190	0.7070	2.43	275	60	20
L7	0.1872	0.6188	0.17	120	200	100
L8	1.7114	1.2351	1.59	120	200	100
L9	1.0300	0.7400	0.96	120	60	20
L10	1.0400	0.7400	0.97	120	60	20
L11	0.1966	0.0650	0.18	120	45	30
L12	0.3744	0.1238	0.35	120	60	35
L13	1.4680	1.1550	1.37	120	60	35
L14	0.5416	0.7129	0.50	120	120	80
L15	0.5910	0.5260	0.55	120	60	10
L16	0.7463	0.5450	0.69	120	60	20
L17	1.2890	1.7210	1.20	120	60	20
L18	0.7320	0.5740	0.68	120	90	40
L19	0.1640	0.1565	0.15	120	90	40
L20	1.5042	1.3554	1.40	120	90	40
L21	0.4095	0.4784	0.38	120	90	40
L22	0.7089	0.9373	0.66	120	90	40
L23	0.4512	0.3083	0.42	120	90	50
L24	0.8980	0.7091	0.84	120	420	200
L25	0.8960	0.7011	0.83	120	420	200
L26	0.2030	0.1034	0.19	120	60	25
L27	0.2842	0.1447	0.26	120	60	25
L28	1.0590	0.9337	0.99	120	60	20
L29	0.8042	0.7006	0.75	120	120	70
L30	0.5075	0.2585	0.47	120	200	600
L31	0.9744	0.9630	0.91	120	150	70
L32	0.3105	0.3619	0.29	120	210	100
L33	0.3410	0.5302	0.32	120	60	40

Son gelişmeler, yük kaydırma [97], [98], güç kalitesi [99], YEK'lerin güç üretiminin düzleştirmesi [100] ve güç kaybının azaltılması [101], [102] gibi farklı şebeke desteği yeni olanaklar sunmaktadır. Bu tezde kullanılan ticari EDS türleri şunlardır: kurşun asit (LA), lityum iyon (Li), VR ve basınçlı hava (CA). EDS türleri ile ilgili bazı parametreleri Tablo 2.3'te verilmiştir. Ancak EA'lara yönelik artan ilgi göz önüne alındığında, EA bataryalarının ikinci kullanımı daha uygun, ucuz ve çok sayıda olacaktır. Ancak, EA'larda 5-8 yıl hizmet verdikten sonra, bataryalar EA için ihtiyaç duyulan güç ve enerji miktarı açısından yetersiz kalmaktadır [103]. EDS için enerji durumu (SoE) Denklem (15)'te verilmiştir. Yaşlanma etkisinden kaçınmak adına EDS üniteleri için SoE Denklem (16)'da gösterildiği gibi %20-80 arasında tutulur [104].

$$SoE_b(t) = SoE_b(t-1) + \int \frac{P_b^{EDS}(t).d(t)}{E_b^{EDS}} \tag{15}$$

$$SoE_{min} \leq SoE_b \leq SoE_{max}, \forall b \in B \tag{16}$$

$$V_n^{min} < V_n(t) < V_n^{max}, \forall n \in N \tag{17}$$

Bu çalışmada, EDS şarj kontrolü PSS® Sincal tarafından yapılmaktadır. Yani, EDS'nin bağlı olduğu bara gerilimi (V_n^{max}) üzerinde olduğunda şarj başlar ve (V_n^{min}) altındaysa deşarj başlar. DES'deki bara gerilimleri, Denklem 17'de verilen limit dahilinde kalmalıdır.

Tablo 2.3 Farklı EDS türleri hakkında parametreler

Tür	Ortalama verim (%)	Enerji yoğunluğu [Wh/Kg]	Ömür (yıl)	Çevresel etki	Kurulum [$/kWh]	İşletme [$/kWh]
LA	85-90	30-50	5-15	Yüksek	250	20
Li	90-100	75-200	5-15	Orta	350	20
VR	85	60-85	5-10	Yüksek	740	20
CA	70-90	2-6	20-40	Orta	1250	28

LA tipi EDS'ler kurulum ve işletme maliyetleri diğerlerine nazaran oldukça rekabetçi olduğundan yaygın olarak kullanılmaktadır. Li, EA ve şebeke uygulamaları için artarak tercih edilen EDS seçeneğidir. Uzun çevrim ömrü ve

düşük işletme maliyeti, Li'yi yeni ve rekabetçi EDS türü yapar. Kapsamlı performansı ve şebeke ölçekli uygulamaları, pahalı yatırım maliyetlerine rağmen VR türü EDS'yi DES uygulamasında iyi bir aday haline getirir [105]. CA yatırım maliyeti diğer EDS tiplerinden çok daha yüksek olmasıyla beraber ömürleri diğerlerine göre daha uzundur [91]. Buna rağmen, CA kullanımının belirli faydaları olduğu için bu tezde incelenmiştir. Farklı EDS tiplerinin kurulum ve işletme maliyetlerine ilişkin bilgiler Tablo 2.3'te verilmiştir.

2.2 Üreten-tüketicilerin öz tüketiminin artırılması

Üreten-tüketiciler, öz tüketim oranını artırmak için EDS'yi tercih ederler. Bu sayede akşam saatlerindeki yerel enerji talebi, gündüz EDS'de depolanan güneş enerjisinden sağlanabilir. EDS'nin kapasitesi, toplam sistem maliyetini önemli ölçüde değiştirir. Öz tüketimi artırmak için yerel talep EDS kullanılarak yerel PV enerjisi ile sağlanabilir. En uygun EDS kapasitesi, tüketimin üretimden düşük olduğu ($P_{PV_{gen}} > P_{load}$) dönemlere göre belirlenir. Net artık güç (RP) (P_{RE}), PV gücünden $\left(P_{PV_{gen}}\right)$ yük gücü (P_{load}) ve toplam sistem kaybının $\left(P_{tot_{loss}}\right)$ Denklem (18)'deki gibi çıkarılmasıyla elde edilir. Besleme sınırlaması nedeniyle kullanılamayan atık PV güç (P_{WE}) Denklem (19)'da ifade edilir.

$$P_{RE}(t) = P_{PV_{gen}}(t) - P_{load}(t) - P_{tot_{loss}}(t) \tag{18}$$

$$P_{WE} = P_{RE}(t) - P_{PV_{nom}}.c_{pv}^{limit} \ , \qquad \forall\, t \in P_{RE}(t) > P_{PV_{nom}}.c_{pv}^{limit} \tag{19}$$

$$0 < c_{pv}^{limit} < 1 \tag{20}$$

Denklem (20)'de c_{pv}^{limit}, besleme sınırlama katsayısıdır. Şebekeye enjekte edilen PV gücünü sınırlar. İlgili çalışmalarda 0,5, 0,6 veya 0,7 olarak alınmıştır [106]–[110]. Bu çalışmada c_{pv}^{limit} 0,4 olarak alınmıştır. Penetrasyon oranı (PO), Denklem (21)'deki PV gücü ile nominal yük gücü arasındaki orandır. Denklem (22), EDS kullanıldıktan sonra hatların güç kaybındaki toplam azalmayı açıklar. $P_{loss,PR}$ ve $P_{loss,PR}^{ESS}$ sırasıyla EDS'siz ve EDS'li ilgili sistemdeki güç kaybını ifade eder. ΔE_{loss}^{PR}, farklı PO için şebekede EDS kullanımı sonucu yıllık toplam enerji kaybındaki oluşan farkı ifade eder. Yani, EDS kullanımının şebekenin toplam kaybını ne kadar azaltabileceği gösterilmiştir.

$$PR = \frac{P_{PV}^{nominal}}{P_{Load}^{nominal}} \tag{21}$$

$$\Delta E_{loss}^{PO} = \sum_{t=1}^{8760} \left(P_{loss,PR}(t) - P_{loss,PR}^{ESS}(t) \right) \tag{22}$$

İskonto oranı, kredi geri ödemesindeki diğer parametrelerin yanı sıra PV yatırım maliyetinin NPV hesaplamasını etkiler. İskonto oranı genellikle %4-6 aralığında kabul edilir. Ancak iskonto oranı arttıkça kurulabilir PV boyutunun küçüldüğü; bu nedenle, bazı bölgelerde PV'ye yapılan yatırımın ekonomik olmadığı ortaya çıkmaktadır. EDS yatırımından elde edilecek olası gelirlerin daha gerçekçi bir şekilde hesaplanması için gerekli olan reel faiz oranı (r), enflasyon oranı (e) ve nominal faiz oranı (f) kullanılarak Denklem (23)'teki Fisher denklemi ile belirlenir. Denklem (24), hesaplanan maliyetleri şimdiki değere indirger. Son olarak, Denklem (25) gecikmeli kredi geri ödemesini gösterir.

$$r = \frac{(1+f)}{(1+e)} - 1 \tag{23}$$

$$P = A.\left[\frac{(1+r)^Y - 1}{r.(1+r)^Y}\right] \tag{24}$$

$$PF = KT.\left[\frac{r.(1+r)^{(m+v)}}{(1+r)^v - 1}\right] \tag{25}$$

Burada P şimdiki değerdir. A, Y yıl için yıllık sabit maliyet değeridir. PF toplam kredi ücretinin şimdiki değeri, KT kredi tutarı, r reel faiz, m ötelenmiş kredi geri ödemesinin başlangıç ödeme yılı ve v kredinin vadesidir.

Denklem (26) – (29) ile verilen enerji arbitraj geliri bir enerji değişimi olarak tanımlanır. Teşvik, ^{inc} üst simgesi ile gösterildiği durumlarda dikkate alınır. Ayrıca EDS, PV veya şebekeden şarj edilebilir. EDS'yi PV enerjisinden, PV teşviki varken ve teşvik olmadan şarj etmek ile EDS kullanımı teşvikli veya teşviksiz iken şebekeden şarj etmek farkı gösterilmiştir.

$$p_{sell}^{arb}(h) = p_{sell}^{peak}(h) - p_{sell}^{PV} \tag{26}$$

$$p_{sell}^{inc-arb} = p_{sell}^{inc-bat} - p_{sell}^{inc-PV} \tag{27}$$

$$p_{grid}^{arb}(h) = p_{sell}^{peak}(h) - p_{grid}^{buy}(h) \quad (28)$$

$$p_{grid}^{inc-arb}(h) = p_{sell}^{inc-bat} - p_{grid}^{buy}(h) \quad (29)$$

Teşviksiz EDS kullanarak enerji tarifesine bağlı olarak enerji arbitrajından maksimum kazanç Denklem (26)'da gösterilmiştir. Günlük enerji tarifesi (h) üç dönemi içerir: düz, vadi ve tepe. Denklem (27), teşvik varsa, günün diğer saatlerinde AE kullanımı ile EDS'yi şarj eden enerji arbitraj gelirini ifade eder. Denklem (28) teşvik yoksa EDS kullanarak arbitrajdan elde edilen geliri ifade eder. Denklem (29), şebekeden gelen enerji ile EDS'yi şarj edildiği ve teşvik varken en uygun fiyata satıldığı veya kullanıldığı arbitraj gelirini ifade eder. PO %50'den küçük veya buna eşitse (PO≤%50), PV gücü genellikle talep gücünden ($P_{PV} < P_{load}$) daha küçüktür. EDS kapasitesinin önemli bir kısmı şebekeden şarj edilir. Bu nedenle Denklemler (30) ve (31) sırasıyla teşviksiz gelir ($REV1^{pen}$) ve teşvikli gelir ($REV2_{inc}^{pen}$) amaç fonksiyonlarını ifade eder. Burada N_{EDS}, EDS çevrim sayısını ifade eder.

$$REV1^{PO} = \left[\sum_{h=1}^{3}(E_{EDS}^{PR}.N_{EDS} - E_{RE}^{PR}).p_{grid}^{arb}(h) + E_{RE}^{PR}.p_{grid}^{arb}(h)\right] + \Delta E_{loss}^{PR}.p_{sell}^{peak} + E_{WE}^{PR}.\left(C_{LOF} + p_{sell}^{peak}\right) \quad (30)$$

$$REV2_{inc}^{PO} = \left[\sum_{h=1}^{3}(E_{EDS}^{PR}.N_{EDS} - E_{RE}^{PR}).p_{grid}^{inc-arb}(h) + E_{RE}^{PR}.p_{grid}^{inc-arb}(h)\right] + \Delta E_{loss}^{PR}.p_{sell}^{inc-bat} + E_{WE}^{PR}.\left(C_{LOF} + p_{sell}^{inc-bat}\right) \quad (31)$$

PO %50-150 arasında olduğunda (50<PO≤150) yeterli RP oluştuğu için amaç fonksiyonları değişir. Denklem (32)'de, PO'na bağlı EDS boyutu, enerji kaybındaki azalmanın, AE ve KE miktarının günlük ortalaması hesaplanarak bulunur. PO'na göre teşvikli ve teşviksiz gelir amaç fonksiyonları Denklem (33) ve (34) ile verilmiştir. AE kullanılarak yapılan arbitraj geliri TOU tarifesine göre hesaplanır. Enerji kaybındaki azalma (ΔE_{loss}^{PR}) en yoğun yüklenme zamanında meydana geldiğinden en yüksek hat kayıplarına göre en yüksek tarife fiyatı ile hesaplanır. Ayrıca, KE'yi (E_{WE}^{PO}) başka bir üreten-tüketiciye hatlar üzerinden aktarmak için

hat kapasite kullanım ücreti (C_{LOF}) talep edilebilmektedir. Ayrıca KE'yi transfer etmek yerine yerel EDS ile şarj edip kullanarak amaç fonksiyonlarında bir kazanç ortaya çıkmaktadır.

$$E_{ESS}^{PO} = (E_{RE}^{PO} + E_{WE}^{PO} + \Delta E_{loss}^{PO})/365 \tag{32}$$

$$REV^{PO} = \left[\sum_{h=1}^{3} E_{RE}^{PO}.p_{grid}^{arb}(h)\right] + \Delta E_{loss}^{PO}.p_{sell}^{peak} + E_{WE}^{PO}.\left(C_{LOF} + p_{sell}^{peak}\right) \tag{33}$$

$$\begin{aligned} REV_{inc}^{PO} = &\left[\sum_{h=1}^{3} E_{RE}^{PO}.p_{grid}^{inc-arb}(h)\right] + \Delta E_{loss}^{PO}.p_{sell}^{inc-bat} \\ &+ E_{WE}^{PO}.\left(C_{LOF} + p_{sell}^{inc-bat}\right) \end{aligned} \tag{34}$$

Amaç fonksiyonlarının sonucu, öz tüketim oranı (ÖTO, SCR), öz yeterlilik oranı (SSR), tepe gerilim azaltma (PVR), kayıp oranı payı (SLR), tepe güç azaltma (PPR) ve kısıntı kaybı azaltma (CLR) gibi ortak performans göstergeleri kullanılarak karşılaştırılır. ÖTO, Denklem (35)'de doğrudan yüke aktarılan PV tarafından üretilen enerji ile yıllık toplam PV üretimi arasındaki oran olarak tanımlanır. SSR, doğrudan yüke aktarılan toplam PV üretim miktarı ile yıllık toplam yük talebi arasındaki oran olarak tanımlanır. Denklem (36)'da görüldüğü gibi, yük talebindeki PV payı artarsa SSR değeri artar. Denklem (37)'deki PVR, tepe geriliminin yüzde azalmasını ifade eder. Tepe gerilimi, EDS veya aktif ve reaktif güç kontrolü kullanılarak düşürülebilir. SLR, Denklem (38)'deki toplam kayıp ile yıllık toplam PV üretimi arasındaki oran olarak ifade edilir. Denklem (39)'daki PPR, EDS sayesinde pik gücün ne kadar azaldığını ifade eder. Son olarak, Denklem (40)'taki CLR, EDS kullanılarak kısıntı kaybının ne ölçüde azaltıldığını ifade eder.

$$SCR = \frac{\sum E_{PV}^{cons}}{\sum E_{PV}^{gen}} \tag{35}$$

$$SSR = \frac{\sum E_{PV}^{cons}}{\sum E_{LOAD}} \tag{36}$$

$$PVR = \frac{U^{peak} - U_{ESS}^{peak}}{U^{peak} - U_n} \tag{37}$$

$$SLR = \frac{\sum E_{LOSS}}{\sum E_{PV}^{gen}} \quad (38)$$

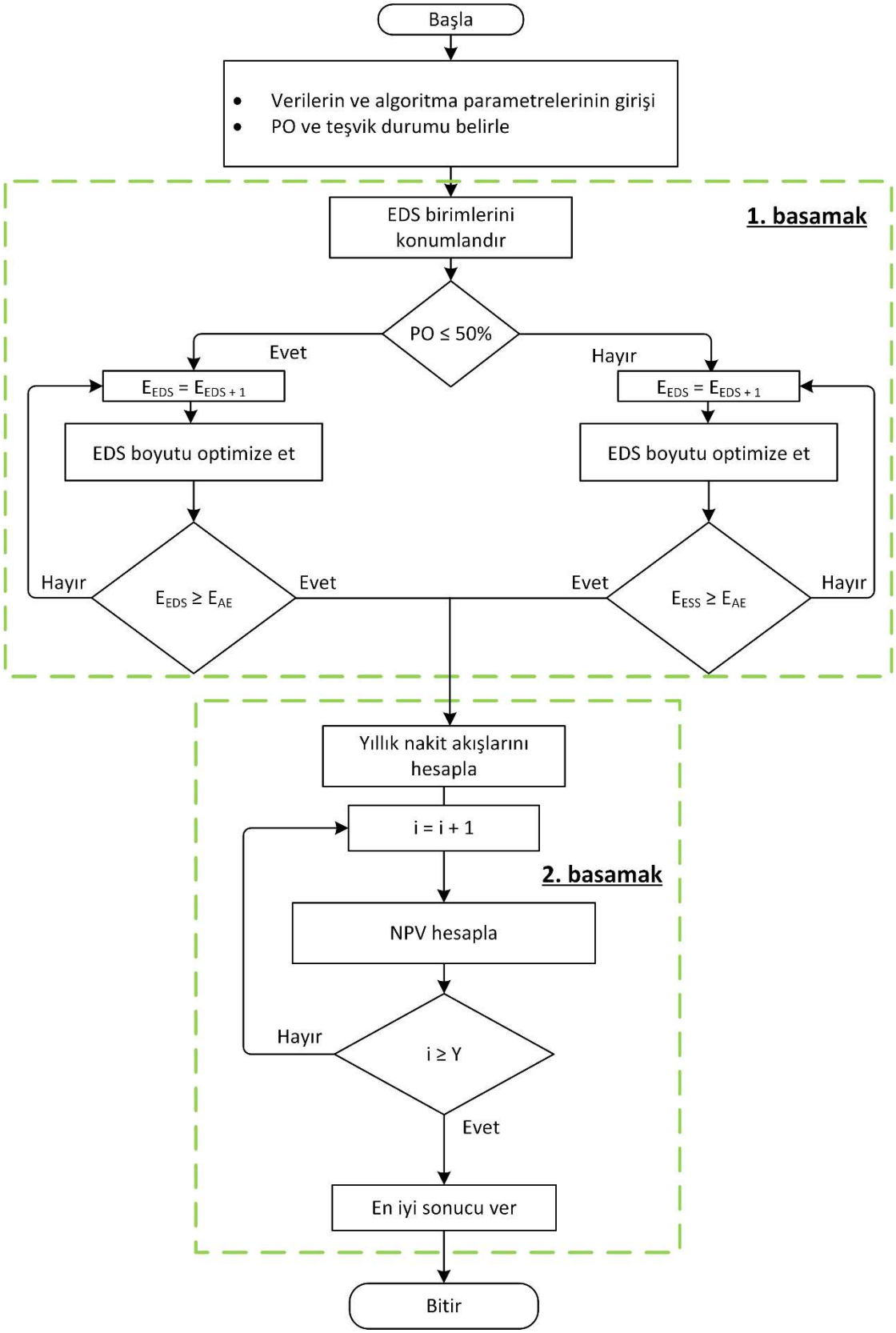
$$PPR = \frac{P^{peak} - P_{ESS}^{peak}}{P^{peak}} \quad (39)$$

$$CLR = \frac{\sum E_{CL} - \sum E_{CL}^{ESS}}{\sum E_{PV}^{gen}} \quad (40)$$

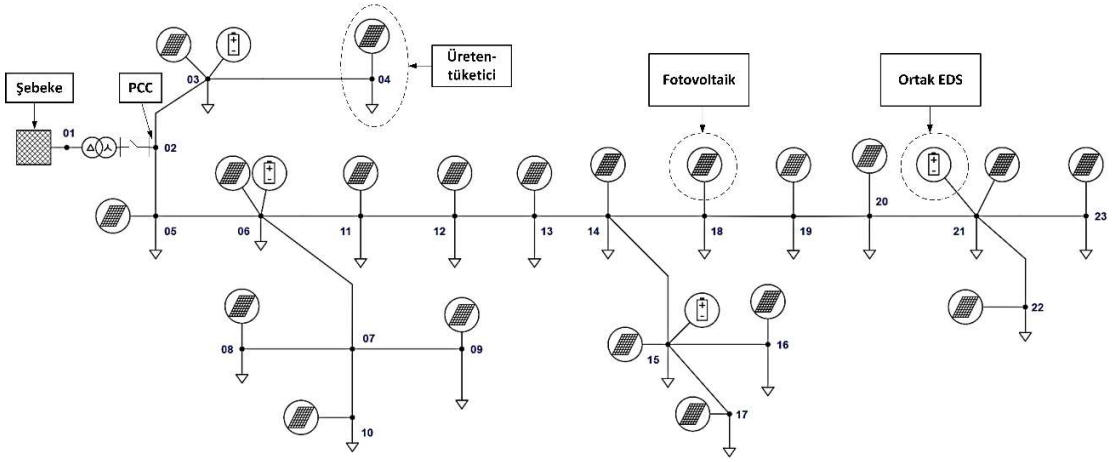
E_{PV}^{cons} ve E_{PV}^{gen} sırasıyla kWh cinsinden tüketilen ve üretilen PV enerjisidir. P^{peak} ve P_{ESS}^{peak}, EDS'siz ve EDS'li sistemin gözlemlenen tepe gücüdür. E_{LOAD} , kWh cinsinden yük enerjisidir. U^{peak} ve U_{ESS}^{peak}, EDS'siz ve EDS'li maksimum gerilimdir. Un, sistemin nominal gerilimidir. E_{LOSS}, kWh cinsinden toplam sistem kaybıdır. E_{CL} ve E_{CL}^{ESS} kWh cinsinden EDS olmadan ve EDS ile birlikte enerji kısıntısı miktarını ifade eder. Üç fazlı AC GAA formülasyonları Denklemler (1)-(8)'de verilmektedir.

Yeni En İyi Algoritma (NBA), bir mikro şebeke olarak modellenen üreten-tüketici topluluğu için ÖTO artıracak şekilde EDS tahsis etmek için önerilmektedir. İki aşamalı bir değerlendirme çerçevesi için akış şeması Şekil 2.4'te verilmiştir. İlk aşama, PV ve EDS ile ilgili önceden tanımlanmış veriler ve değişkenler MATLAB'a girilir. NBA, toplam sistem kayıplarını en aza indiren EDS'yi bulur. Genetik Algoritma (GA), NBA tarafından bulunan EDS konumlarını doğrulamıştır. EDS boyutunu optimize etmek için Denklemler (30) ve (31), PO≤0.5 için amaç fonksiyonları olarak kabul edilir. PO>0.5 ise, Denklem (33) ve (34) amaç fonksiyonu olarak geçerlidir. Ardından, EDS kapasitesi AE'yi geçene veya ona eşit olana kadar yinelemeler devam eder. İlgili amaç fonksiyonları, maksimum EDS kapasitesine kadar her yineleme için EDS boyutunu hesaplar. İkinci aşama, hesaplanan aday çözümler arasından en iyi sonucu seçer. Ardından, aday EDS boyutları için NPV'ler Y yıl için hesaplanır. En uygun şekilde tahsis edilen EDS, en iyi çözüm olarak sunulur.

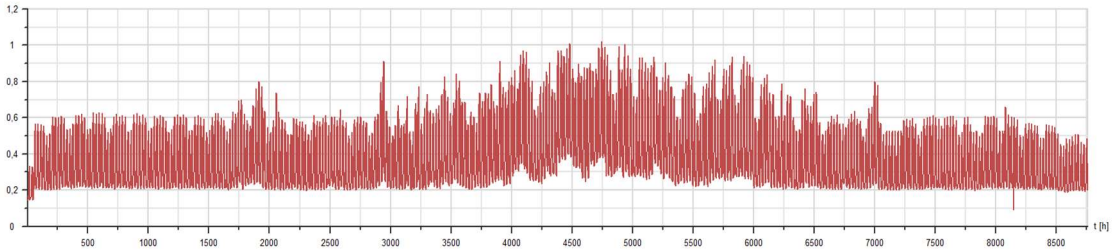
Önerilen yöntem, Şekil 2.5'te gösterilen bir mikro şebeke modeline uygulanmaktadır [107]. Bununla birlikte, çalışma, makro şebekeden bağlantının kesilmesinden sonra mikro şebekenin adalı mod çalışmasını araştırmadı. Yıllık yük profili Şekil 2.6'da verilmiştir. Modelde 20 adet üreten-tüketici bulunmaktadır.



Şekil 2.4 Öz tüketimi artıran iki aşamalı hesaplama akış şeması



Şekil 2.5 Micro şebeke modeli



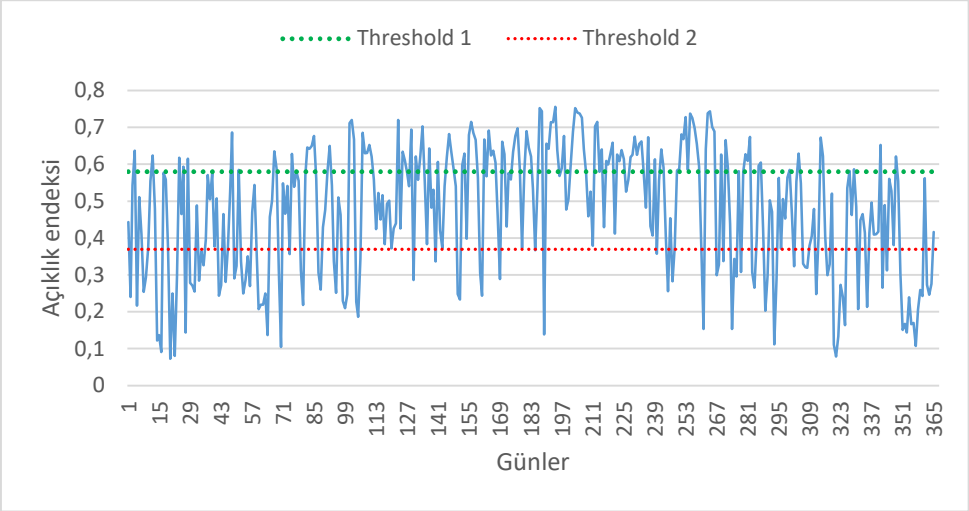
Şekil 2.6 Evsel yük profili

Optimum EDS tahsisi sonuçları Tablo 2.4'te verilmiştir. Her iki algoritma da artan PO için yaklaşık olarak aynı EDS boyutunu önerir. Ayrıca, %50 PO için yetersiz AE nedeniyle her iki algoritma da EDS boyutunu alt kapasite sınırı, 40 kWh olarak önerir. Hem GA hem de NBA, en büyük AE nedeniyle %200 PO için en büyük EDS boyutlarını hesaplamıştır.

Tablo 2.4 EDS tahsis sonuçları

Algoritma	Bara numarası	PO [%]	EDS boyutu [kWh]
GA	6 veya 7, 14, 21	50	40
		100	52
		150	193
		200	265
NBA	3, 6, 15, 21	50	40
		100	52
		150	193
		200	265

Açıklık endeksine göre günler açık, parçalı bulutlu ve bulutlu olarak tanımlanır. İstanbul'daki günlük açıklık endeksi değerleri Şekil 2.7'de sunulmaktadır. Maksimum açıklık endeksi 0.714, minimum ise 0.073'tür. Ortalama açıklık endeksi bulutlu günlerde 0,37'den az, açık günlerde 0,58'den büyük ve parçalı bulutlu günlerde 0,37-0,58 arasındadır. Ayrıca nisan ve mayıs aylarında İstanbul'da yağışlı hava koşulları daha sık görülmektedir. Hava durumu verileri [111], [112]'den elde edilmiştir.



Şekil 2.7 Açıklığa göre İstanbul için hava durumu sınıflandırması

PV ve EDS ile ilgili maliyetler ve TOU fiyatları Tablo 2.5'te verilmiştir.

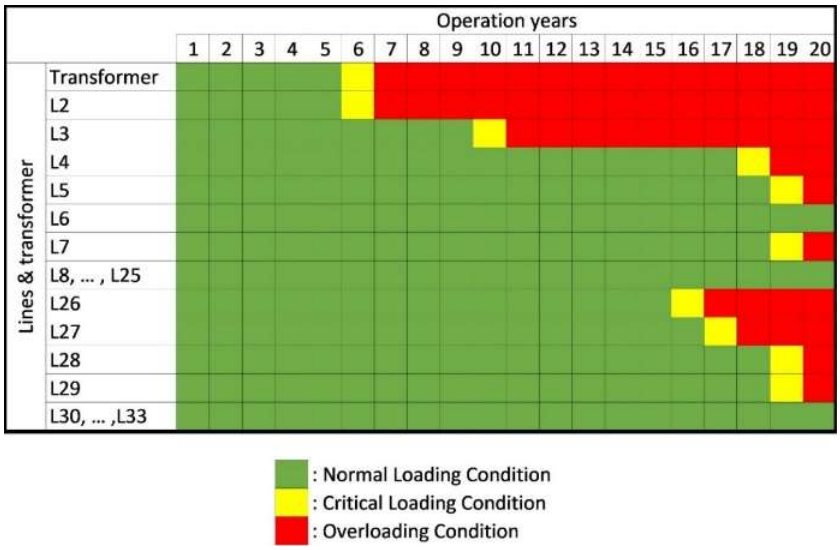
Tablo 2.5 Maliyetler ve tarifeler

EDS (kurşun asit)	250 $/kWh
PV	1050 $/kW
PV alım fiyatı	0.05 $/kWh
PV teşvikli alım fiyatı	0.13 $/kWh
TOU gündüz (06.00-17.00)	0.07 $/kWh
TOU pik (17.00-22.00)	0.09 $/kWh
TOU gece (22.00-06.00)	0.04 $/kWh

3
VAKALAR VE SONUÇLAR

3.1 Yatırım ötelemesi ile ilgili vakalar ve sonuçları

Vaka çalışmaları, merkezi ve dağıtık EDS üniteleri içerecek şekilde tasarlanmıştır. GAA, aşırı yüklenen DES hatlarını göstermek için kullanılır. GAA'da her yıl tüm yükler α kadar artırıldı. GAA'da YBK %3 idi. İlk vakada, GAA EDS olmadan çalıştırıldı. Bu nedenle Vaka 1, karşılaştırma için kullanılan temel vakadır. Akış şemasına göre, EDS bağlantısı için aday baralar N09, N17, N26 ve N29 olarak belirlenmiştir. Vaka 2'de EDS, trafo merkezinden daha yüklü ve uzak olan ve en fazla gerilim düşümüne sahip olan N17 barasına bağlanmıştır. Vaka 3, 4 ve 5'te, yine aynı boyutta EDS sırasıyla N09, N29 ve N26 baralarına bağlanır. Vaka 2-5, merkezi bir EDS birimine sahiptir. Böylece, aynı boyuttaki EDS birimi farklı baralara bağlanır. Vaka 6 ve 7'de dağıtık EDS birimleri kullanılmıştır. Vaka 6'da aynı toplam boyuta sahip ancak ikiye bölünmüş boyutlu EDS üniteleri, N29 ve N17 olmak üzere iki farklı baraya bağlanır. Vaka 7'de, farklı EDS boyutlarının etkisini göstermek için N17'ye bağlı EDS boyutu 100 kWh artırılmıştır. Yani 300 kWh N29'a ve 400 kWh N17'ye bağlanır. Vaka 6 ve 7 arasındaki fark, aşağıdaki bölümde ayrıntılı olarak açıklanmaktadır. EDS yatırım maliyeti göz önüne alındığında, 600 kWh EDS kullanılarak yapılan GP, batarya penetrasyon seviyesini vaka 2 ve 3 için %55, vaka 4 ve 5 için %65, vaka 6 için %60 ve vaka 7 için %70 yapar. Tüm vakaların batarya penetrasyonları %50'nin üzerinde tutulmuş ve boyut önceki çalışmalarda olduğu gibi tekrarlanarak artırılmıştır [12], [35], [113]. Ayrıca, her vakada toplam şebeke kayıpları değerlendirilmiştir.



Şekil 3.1 Vaka 1'deki hat yüklenme koşulları.

DES için yüklenme koşulları normal, kritik veya aşırı yüklenme olmak üzere Şekil 3.1'de gösterilmiştir. Bazı hatlar her yıl yüklenmeleri artsa da yenilenmeyi gerektirmezler. Bazı hatların ise belirli bir yıldan sonra yenilenmesi gerekir. Örneğin, vaka 1'de L2 hattı altı yıllık çalışma sonrasında yük talebini taşıyamayacak ve L2 yerine yeni bir hat eklenecektir. Bu arada, bazı hatların (L8'den L25'e kadar) tüm işletme planı boyunca yenilenmesi gerekmez. Aşırı yüklenen hatların tüm vakalar için yenilenme yılları Tablo 3.1'de listelenmiştir. Vaka 1'de ilk altı yılda herhangi bir hat yenilemeye gerek yoktur. Ancak 7. yılda, yüklenme hattın termik sınırını aştığından L02 aşırı yüklenir. YBK ile dört yıllık çalışmadan sonra, L02'nin yüklenmesi %115 üzerine çıkarken L03 hattının da yenilenmesi gerekiyor. Yenilenmesi gereken üçüncü hat, ilk aşırı yüklenen hattan on yıl sonra, 17. yılda aşırı yüklenen L26'dır. L26'nın yenilenmesinden bir yıl sonra L27'nin yenilenmesi gerekiyor. Ardından L04 ve L07'nin bir yıl sonra yenilenmesi ve L05, L28 ve L29'un 20 yıllık çalışmanın sonunda yenilenmesi gerekir. Sistemin dağıtım trafosunun da ilk hat yenilenmesi ile her vakada yenilenmesi gerekir. Bu nedenle, dağıtım trafosu Tablo 3.1'te gösterilmemiştir, ancak hesaplanmıştır.

Vaka 2'de, ilk hattın 11. yılda, ikinci hattın ise 15. yılda yenilenmesi gerekir. İlk iki yenileme olayı, EDS eklenerek dört yıl sonraya ötelenir. Ancak, L26, L27 ve L28'in yenilenmesi ertelenmez. Ayrıca, L04, L05, L07 ve L29'un artık yenilenmesi gerekmez. Vaka 1 için yenilenmesi gereken toplam hat sayısı 9 iken, vaka 2 için 5'e düşmüştür. Böylece, dört hattın artık yenilenmesi gerekmez ve bazı yenileme

gereksinimleri dört yıl ötelenir. Aynı boyutta EDS'nin farklı baraya bağlandığı vaka 3'ün sonuçları vaka 2'ye benzemektedir. Vaka 4'te, L02 ve L03 hatların sırasıyla 11. ve 15. yıllarda yenilenmesi gerekir. 20 yılın sonunda L07'nin yenilenmesi gerekir. Yenilenmesi gereken hatlar yalnızca L02, L03 ve L07'dir. Sonuç olarak, EDS ile ilk iki yenileme olayı vaka 4'te dört yıl ötelenmiştir. Vaka 5'te yenileme, vaka 3'e benzerdir, ancak ilk yenileme dört yıl, ikinci yenileme üç yıl ötelenmiştir. Dağıtık EDS'li vaka 6 için, L02 ve L03'ün yenilenmesi yine dört yıl ötelenir. Toplam yenilenmesi gereken hat sayısı L26 hattının eklenmesi ile dörde çıkmıştır. Diğer dağıtık EDS vakası vaka 7'de dört yıl sonra yenilenmesi gereken iki hat L02 ve L03'tür. Her vakadaki yenilenmesi gereken hatların sayısı ve uzunluğu Şekil 3.2'de verilmiştir. Her vaka için transformatör yenileme maliyeti, hat yenileme maliyetleri yanında belirtilmemiştir. Ancak, toplam genişletme maliyetine dahil edilerek hesaplamalar yapılmıştır.

Tablo 3.1 Yenilenen hatların yılları

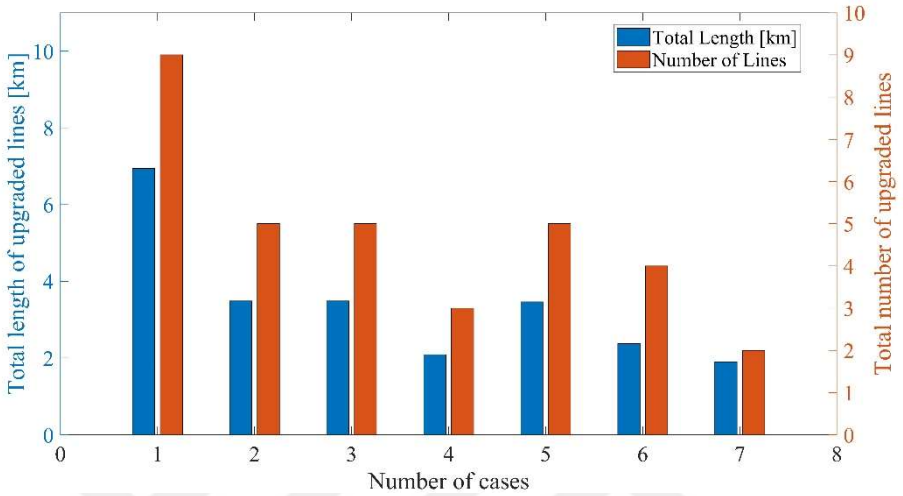
Yıl	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Vaka 1	L02	-	-	-	L03	-	-	-	-	-	L26	L27	L04, L07	L05, L28, L29
Vaka 2	-	-	-	-	L02	-	-	-	L03	-	L26	L27	-	L28
Vaka 3	-	-	-	-	L02	-	-	-	L03	-	L26	L27	L28	-
Vaka 4	-	-	-	-	L02	-	-	-	L03	-	-	-	-	L07
Vaka 5	-	-	-	-	L02	-	-	L03	-	-	-	L27	L28	L07
Vaka 6	-	-	-	-	L02	-	-	-	L03	-	-	-	-	L07, L26
Vaka 7	-	-	-	-	-	L02	-	-	L03	-	-	-	-	-

Örneğin vaka 4'te yenilenecek hat sayısı üç iken, yenilenecek hatların toplam uzunluğu yaklaşık 2 km'dir. Şekil 3.2, EDS eklenmesiyle HYM'nin azaltıldığını göstermektedir. Yani, EDS kullanıldığında yenilenecek hatların toplam uzunluğu, vaka 1 ile karşılaştırıldığında ortalama 3 km ve altına düşmüştür.

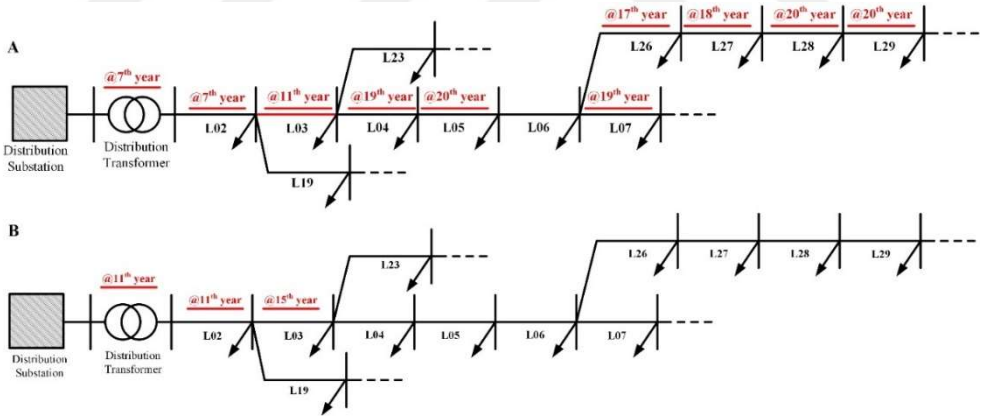
EDS kullanılmadan ve EDS kullanılarak yapılan GP için hatlarının aşırı yüklendikleri yıllardaki yenilenmesi sırasıyla Şekil 3.3.a ve Şekil 3.3.b ile gösterilmiştir. Hattın yenilendiği yıl hatların üzerine yazılmıştır.

Örneğin, EDS kullanılmadığında, L04, 19. yılında yenilecekti. Eğer EDS kullanılırsa aşırı yüklenme engelleneceğinden L04'ün yenilenmesi gerekmez. Ayrıca, EDS kullanımı sayesinde yalnızca iki hattın, L02 ve L03, yenilenmesi

gerektiği Şekil 3.3.b'de görülmektedir. Bazı hatların aynı anda yenilenmesi gerekir. Örneğin, L04 ve L07, aşırı yüklendikleri 19. yılda yenilenmelidir. Son işletim yılında birden çok yenileme gerçekleşir. Örneğin 7., 11. ve 15. yıllarda sadece bir hat yenilenirken, 19. ve 20. yıllarda aynı yıl iki hat yenilenmiştir. Yani, EDS olmadığında 20 yıl sonunda dokuz hat yenilenir.



Şekil 3.2 Yenilenecek hatların sayısı ve uzunlukları

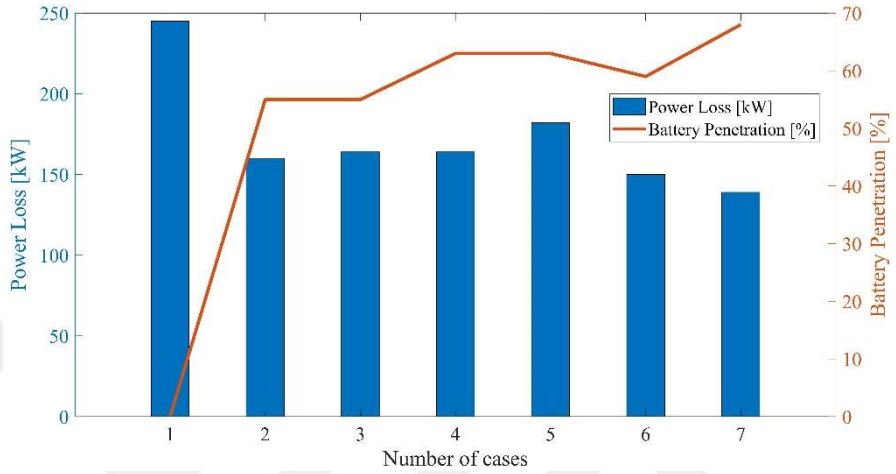


Şekil 3.3 Hat yenileme yılları (A) EDS'siz ve (B) EDS'li

Ayrıca, EDS kullanmak yalnızca yenilenecek hatların sayısını azaltmakla kalmadı, aynı zamanda yenilemeleri gelecek yıllara öteledi. Örneğin, dağıtım trafosu ve L02 hattı, vaka 1'de çalışmanın 7. yılında kaçınılmaz olarak yenilenmelidir. Ancak, bu yenileme EDS kullanarak dört yıl ötelendi. EDS penetrasyonları ve her vaka için toplam güç kayıpları Şekil 3.4'te verilmiştir.

Güç kayıpları, özellikle pik saatlerde hat yüklenmelerini daha da artırır. Pik saatlerde, hat akımındaki kayıp oranı, yoğun olmayan saatlere göre daha

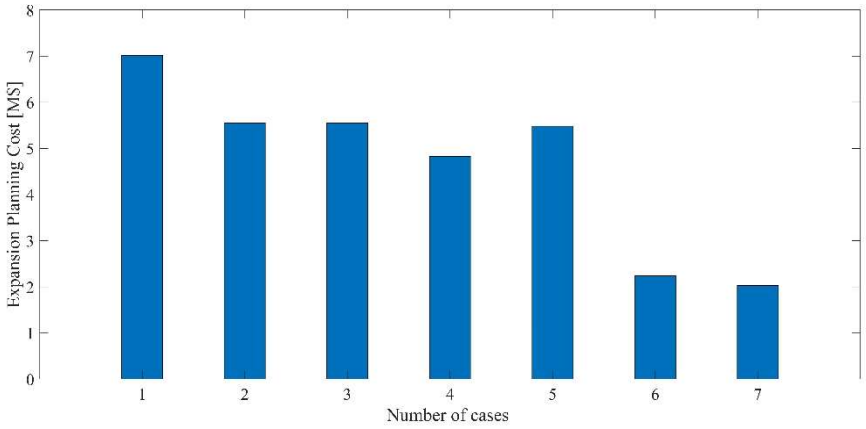
yüksektir. Güç kayıpları azaltılırsa, hat aşırı yüklenmesi de ertelenebilir. Bu nedenle, yöntemin faydasını keşfetmek sadece pik saatlerdeki güç kayıpları düşünülmüştür. Batarya penetrasyonu arttıkça güç kayıplarının azaldığı Şekil 3.4'ten söylenebilir. Önerilen yöntem, vaka 2, 3, 4, 5, 6 ve 7 için toplam güç kayıplarını %25,7-43,27 arasında azaltmıştır.



Şekil 3.4 Hatlardaki güç kayıplarına karşılık batarya penetrasyonu

Her vaka için L_B yıllık operasyon süresini kapsayan GP maliyetleri Şekil 3.5'te verilmiştir. Vaka 1'de, EDS olmadan GP maliyeti 7 milyon doların üzerindedir. Bu maliyete 6,3 km uzunluğunda 9 hattın HYM ve bir adet dağıtım trafosu yatırımı dahildir. Vaka 2'de EDS kullanımı sayesinde toplam yatırım maliyetinin 6 milyon doların altına düşürüldüğü kolaylıkla görülebilir. Vaka 3 ve 5'teki toplam HYM, vaka 2'deki maliyete çok benzerdir. Vaka 4 için, HYM, yenilenecek hatların toplam uzunluğunun yalnızca bir km azalması nedeniyle 1 milyon dolar azalır. HYM yaklaşık 2 milyon dolar olan Vaka 6 ve 7, önerilen yöntem için en ucuz alternatiflerdir. Toplam HYM vaka 6-7 ve vaka 2-3-5 arasında bariz bir fark vardır. Sebebi toplam hat uzunluğu daha kısadır, yenilenecek hat sayısı daha azdır ve güç kayıpları düşüktür. GP kapsamında hesaplanan maliyetler Tablo 3.2'de verilmiştir [114]. EDS maliyetleri [115]'da bulunabilir. Diğer EDS türlerini kullanan GP'lerin karşılaştırması Tablo 3.3'te verilmiştir. Toplam maliyetler, farklı EDS türlerinin yatırımını ve HYM içerir. Toplam maliyetler uygulanan EDS türüne göre değişmektedir. En yüksek maliyet, yüksek yatırım maliyeti nedeniyle VR ve CA ile ilgilidir. EDS entegrasyonu sayesinde, VR veya CA türleri kullanılsa bile toplam

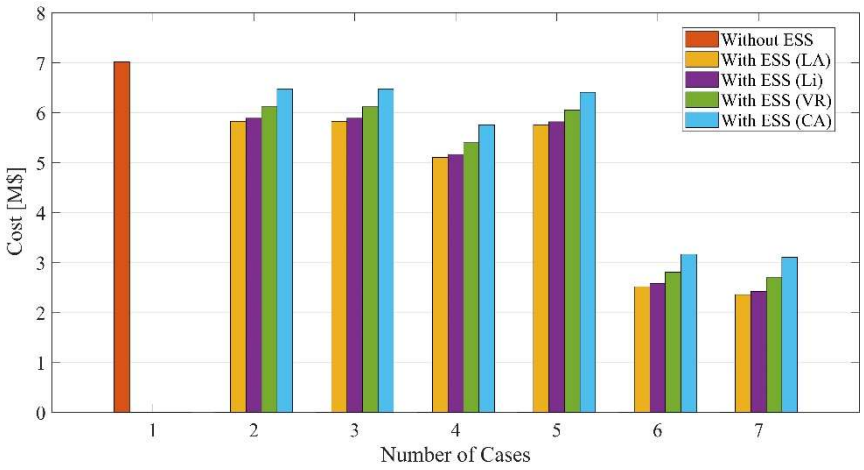
maliyetler azalır. Vaka 7, minimum uzunluğa sahip minimum yenilenecek hat sayısı nedeniyle her tür EDS için en düşük maliyete sahip olduğu Şekil 3.6'da görülmektedir. Buradaki maliyetler HYM ve EDS'nin yatırım ve işletme maliyetlerini içerir. EDS kullanımı tipine bağlı olmaksızın her vakada toplam GP maliyetini azaltabileceği görülmektedir.



Şekil 3.5 Toplam GP maliyetleri

Tablo 3.2 Birim maliyetler

Şebeke elemanı	Yatırım maliyeti	İşletme maliyeti
Dağıtım hattı	$150.000/km	$1.000/MW
Dağıtım transformatörü	$200.000	$50.000/MW

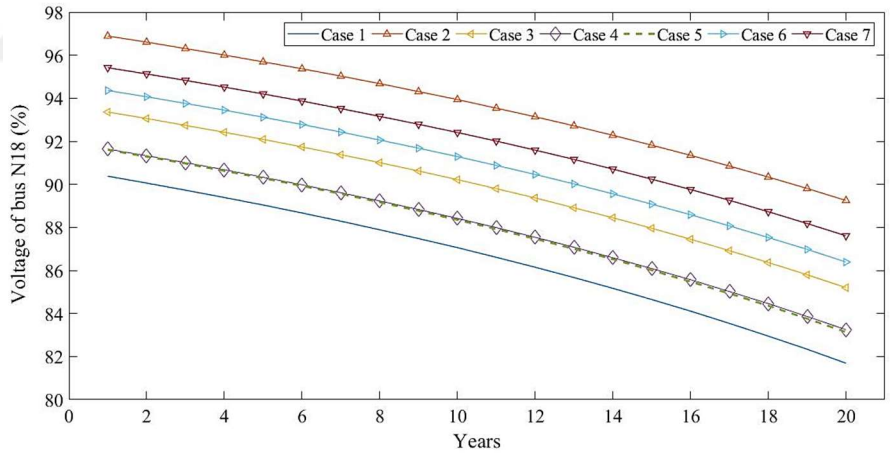


Şekil 3.6 Farklı EDS türleri için toplam genişletme maliyetleri

Ayrıca, daha düşük kurulum maliyeti nedeniyle LA tür EDS toplam maliyeti önemli ölçüde azaltır. Li depolamanın kurulum maliyeti LA'dan daha yüksek olsa da gerek EA içindeki 5-8 yıllık kullanımdan sonra çok sayıda ikinci kullanım EA bataryasının mevcudiyeti hem de teknolojik gelişmenin rekabeti artırmasıyla Li bataryaların birim maliyetleri düşmektedir.

Tablo 3.3 Toplam GP maliyetleri [$M]

	LA	**Li**	**VR**	**CA**
Vaka 1	7.02 (EDS yok)			
Vaka 2	5.83	5.89	6.12	6.48
Vaka 3	5.83	5.89	6.12	6.48
Vaka 4	5.11	5.17	5.40	5.76
Vaka 5	5.76	5.82	6.05	6.41
Vaka 6	2.52	2.58	2.81	3.17
Vaka 7	2.36	2.43	2.70	3.11



Şekil 3.7 Çalışma boyunca N18 geriliminin karşılaştırılması

Şebekenin en uzak barası olan N18 barasının YBK ile her işletme yılında artan yüklenme ile 20 yıllık işletme ömrü boyunca değişen gerilim profili her vaka için farklı renkler ile Şekil 3.7'de gösterilmiştir. EDS olmayan vaka 1'de N18'in gerilimi YBK ile artan yüklenme sebebiyle 8. yılda %88'e düşer. EDS kullanımı sayesinde N18 gerilimi 20 yıllık işletmenin sonunda vaka 2–3–6–7 için asla %85'in altına düşmez.

3.2 Öz tüketimi artırma ile ilgili teknik sonuçlar

Bu bölüm, önerilen öz tüketim artırma yönteminin çalışılan vakalara ilişkin teknik sonuçlarını sunar. Bu çalışmada, GAA için güç sisteminin modellenmesi ile dinamik ve yıllık simülasyonlar için PSS® Sincal kullanılmıştır [62]. Tablo 3.4, nominal PV gücü, yıllık AE (E_{RE}^{PO}), EDS sonrası enerji kaybındaki azalma (ΔE_{loss}^{PO}) ve KE (E_{WE}^{PO}) ile ilgili teknik sonuçları göstermektedir.

Tablo 3.4 PO'a bağlı yıllık enerji değerleri

PO	$P_{PV_{nom}}$ [kW]	AE [kWh/y]	ΔE_{loss}^{PO} [kWh/y]	KE [kWh/y]
50%	50	111	130	0
100%	100	18591	352	0
150%	150	69639	594	110
200%	200	130433	805	1652

%50 PO için RP 11 kW'ı ve AE 111 kWh/yılı aşamaz. Bu nedenle, bir değerlendirmek için yeterli AE yoktur. Başka bir deyişle, toplam üretilen PV enerjisinin neredeyse tamamı yüke aktarılır. EDS kullanılarak, toplam sistem kaybı yalnızca yılda 130 kWh azaltılabilir. %100 PO için maksimum RP 36,5 kW ve AE 18 MWh/yılın üzerindedir. EDS kullanılırsa toplam sistem kaybı 352 kWh/yıl azaltılabilir. RP, %50 ve %100 PO için şebeke kısıtlamasını aşmadığından, kullanılamayan enerji yoktur (KE=0). %150 PO için RP, 66 saat boyunca şebeke kısıtlamasını aşıyor. Toplam AE yaklaşık 70 MWh/yıl ve KE 110 kWh/yıl'dır. EDS sayesinde toplam sistem kaybı 594 kWh/yıl azaltılabilir. %200 PO için RP, 320 saat boyunca şebeke kısıtlamasını aşıyor; böylece, AE için kullanılabilecek bolca zaman vardır. Öz tüketim için 130 MWh'den fazla AE değerlendirilmekte ve yaklaşık 2 MWh/yıl KE'nin atık olması önlenmektedir. EDS kullanmak, kayıpları yılda 805 kWh azaltabilir. EDS kullanılmazsa, KE yıllık olarak 1,6 MWh olabilir. Bu nedenle EDS, tüm KE'yi %150 ve %200 PO'de yüke aktarabilir.

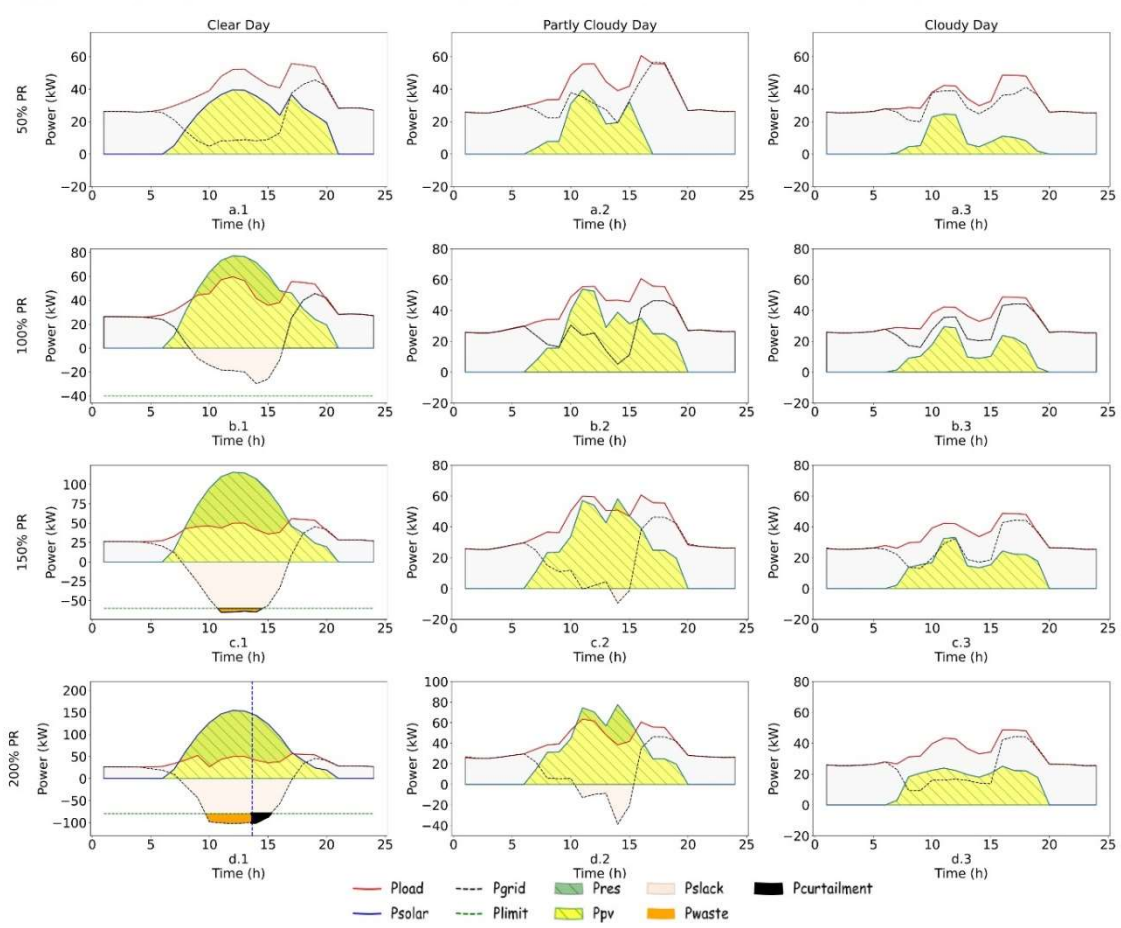
Tablo 3.5 İncelenen senaryoların performanslarının karşılaştırılması

	EDS yok				EDS var			
PO:	**50%**	**100%**	**150%**	**200%**	**50%**	**100%**	**150%**	**200%**
ÖTO	99.85	87.37	68.46	55.13	99.97	95.55	79.24	66.10
SSR	22.22	44.45	66.67	88.90	29.93	54.11	76.94	99.50
SLR	3.73	1.57	1.19	1.26	3.55	1.09	0.80	0.88
PPR	-	-	-	-	26	32	44	49
CLR	-	-	-	-	-	-	100	100

En yaygın kullanılan performans değerleri ÖTO, SSR, SLR, PPR ve CLR, EDS'li durum ve EDS olmayan durumları karşılaştırmak için Tablo 3.5'te verilmiştir. Yük, %50 PO için neredeyse PV üretimini tükettiğinden, ÖTO yaklaşık %100'dür. Bu nedenle, %50 PO için EDS gereksizdir. Güneş enerjisi yükten farklı bir profile sahiptir. EDS'nin bir avantajı, yük ve üretim arasındaki farklılığı ortadan kaldırmasıdır. EDS %50'den daha büyük PO için ÖTO artırabilmektedir. Dolayısıyla, EDS kullanımı ile ÖTO sırasıyla %8,18, %10,78 ve %10,97 oranlarında %100 ve üstü PO için artmıştır. PO arttıkça ÖTO düşüş eğilimi gösteriyor. PO arttıkça SSR yükselme eğilimindedir. SSR %7,7, 9,7, %10,3 ve %10,6 oranında geliştirilebilir. En yüksek SSR, %200 PO için elde edilir. PV-EDS tarafından yerel olarak yük talebinin bir kısmının sağlanması hatlardaki akımı azalttığı için PO arttıkça SLR azalır. Ancak, PO %150'den büyükse, TGA nedeniyle SLR artar. EDS sayesinde SLR, sırasıyla %50, %100, %150 ve %200 PO için %4,8, %30,6, %32,8 ve %30,2 oranında azaltılır. En iyi SLR, %150 PO için elde edilir.

Ayrıca, PPR, EDS kullanılmasıyla tepe güçteki azalmayı gösterir. Özellikle akşam pikleri olmak üzere, pikler %50 PO için %26 ve %100 PO için %32 azalır. Bununla birlikte, %150 ve %200 PO için gözlemlenen pikler, pik talep sırasında (akşam saatleri) değil, pik üretimi (öğlen saatleri) sırasındadır. PPR, %150 ve %200 PO için %44 ve %49 oranında iyileştirildi. Ayrıca, düşük PO'lar için besleme sınırını aşması beklenmediğinden CLR kullanılamaz. Bu nedenle, PO %150'den yüksek olduğunda kısıntı kayıplarıyla karşılaşılabilir. EDS sayesinde kısıntı kayıpları %100 azaltılabilir. Bu teknik ve ekonomik iyileştirmede EDS kullanımının bir avantajıdır.

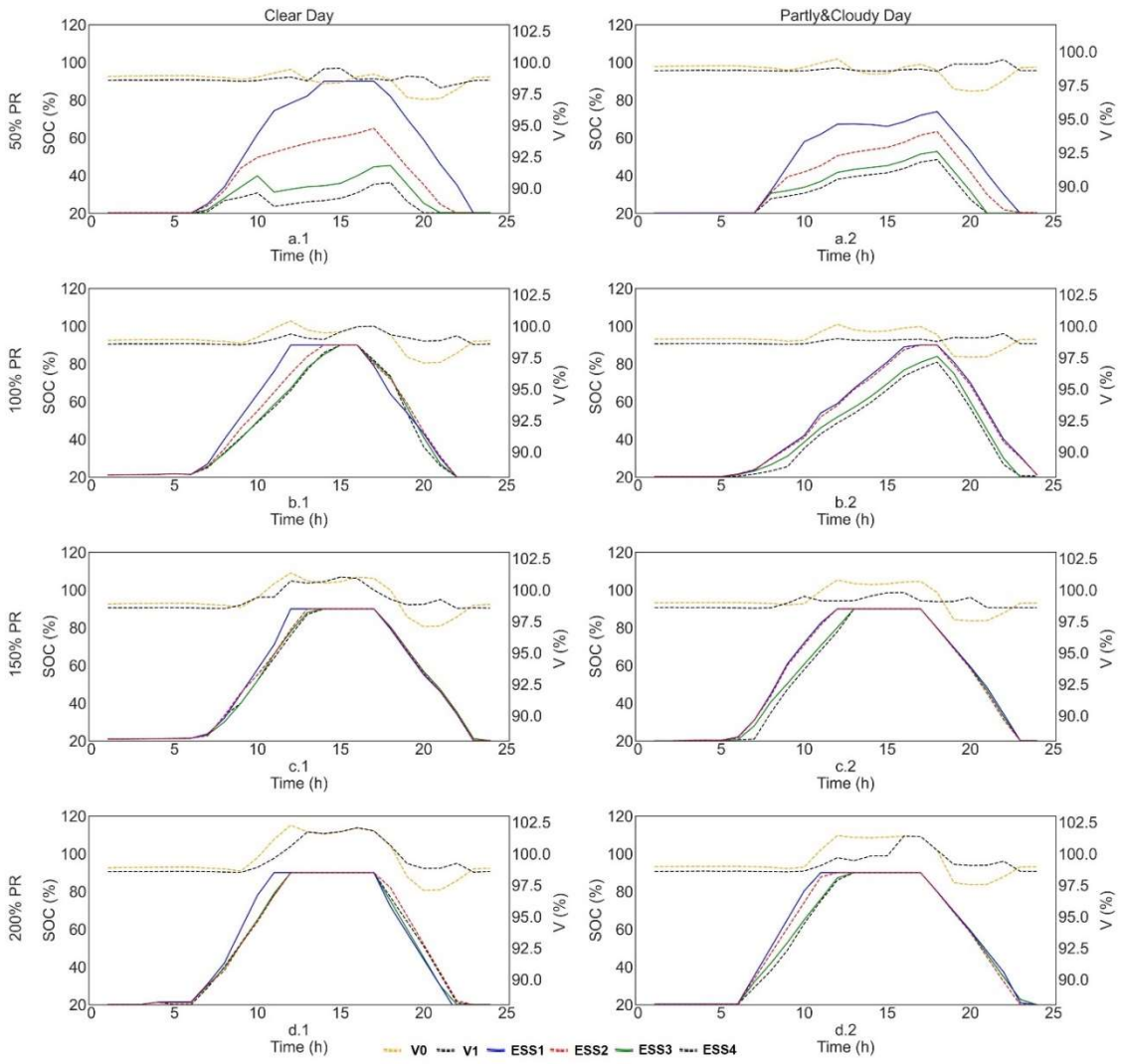
Örnek günlerin PO'ye bağlı günlük güç değişimleri Şekil 3.8'de verilmiştir. Simülasyon sonuçları açık/parçalı bulutlu/bulutlu günler gibi hava koşullarına bölünmüştür. %50 PO için açık günlerde bile neredeyse tüm PV üretiminin yüke aktarılmıştır. Böylece yıl boyunca hemen hemen hiç RP oluşmadığı Şekil 3.8.a.1-2-3'te görülmektedir. Ancak günlük pik yüklenme sırasında şebekeden çekilen güç, PV üretimi ile azaltılır. %100 PO için, PV üretiminin yük talebini aştığı ve AE'nin şebekeye aktarıldığı Şekil 3.8.b.1'de görülmektedir. Ayrıca, besleme sınırlaması (kesikli yeşil çizgi) da aşılmamıştır. Bu nedenle, şebekeden gelen toplam güç azalır. Dolayısıyla, parçalı bulutlu ve bulutlu günlerde TGA önlenir. Gölgeleme etkisi PV oluşumunu azaltır; şebekeden gelen güç biraz azalır.



Şekil 3.8 Örnek günler için PO'ye bağlı güç değişimleri

%150 PO için AE'nin yalnızca belirli açık günlerde besleme sınırını aştığını Şekil 3.8.c.1 göstermektedir. Bu nedenle oluşacak kullanılamayan güç (KG) üreten-tüketicinin bir başka yoğun talebi sırasında kullanmak üzere EDS'de depolanabilir.

Ayrıca parçalı bulutlu günlerde küçük ve kısa RP ve TGA gözlenir. Böylece, şebeke hat kullanımı minimum sürede tutulduğu Şekil 3.8.c.2'de görülmektedir. Bulutlu günlerde, Şekil 3.8.c.3'teki gibi RP görülmez. %200 PO için RP daha uzun sürer ve özellikle açık günlerde daha önemli hale gelir. Bu nedenle en büyük KG Şekil 3.8.d.1'de görülmektedir. KG'nin üreten-tüketicilerin yerel talebinde kullanılması için EDS boyutu tekno-ekonomik olarak optimize edilmiştir. Bu nedenle, KG tamamen depolanamayabilir. Böylece, KG'nin küçük bir kısmına kısıntı uygulanır. Şekil 3.8.d.2-3, parçalı bulutlu ve bulutlu günlerde %150 PO ile benzerlik göstermektedir.



Şekil 3.9 EDS birimlerinin SOC ve gerilim profilleri

Örnek günler için bara gerilimleri ile EDS birimlerinin SOC değişimi Şekil 3.9'de verilmiştir. En çok değişen gerilim profilleri (bara 21), EDS öncesi ve EDS kullanımı sonrası durumları karşılaştırmak için sırasıyla V0 ve V1 ile gösterilmiştir. EDS birimlerinin SOC değişimi, her bir PO için sistem performansının açık ve bulutlu günlerde ayrı ayrı değerlendirilmesi için verilmiştir.

%50 PO için, PV gücü, yük talebinden daha az olduğundan, AE çok azdır ve bazı açık günlerde bile şarjı tamamlanamayan EDS birimlerinin olduğu Şekil 3.9.a.1'de görülmektedir. Ancak gün sonundaki açık ve bulutlu günler için yüksek yük talebinden kaynaklanan gerilim düşümü sınırlanabilmiştir. %100 PO için, Şekil 3.9.b.1-2, EDS'nin açık ve kapalı günlerde tam olarak şarj edilebileceğini gösterir. EDS'nin şarj süresindeki fark, açık ve bulutlu günlerde daha düşük RP oluşumundan kaynaklanmaktadır. PV üretiminin neden olduğu gerilim artışı ve düşümünün ve akşamları tepe yük talebinin sırasıyla iyileştirilmesi, EDS kullanımından önce ve sonra gösterilmektedir. Bu nedenle, %100 PO için EDS kullanmak teknik olarak pratiktir. %150 PO için, Şekil 3.9.c.1-2'deki gerilim profilleri, özellikle açık bir günde büyük bir RP nedeniyle artar. Mevcut AE, açık günlerden daha küçük olduğundan, EDS sayesinde gerilim değişimi aralık içinde tutulur. Ancak açık ve bulutlu günlerde akşam yük pikinin neden olduğu gerilim düşümü gerilim kararlılığını engellemiştir. %200 PO için, Şekil 3.9.d.1-2'de, tüm hava koşulları için oluşan önemli miktarda RP nedeniyle, özellikle açık günlerde EDS şarjının daha erken tamamlandığı görülmektedir. Bu bağlamda, daha büyük bir EDS kullanarak gerilim artışını önlemek mümkündür. Ancak, ek maliyetle EDS boyutunu artırmak yerine fazla enerjiye kısıntı uygulamak azaltmak bir yıl boyunca incelenen bölgenin birkaç gününde ara sıra meydana gelen gerilim artışını ortadan kaldırmak için daha ekonomik bir çözümdür.

Özellikle daha yüksek PO için gerilim kararlılığı sorunlarına daha nadir rastlanır. Besleme gücü sınırlaması, özellikle düşük yük talebi ve yüksek PV üretimi çakıştığında gerilim değişimini azaltır. Böylece AE, gerilimleri düzenlemek için sınırlandırılabilir veya depolanabilir ve kısıntı uygulanabilir [116]. Şebekeyi rahatlatmak için PV üretimini kısıtlayarak, ortak bağlantı noktası (PCC) geriliminin invertörler tarafından 1,1 per-uniti aşması önlenir. Besleme sınırlaması

arttığında, toplam sistem maliyeti artar. Sabit besleme sınırlaması, özellikle benzer PV üretimi ve yük profillerine sahip bölgeler için enerji kesintisini azaltır [48]. Bununla birlikte, sabit besleme sınırlaması, özellikle PV üretimi ve yük profillerinin çok çeşitli olduğu durumlarda, yalnızca bazı enerji kesinti kayıplarını önleyebilir.

3.3 Öz tüketimi artırma ile ilgili ekonomik sonuçlar

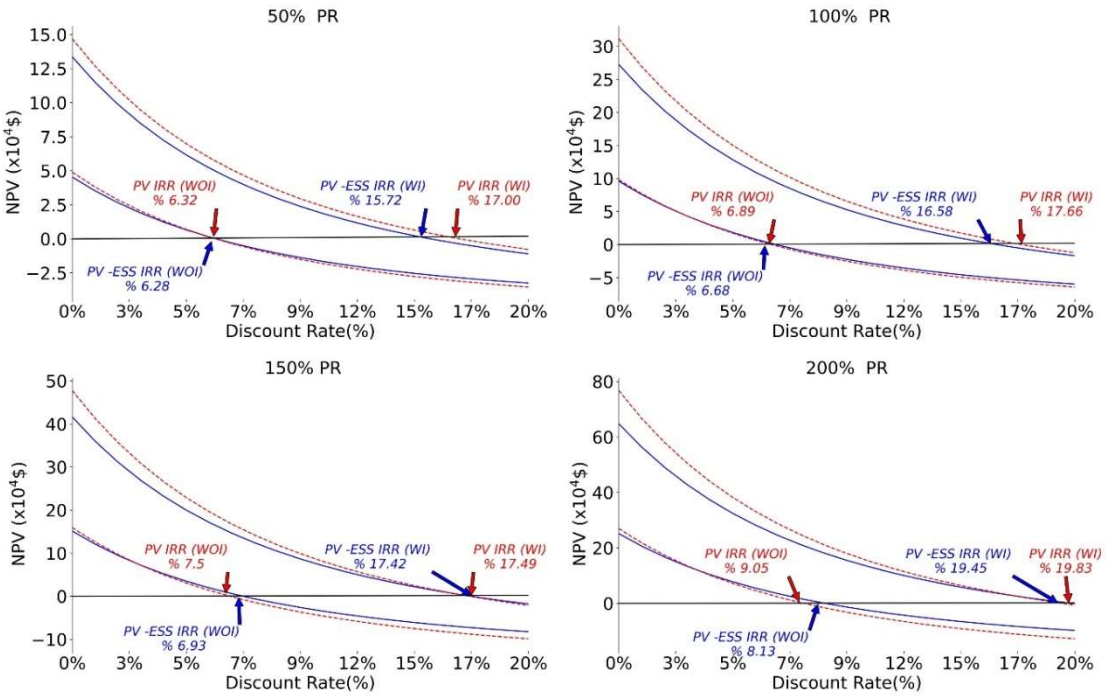
EDS kullanarak öz tüketim artırma çalışmasının amacı AE ve enerji kısıntısını çeşitli PO kapsamında değerlendirerek toplam maliyeti en aza indirerek ekonomik iyileştirme yapmaktır. Bu analizde, değişen PO için farklı konfigürasyonlarda PV ve EDS için teşvikler dikkate alınarak değerlendirilir. PV ile şebeke 1. durumda, PV ve EDS ile şebeke 2. durumda çalıştırılır. Teşviksiz (WOI) yatırımın öz sermaye ile finanse edildiği varsayılır. Aynı zamanda PV'den yapılan enerji satışları normal tarife fiyatı üzerinden hesaplanmaktadır. Ayrıca teşvik (WI) ile yatırım maliyetinin %40'ının kredilendirildiği varsayılarak, kredi geri ödemesinin iki yıl ertelenmesi sağlanmıştır. Yatırıma birçok parametre göz önünde bulundurularak teknik ve ekonomik analizler yapılarak karar verilir. Bir yatırımın başarısı, bir projenin finansman yapısına, kapasitesine ve sağlamlığına ve DPP sürecinin karlılığı ile doğrudan ilişkilidir [117]. Projenin gerçekleşme süresinin önemli ölçüde uzaması, oluşabilecek teknik hatalar ve değişiklikler, idari eksiklikler, ekonomik, finansal, politik ve yasal belirsizlikler risk faktörünü önemli ölçüde artırmaktadır. Yatırım projelerinin belirlenmesinde, analiz edilmesinde ve en uygun yatırım kararının verilmesinde belirli endekslere dayalı çıkarımlar yapılır. İç verim oranı (IRR), iskontolu geri ödeme süresi (DPP), net şimdiki değer (NPV) ve seviyelendirilmiş enerji maliyeti, projeler için mümkün olan en iyi kararları göstermek için aktif olarak kullanılan tekno-ekonomik ölçütler arasındadır. Bu göstergelerin performansı genel olarak aşağıdakilere göre belirlenir: anlaşılması ve hesaplanması kolay; karlılığı ölçebilen, likiditeden emin olmak, riskleri ayarlamak, tüm nakit akışlarını dikkate almak, servet maksimizasyonu hedefiyle tutarlı olarak paranın zaman değerini ayarlamak, ara nakit girişinin gerçekçi yeniden yatırımını varsaymak. Bu göstergelerin hiçbiri bir seferde bu belirsizliklere tek başına cevap veremedi. Ancak bir yatırımı NPV ve DPP'yi dikkate alarak değerlendirmek diğer

göstergelere göre daha doğrudur. Ekonomik fizibilite Tablo 3.6'da NPV, DPP ve IRR dikkate alınarak analiz edilmiştir.

Tablo 3.6 Teşvikleri karşılaştıran ekonomik göstergeler

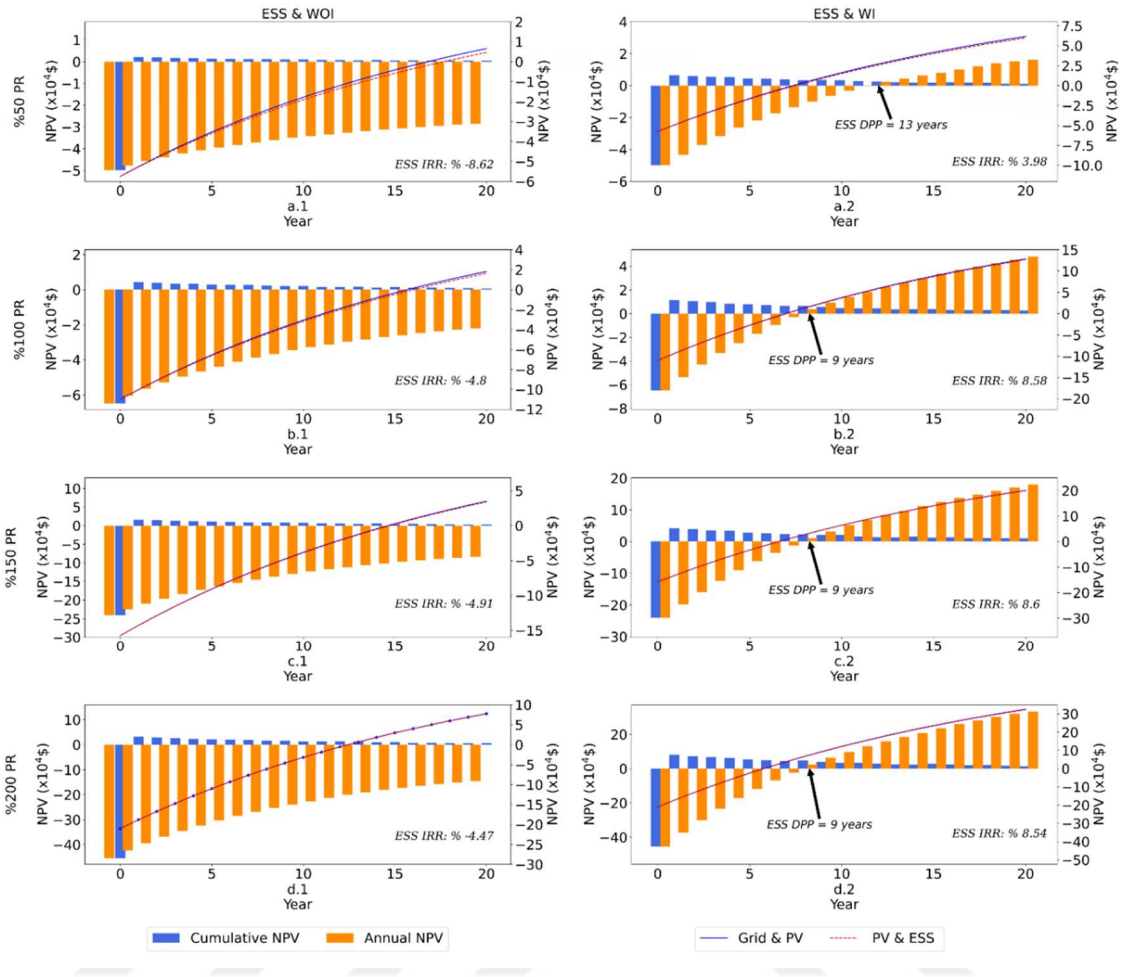
		Teşviksiz (WOI)				**Teşvikli (WI)**			
	PO (%)	**50**	**100**	**150**	**200**	**50**	**100**	**150**	**200**
Durum 1: Grid + PV	DPP (yıl)	16	16	15	13	7	7	7	6
	IRR (%)	6.32	6.89	7.50	9.05	15.72	16.58	17.49	19.88
Durum 2: Grid+PV +EDS	DPP (yıl)	17	17	16	14	7	7	7	6
	IRR (%)	6.28	6.68	6.93	8.13	17.00	17.66	17.42	19.45
	ΔNPV (%)	-5.42	-5.99	-11.93	-8.25	13.36	14.51	12.68	15.03

Yatırımın marjinal verimliliği olarak da adlandırılan IRR, NPV'yi sıfır yapan orandır. Proje yatırımlarına karlılık oranları karşılaştırılarak karar verilir. Proje kabul edilebilirliği, teknik ve ekonomik risk faktörlerine ve yatırımcının karlılık beklentisine göre değişmekle birlikte, IRR beklenen karlılık oranından büyük ise ilgili proje kabul edilebilir. Tablo 3.6'da her PO için IRR artışı gösterilmektedir. Ancak, EDS yatırımının düşük getirisi nedeniyle durum 1'e kıyasla durum 2'de IRR azalır. Bu nedenle, EDS entegrasyonu, teşvik olmaksızın bir yıl sonra her PO için DPP'nin aşırı artışına yol açtı. Etkin işletme süresinin 20 yıl olduğu düşünüldüğünde, her iki durumda da yatırımlar teşvik olmadan ekonomik olarak uygun değildir. Bu nedenle teşvikler ile DPP yaklaşık on yıl kısaltıldı ve IRR de arttı. Ancak, PO değişmesine rağmen teşvikli EDS yatırımı için DPP aynı süreyi koruyor. Bu itibarla, esas olarak bir teşvik varsa, EDS yatırımının uygulanabilir olduğu görülmektedir. 2. durumda, NPV teşvik olmaksızın %5-8 oranında azaltılmıştır. Dolayısıyla, EDS yatırımının uygulanabilir olmadığı görülmektedir. Öte yandan, teşvik nedeniyle NPV %12-15 arttığı için EDS yatırımı yapılabilir. Yani teşvik, NPV ortalama %20 oranında iyileştirdi.



Şekil 3.10 Vakaların iskonto oranına bağlı olarak NPV değişimleri

Yatırım kabul edilebilirliğini etkileyen en kritik parametrelerden biri Şekil 3.10'da gösterildiği gibi iskonto oranı değişimleridir. Ancak, iskonto oranı %16-17'yi aşarsa, NPV negatife döner ve bu da yatırımın bir teşvikle bile karlı olmadığını gösterir. Öte yandan, iskonto oranı %6-7'den az ise teşvik olmadan yatırım yine karlı değildir. Her iki duruma ait geri ödeme süresi ve EDS için hesaplanan IRR değerleri Şekil 3.11'de verilmiştir. Çubuk grafikler EDS yatırımının sadece NPV değerlerini gösterirken, kırmızı çizgi durum 1'i, mavi çizgi ise durum 2'nin geri ödeme süresini göstermektedir., teşviksiz her PO için IRR negatif olduğu Şekil 3.11'de (a.1-b.1-c.1-d.1) görülmektedir. IRR %6'lık iskonto oranından çok daha düşük olduğu ve dolayısıyla ekonomik olmadığı açıktır. EDS yatırımı, PV'nin DPP'sini olumsuz etkiler çünkü yatırım, teşvikler olmaksızın tamamen öz sermaye ile karşılanır. %50 PO için, yetersiz AE nedeniyle teşvik olmadan EDS'nin olumsuz etkisi daha belirgindir. Örneğin, IRR, %50 PO altında %6,17 oranında azaltılır. Bununla birlikte, IRR, %50'den daha büyük PO'ler altında yalnızca 2,76, 0,93 ve 0,11 oranında azalır. Şekil 9'da (a.2-b.2-c.2-d.2) EDS yatırımlarının teşvikli her PO için amorti edildiği görülmektedir. Bununla birlikte, DPP, yetersiz AE nedeniyle %50 PO'nin altında 13 yıldır; PO %50'den büyükse DPP'ler 9 yıla iner.



Şekil 3.11 EDS yatırıma ilişkin DPP ve NPV

3.4 Tartışmalar

3.4.1 Şebeke yatırım öteleme

Bazı çalışmalar, GP kapsamında dağıtık üretim için odaklanır, ancak herhangi bir EDS dikkate almaz [34]. EDS, DSO'lar ve üreten-tüketiciler için faydaları en üst düzeye çıkarmak adına GP kapsamında PV ile kullanılabilir. Ancak, PV ve EDS'den gelen ek yükler ve yatırım maliyetleri dikkate alınmamıştır [5]. Ayrıca, EDS kullanılarak GP yapıldığında, toplam iletim sistem maliyetini yaklaşık %13,1 oranında azaltmaya ve gerilim profilini yaklaşık %18,5 oranında iyileştirmeye yardımcı olabilir [1], [33], [39]. Ancak, bu çalışmalar daha yüksek kapasiteler kullanır ve pahalı EDS türlerine odaklanır. Önerilen başka bir GP yöntemi, bir orta gerilim dağıtım şebekesinde güç kaybını %25'e kadar azaltabilir ve gerilim sapmasını yaklaşık %13,3 ile sınırlayabilir [101]. Sunulan çalışmanın bulgularına

göre, yenilenecek hatların toplam uzunluğu %72,6'ya kadar azaltılabilmektedir. Yani yenilenen toplam hat sayısı %77,78'e düşürülmüştür. Önerilen yöntem, DES'in toplam güç kayıplarını yaklaşık %34,8 oranında azaltmıştır. DES'in toplam işletme maliyetleri HYM'nin ertelenmesi nedeniyle %66,38'e kadar azaltılabilir. Ayrıca DES hatlarındaki akım arttıkça bara gerilim düşümleri de artar. Bu nedenle, bara gerilimlerinin limitleri aşmasını önlemek için bazı önlemler alınmalıdır. EDS, özellikle hat sonuna yakın yükleri destekleyebilir ve bara gerilimlerini iyileştirmeye yardımcı olabilir [55]. EDS'li GP, özellikle pik saatlerde bara gerilimlerini iyileştirebilir, böylece o andaki talebi karşılamak için EDS'nin boşaltılması yoluyla gerilim düşümü daha az olur. YBK göz önüne alındığında, bara gerilimi sapmaları operasyonun başlangıcından sonuna kadar %12,13 ile sınırlıdır. Vaka 7 maliyet düşürme açısından en uygun iken, durum 2 gerilim iyileştirmesi için daha iyidir.

EDS yatırımıyla ilgili çalışmalar, sürekli gelişen EDS teknolojilerinin maliyetine dayanmaktadır. Literatürde EDS için maliyet projeksiyonları kısa ve uzun vadede verilmiştir. Kısa vadeli tahminler, EDS'nin kurulum maliyetinin 2030'da %21-67 oranında azalacağını ifade etmektedir. Uzun vadeli tahminler, 2050 için %31'den fazlasını ve %80'den çok daha fazlasını içermemektedir [118]. Yakında EDS fiyatlarında daha fazla düşüş bekleniyor. Bu yazıda kullanılan YBK, iyi gelişmiş bölgeleri temsil etmektedir. Gelişmekte olan bölgeler %7-10 gibi daha yüksek bir YBK'ye sahip olduğu düşünülürse, EDS'li GP'nin faydaları daha önemlidir.

Bu çalışmada sunulduğu gibi, önerilen yaklaşımlar, DES operatörlerinin, hat yenileme masraflarının ve güç kayıplarının azalması nedeniyle işletme ve yatırım maliyetlerini azaltmalarına yardımcı olur. Ayrıca araştırılan seçenekler, sistemde EDS'nin etkin kullanımı ile daha yüksek gerilim kalitesine sahip DES operatörlerinin hizmet kalitesini artırmıştır. Bu nedenle, EDS operatörleri de dahil olmak üzere tüm enerji piyasası katılımcıları için daha uygun bir seçenek olacak şekilde, EDS'nin toplam maliyetlerinin önümüzdeki on yılda önemli ölçüde azalacağı tahmin edilmektedir. Öte yandan, hat yenilemeleri, trafik sıkışmalarına ve hava/gürültü kirliliğine neden olabilecek inşaat işlemlerini gerektirmektedir. EDS'li GP'nin teknik faydalarının yanı sıra, önerilen yöntemle bu problemler şehir içi yaşam konforunu engellemeden aşılmaktadır.

3.4.2 Öz tüketim artırma

Daha yüksek güneş penetrasyonlarının enerji arz-talep dengesi üzerindeki bozucu etkileri, besleme sınırlamasına neden olur. Bu nedenle, besleme sınırlamasının önemli bir anlamı, PV üretimin teşviklerinde ve kurulumunda bir düşüş veya kısıtlamadır. Tezin ikinci bölümü güneş enerjisinin penetrasyonunu artırmak ve ortak enerji depolama kullanarak öz tüketim oranlarını maksimize etmektedir. Bu sonuçlar, EDS'nin ÖTO ve SSR'yi iyileştirdiğini, güç dengesini sağladığını ve kapasite sorunlarını azalttığını gösteren diğer çalışmalarla uyumludur. Böylece, EDS sayesinde AE kullanılarak, üreten-tüketicilerin ekonomik faydaları artırılır. Bu çalışma paylaşılan EDS faydalarını ana faktörlerin nasıl yönlendirdiğini bulmak için bir pilot çalışma sunar. Ekonomik çıktılar AE ve PO'a bağlı olarak değişir. %50 PO ile ilgili ilk bulgu, EDS kullanımının ne teknik ne de ekonomik olarak önemli ölçüde fayda sağlamadığıdır. İkinci olarak, besleme limiti %100 PO altında aşılmadığından önemli bir enerji kısıntısı olmamasına rağmen, EDS teknik faydalar sağlar. Ayrıca, %150'den daha yüksek PO için EDS enerji kayıplarını azaltır ve kısıntı kayıplarını geri kazanır. Teknik sonuçlar olumlu olmasına rağmen, finansal sonuçlar çeşitli PO için farklılık göstermektedir. Teşviklerin yokluğunda, PV'yi EDS ile desteklemek ekonomik olarak uygun değildir. Teşviklerin AE'ye bağlı tüm PO'lerde faydaları artırdığına dair gözlemlerimiz yeni değildir. Ancak, DPP, NPV ve IRR gibi yaygın olarak kullanılan yatırım ekonomik göstergelerini kullanarak faydaların duyarlılık analizi, teşvik ile DPP arasında güçlü bir ilişki olduğunu ortaya koymuştur. Dolayısıyla bulgular, bu yaklaşımın DPP süreleri ve IRR değerleri dikkate alınarak EDS yatırımının daha gerçekçi bir değerlendirmesi için de yardımcı olabileceğini düşündürmektedir. Sonuç olarak, elde edilen DPP ve IRR değerleri dikkate alındığında, herhangi bir PV-EDS konfigürasyonu, teşvik olmayan durum için ekonomik değildir. Teşvik varsa, NPV'nin %15 artması durumunda DPP süreleri on yıldan daha az kabul edilebilir bir düzeye indirilir. Yatırımın karlılığı iskonto oranına son derece duyarlıdır. İskonto oranı arttıkça teşvikler olsa bile yatırımın karlılığı düşmektedir. EDS yatırımlarının karlılığı doğrudan yenilenebilir enerji ile ilgili olduğundan, bölgenin iklimsel özellikleri aynı PO altında çok farklı ekonomik sonuçlar verebilmektedir. Çalışma, EDS'nin özellikle akşamları üretim ve yük piklerini %26-49 oranında

azalttığını gösteriyor. SLR'de bir azalma ve kısıtlı enerjinin ortadan kaldırılması, ÖTO ve NPV artmasına yol açar. Sonuçlar, bölgesel hava ve ekonomik koşullar göz önünde bulundurularak farklı tüketici topluluklarına genişletilebilir. Gerçekleştirilen finansal analiz, bu sistemlerin Türkiye'deki enerji piyasası ve ekonomik koşullar altında ekonomik olarak uygulanabilirliğini kanıtlamaktadır. Bununla birlikte, açık, parçalı bulutlu ve bulutlu gün sayısı gibi hava koşullarına bağlı olarak ekonomik faydalar ötelenir. Mali kaygılar nedeniyle, güç sistemi ve üreten-tüketiciler için ortak bir EDS kullanarak ÖTO artırmak önemli bir fırsattır. Dolayısıyla, CO_2 emisyonlarının ve enerji maliyetinin azaltılmasıyla sürdürülebilir enerji ve çevre hedeflerine ulaşılabileceği görülmektedir.

4
SONUÇ VE ÖNERİLER

4.1 Yatırım öteleme

Dalgalı üretimi ve kontrol edilemeyen güç çıkışı olan YEK'in artan penetrasyonu, DES operatörleri için şebeke entegrasyonunda ek zorluklara neden olur. Mobil ve sabit EDS gibi derin elektrifikasyon seçenekleri, yüksek YEK penetrasyonu için şebeke entegrasyonuna potansiyel çözüm olarak akıllı şebekeler kapsamında giderek daha önemli hale geliyor. Bu tezde, DES operatörlerinin hat yenileme maliyetlerini ertelemesi ve azaltması için EDS kullanan bir genişletme planlama yöntemi önerildi. Önerilen yöntemin benzetim çalışmaları IEEE-33 test modelinde PSS® Sincal yazılımı yardımıyla merkezi ve dağıtık EDS tahsisi dikkate alınarak farklı vaka incelemeleriyle gerçekleştirilmiştir. 20 yıllık işletmenin benzetim sonuçlarına göre, toplam hat yenilemelerinin %70'inden fazlası en az dört yıl ötelenebilir. Örnek vakaların toplam maliyetini karşılaştırmak için yenilenecek her bir hattın uzunluğu ve yenileneceği yıllar belirtildi. Böylece, DES'in toplam işletme maliyeti, LA tipi EDS kullanılarak %66'ya kadar azaltılabilir. Ayrıca DES'in güç kayıpları azaltılmış ve gerilim profilleri iyileştirilmiştir. Yatırım karar vericilerinin, kullanım ömrü, verimlilik ve benzer teknik performans ölçütleri açısından EDS teknolojilerinin olası fiyat düşüşlerini ve sürekli gelişimlerini izlemeleri önerilir. EDS'lerin yatırım ve işletme maliyetlerinde bir azalmanın, gelecekteki DES entegrasyonları için tekno-ekonomik kullanılabilirliği artırması bekleniyor. Ek olarak, politika yapıcılara, bu tür teknolojiler daha rekabetçi hale gelene kadar hat yenileme yatırımlarının ertelenmesi de dahil olmak üzere, çeşitli EDS kullanım seçeneklerini desteklemek için yeni teşvik mekanizmaları oluşturmaları tavsiye edilir. Son olarak, EDS'nin DES ve mikro şebekelerdeki performansı, ileriki çalışmalarda gerçek uygulama ile araştırılmalıdır.

4.2 Öz tüketim artırma

Enerji sektörünün karbondan arındırılması, fosil yakıta dayalı enerji kaynaklarına bağımlılığı azaltan yenilenebilir enerji kaynaklarının payını artırmayı hedefleyen yatırımcılar ve hükümetler için yükselen trendlerden biri haline geliyor. Bu geçiş, PV güneş enerjisi gibi daha yüksek miktarlarda yenilenebilir enerji kaynaklarını güç sistemine entegre eden gelişmiş çözümlerin kullanılmasını gerektirir. PV panellerinin yaygınlaşması nedeniyle ortaya çıkan teknik sorunlar, kapasite ve güç kalitesiyle ilgili konularda şebeke operatörlerine sınırlamalar ve zorluklar getirir. Bu çalışma, çeşitli penetrasyon seviyeleri altında, üreten-tüketici topluluğunun öz tüketim oranlarını ve güç kalitesini maksimize etmeyi amaçlamıştır. Üreten-tüketici topluluğu içinde paylaşılan EDS kullanmanın avantajları, depolama gerektirmeyen temel durumla karşılaştırılır. Ayrıca, güç dağıtım kalitesi dikkate alınarak EDS üniteleri tahsis edilir. Öz tüketim oranı ile iskontolu geri ödeme süresi arasındaki ilişki çeşitli penetrasyon oranları altında incelenmiştir. PV-EDS yatırımı için olası teşviklerin duyarlılık analizi ekonomik parametrelere göre yapılmıştır. EDS birimlerinin optimal tahsisi, genetik ve yeni en iyi algoritması kullanılarak yapılmıştır. Üreten-tüketicileri öz tüketimi artırmaya ve EDS'yi kullanmaya teşvik eden teşviklerin etkileri incelenmiştir. EDS'nin kullanılması, tepe gücünü %49'a kadar azaltır ve incelenen durumlar için şebeke rahatlaması sağlar. Ayrıca, enerji kısıntısını önlemek için artık enerjiyi öz tüketime dönüştürmek, daha yüksek penetrasyon seviyeleri için mümkün olmaktadır. Ayrıca, ekonomik parametreler duyarlılık analizlerinde değerlendirilen tüm senaryoları önemli ölçüde etkilemektedir. Yenilenebilir kaynakların yüksek penetrasyonu, güç kalitesinin bozulmasına neden olur. Penetrasyon %200'e ulaşmadıkça gerilim dalgalanmaları enerji depolama ile azaltlabilir. Sonuç olarak, paylaşılan enerji depolaması, üreten-tüketici topluluğu içinde öz tüketim oranlarını %11'e kadar artırmıştır. Önerilen yöntem, önemli ekonomik faydalar ve güç kalitesini iyileştirme imkânı sunar. Ek olarak, özellikle elektrik şebekesinde yenilenebilir penetrasyon seviyeleri arttıkça, üreten-tüketicilerin öz tüketimi iyileştirmek için EDS ihtiyacı vardır. Ayrıca, ekonomik parametreler duyarlılık analizlerinde değerlendirilen tüm senaryoları önemli ölçüde etkilemektedir. EDS entegrasyonu, teşvik olmaksızın bir yıl sonra tüm penetrasyon oranları için

DPP'nin amortisman süresini aşmasına yol açmıştır. Teşvikle birlikte DPP yaklaşık on yıl kısalmış ve IRR artmıştır. Daha doğrusu teşvik, NPV ortalama %20 oranında iyileştirmiştir. İskonto oranı %16'yı aşarsa yatırım teşviklerle bile ekonomik olarak mümkün olmayabilir. Bununla birlikte, az miktarda AE nedeniyle %50 PO koşullarında DPP 13 yıldır. Bu bağlamda, %50'den büyük her PO için DPP 9 yıla düşmektedir. EDS'nin olumsuz etkisi, AE eksikliği nedeniyle %50 PO için önemlidir. Ancak, bu etki daha yüksek PO'ler için sınırlıdır. Önerilen yaklaşım, çeşitli penetrasyon seviyelerinde bir üreten-tüketici topluluğu için güç kalitesi ve öz tüketim oranlarını iyileştirmek ile ilgili önemli faydalar sağlamıştır. Politika yapıcıların, YEP ve mikro şebekeler için EDS'yi teşvik etmek için yenilikçi destek mekanizmaları gibi yeni destekleme politikası araçları tasarlamaları önerilir. Blok zinciri ve yapay zekâ gibi yeni nesil dijital teknolojilerin yeni iş planlarının etkinleştiricileri olarak kullanılacağı çevresel faydaları ölçerek karbonsuzlaştırma etkilerini araştırmak için ek uzantıları kanıtlamak için daha fazla araştırmaya ihtiyaç var.

KAYNAKÇA

[1] M. Katsanevakis, R. A. Stewart, and L. Junwei, “A novel voltage stability and quality index demonstrated on a low voltage distribution network with multifunctional energy storage systems,” *Electr. Power Syst. Res.*, vol. 171, no. January, pp. 264–282, 2019, doi: 10.1016/j.epsr.2019.01.043.

[2] C. J. Bennett, R. A. Stewart, and J. W. Lu, “Development of a three-phase battery energy storage scheduling and operation system for low voltage distribution networks,” *Appl. Energy*, vol. 146, pp. 122–134, May 2015, doi: 10.1016/j.apenergy.2015.02.012.

[3] J. Tant, F. Geth, D. Six, P. Tant, and J. Driesen, “Multiobjective battery storage to improve PV integration in residential distribution grids,” *IEEE Trans. Sustain. Energy*, vol. 4, no. 1, pp. 182–191, 2013, doi: 10.1109/TSTE.2012.2211387.

[4] C. Venu, Y. Riffonneau, S. Bacha, and Y. Baghzouz, “Battery storage system sizing in distribution feeders with distributed photovoltaic systems,” *2009 IEEE Bucharest PowerTech Innov. Ideas Towar. Electr. Grid Futur.*, pp. 1–5, 2009, doi: 10.1109/PTC.2009.5282093.

[5] A. Fichera, A. Pluchino, and R. Volpe, “Modelling Energy Distribution in Residential Areas: A Case Study Including Energy Storage Systems in Catania, Southern Italy,” *Energies*, vol. 13, no. 14, p. 3715, Jul. 2020, doi: 10.3390/en13143715.

[6] S. M. Tercan, E. Gokalp, and B. Kekezoglu, “Economic Analysis of Energy Storage Preventing Energy Outages in Distribution Grid in Turkey,” in *2018 6th International Conference on Control Engineering & Information Technology (CEIT)*, Oct. 2018, no. 3, pp. 1–4. doi: 10.1109/CEIT.2018.8751933.

[7] A. Fleischhacker, G. Lettner, D. Schwabeneder, and H. Auer, “Portfolio optimization of energy communities to meet reductions in costs and emissions,” *Energy*, vol. 173, pp. 1092–1105, Apr. 2019, doi: 10.1016/j.energy.2019.02.104.

[8] D. Q. Hung, N. Mithulananthan, and K. Y. Lee, “Determining PV penetration for distribution systems with time-varying load models,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 29, no. 6, pp. 3048–3057, 2014, doi: 10.1109/TPWRS.2014.2314133.

[9] N. Jayasekara, M. A. S. Masoum, and P. J. Wolfs, “Optimal operation of distributed energy storage systems to improve distribution network load and generation hosting capability,” *IEEE Trans. Sustain. Energy*, vol. 7, no. 1, pp. 250–261, 2016, doi: 10.1109/TSTE.2015.2487360.

[10] M. Nick, R. Cherkaoui, and M. Paolone, “Optimal Planning of Distributed Energy Storage Systems in Active Distribution Networks Embedding Grid Reconfiguration,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 33, no. 2, pp. 1577–1590,

Mar. 2018, doi: 10.1109/TPWRS.2017.2734942.

[11] J. Münderlein, M. Steinhoff, S. Zurmühlen, and D. U. Sauer, “Analysis and evaluation of operations strategies based on a large scale 5 MW and 5 MWh battery storage system,” *J. Energy Storage*, vol. 24, no. April, p. 100778, Aug. 2019, doi: 10.1016/j.est.2019.100778.

[12] A. S. A. A. Awad, T. H. M. M. EL-Fouly, and M. M. A. Salama, “Optimal ESS Allocation for Load Management Application,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 30, no. 1, pp. 327–336, Jan. 2015, doi: 10.1109/TPWRS.2014.2326044.

[13] A. S. A. Awad, T. H. M. El-Fouly, and M. M. A. Salama, “Optimal ESS Allocation for Benefit Maximization in Distribution Networks,” *IEEE Trans. Smart Grid*, vol. 8, no. 4, pp. 1668–1678, 2017, doi: 10.1109/TSG.2015.2499264.

[14] U. P. Müller *et al.*, “Integrated techno-economic power system planning of transmission and distribution grids,” *Energies*, vol. 12, no. 11, pp. 1–30, 2019, doi: 10.3390/en12112091.

[15] R. C. Leou, “An economic analysis model for the energy storage system applied to a distribution substation,” *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 34, no. 1, pp. 132–137, 2012, doi: 10.1016/j.ijepes.2011.09.016.

[16] F. A. Chacra, P. Bastard, G. Fleury, and R. Clavreul, “Impact of energy storage costs on economical performance in a distribution substation,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 20, no. 2, pp. 684–691, 2005, doi: 10.1109/TPWRS.2005.846091.

[17] H. A. Gil and G. Joos, “On the quantification of the network capacity deferral value of distributed generation,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 21, no. 4, pp. 1592–1599, 2006, doi: 10.1109/TPWRS.2006.881158.

[18] S. R. Deeba, R. Sharma, T. K. Saha, D. Chakraborty, and A. Thomas, “Evaluation of technical and financial benefits of battery-based energy storage systems in distribution networks,” *IET Renew. Power Gener.*, vol. 10, no. 8, pp. 1149–1160, 2016, doi: 10.1049/iet-rpg.2015.0440.

[19] G. Celli, S. Mocci, F. Pilo, and M. Loddo, “Optimal integration of energy storage in distribution networks,” *2009 IEEE Bucharest PowerTech Innov. Ideas Towar. Electr. Grid Futur.*, pp. 1–7, 2009, doi: 10.1109/PTC.2009.5282268.

[20] A. Zidan, M. F. Shaaban, and E. F. El-Saadany, “Long-term multi-objective distribution network planning by DG allocation and feeders’ reconfiguration,” *Electr. Power Syst. Res.*, vol. 105, pp. 95–104, 2013, doi: 10.1016/j.epsr.2013.07.016.

[21] P. Meneses De Quevedo, J. Contreras, M. J. Rider, and J. Allahdadian, “Contingency Assessment and Network Reconfiguration in Distribution Grids Including Wind Power and Energy Storage,” *IEEE Trans. Sustain. Energy*, vol. 6, no. 4, pp. 1524–1533, 2015, doi: 10.1109/TSTE.2015.2453368.

[22] S. N. Ravadanegh, M. R. J. Oskuee, and M. Karimi, “Multi-objective

planning model for simultaneous reconfiguration of power distribution network and allocation of renewable energy resources and capacitors with considering uncertainties," *J. Cent. South Univ.*, vol. 24, no. 8, pp. 1837–1849, 2017, doi: 10.1007/s11771-017-3592-8.

[23] M. A. Kashem and G. Ledwich, "Energy requirement for distributed energy resources with battery energy storage for voltage support in three-phase distribution lines," *Electr. Power Syst. Res.*, vol. 77, no. 1, pp. 10–23, 2007, doi: 10.1016/j.epsr.2006.01.008.

[24] H. Saboori, R. Hemmati, and V. Abbasi, "Multistage distribution network expansion planning considering the emerging energy storage systems," *Energy Convers. Manag.*, vol. 105, pp. 938–945, 2015, doi: 10.1016/j.enconman.2015.08.055.

[25] Xiong and Nour, "Techno-Economic Analysis of a Residential PV-Storage Model in a Distribution Network," *Energies*, vol. 12, no. 16, p. 3062, Aug. 2019, doi: 10.3390/en12163062.

[26] A. Purvins and M. Sumner, "Optimal management of stationary lithium-ion battery system in electricity distribution grids," *J. Power Sources*, vol. 242, no. 2013, pp. 742–755, 2013, doi: 10.1016/j.jpowsour.2013.05.097.

[27] Y. M. Atwa and E. F. El-Saadany, "Optimal allocation of ESS in distribution systems with a high penetration of wind energy," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 25, no. 4, pp. 1815–1822, 2010, doi: 10.1109/TPWRS.2010.2045663.

[28] J. Eyer and G. Corey, "Energy storage for the electricity grid : benefits and market potential assessment guide : a study for the DOE Energy Storage Systems Program.," Albuquerque, NM, and Livermore, CA (United States), Feb. 2010. doi: 10.2172/1031895.

[29] H. Chen, T. N. Cong, W. Yang, C. Tan, Y. Li, and Y. Ding, "Progress in electrical energy storage system: A critical review," *Prog. Nat. Sci.*, vol. 19, no. 3, pp. 291–312, Mar. 2009, doi: 10.1016/j.pnsc.2008.07.014.

[30] C. Crampes and J. M. Trochet, "Economics of stationary electricity storage with various charge and discharge durations," *J. Energy Storage*, vol. 24, no. August 2018, p. 100746, 2019, doi: 10.1016/j.est.2019.04.020.

[31] D. Akinyele, J. Belikov, and Y. Levron, "Battery storage technologies for electrical applications: Impact in stand-alone photovoltaic systems," *Energies*, vol. 10, no. 11, pp. 1–39, 2017, doi: 10.3390/en10111760.

[32] M. Ata, A. K. Erenoglu, I. Sengor, O. Erdinc, A. Tascikaraoglu, and J. P. S. Catalao, "Optimal Operation of a Smart Multi-Energy Neighborhood," in *2019 IEEE Milan PowerTech*, Jun. 2019, pp. 1–6. doi: 10.1109/PTC.2019.8810890.

[33] M. Larsen and E. Sauma, "Economic and emission impacts of energy storage systems on power-system long-term expansion planning when considering multi-stage decision processes," *J. Energy Storage*, vol. 33, no. September 2020, p. 101883, 2021, doi: 10.1016/j.est.2020.101883.

[34] T. F. Agajie, B. Khan, H. H. Alhelou, and O. P. Mahela, "Optimal expansion

planning of distribution system using grid-based multi-objective harmony search algorithm," *Comput. Electr. Eng.*, vol. 87, no. August, p. 106823, 2020, doi: 10.1016/j.compeleceng.2020.106823.

[35] A. S. A. Awad, T. H. M. EL-Fouly, and M. M. A. Salama, "Optimal ESS Allocation and Load Shedding for Improving Distribution System Reliability," *IEEE Trans. Smart Grid*, vol. 5, no. 5, pp. 2339–2349, Sep. 2014, doi: 10.1109/TSG.2014.2316197.

[36] H. Saber, M. Moeini-Aghtaie, and M. Ehsan, "Developing a multi-objective framework for expansion planning studies of distributed energy storage systems (DESSs)," *Energy*, vol. 157, pp. 1079–1089, 2018, doi: 10.1016/j.energy.2018.06.081.

[37] A. Trpovski, P. Banerjee, Y. Xu, and T. Hamacher, "A Hybrid Optimization Method for Distribution System Expansion Planning with Lithium-ion Battery Energy Storage Systems," in *2020 IEEE Sustainable Power and Energy Conference (iSPEC)*, Nov. 2020, pp. 2015–2021. doi: 10.1109/iSPEC50848.2020.9351208.

[38] S. Tsianikas, N. Yousefi, J. Zhou, M. D. Rodgers, and D. Coit, "A storage expansion planning framework using reinforcement learning and simulation-based optimization," *Appl. Energy*, vol. 290, no. October 2020, p. 116778, 2021, doi: 10.1016/j.apenergy.2021.116778.

[39] M. R. Ansari, S. Pirouzi, M. Kazemi, A. Naderipour, and M. Benbouzid, "Renewable Generation and Transmission Expansion Planning Coordination with Energy Storage System: A Flexibility Point of View," *Appl. Sci.*, vol. 11, no. 8, p. 3303, 2021, doi: 10.3390/app11083303.

[40] Siemens, "PSS®SINCAL." Accessed: Apr. 29, 2020. [Online]. Available: https://new.siemens.com/global/en/products/energy/services/transmissiondistribution-smart-grid/consulting-and-planning/pss-software/pss-sincal/psssincal.html

[41] M. Kühnbach, A. Bekk, and A. Weidlich, "Towards improved prosumer participation: Electricity trading in local markets," *Energy*, vol. 239, p. 122445, Jan. 2022, doi: 10.1016/j.energy.2021.122445.

[42] A. D. Mustika, R. Rigo-Mariani, V. Debusschere, and A. Pachurka, "A two-stage management strategy for the optimal operation and billing in an energy community with collective self-consumption," *Appl. Energy*, vol. 310, no. February, p. 118484, 2022, doi: 10.1016/j.apenergy.2021.118484.

[43] D. Zarrilli, A. Giannitrapani, S. Paoletti, and A. Vicino, "Energy Storage Operation for Voltage Control in Distribution Networks: A Receding Horizon Approach," *IEEE Trans. Control Syst. Technol.*, vol. 26, no. 2, pp. 599–609, 2018, doi: 10.1109/TCST.2017.2692719.

[44] S. M. Tercan, O. Elma, E. Gokalp, and U. Cali, "An expansion planning method for extending distributed energy system lifespan with energy storage systems," *Energy Explor. Exploit.*, vol. 40, no. 2, pp. 599–618, Mar. 2022, doi: 10.1177/01445987211058304.

[45] U. Halden, U. Cali, M. F. Dynge, J. Stekli, and L. Bai, “DLT-based equity crowdfunding on the techno-economic feasibility of solar energy investments,” *Sol. Energy*, vol. 227, no. August, pp. 137–150, Oct. 2021, doi: 10.1016/j.solener.2021.08.067.

[46] U. Cali and O. Cakir, “Novel donation sharing mechanisms under smart energy cyber-physical-social system and DLT to contend the energy poverty problem,” *IEEE Access*, vol. 9, pp. 127037–127053, 2021, doi: 10.1109/ACCESS.2021.3106833.

[47] U. Cali and O. Cakir, “Energy Policy Instruments for Distributed Ledger Technology Empowered Peer-to-Peer Local Energy Markets,” *IEEE Access*, vol. 7, pp. 82888–82900, 2019, doi: 10.1109/ACCESS.2019.2923906.

[48] A. Reimuth, M. Prasch, V. Locherer, M. Danner, and W. Mauser, “Influence of different battery charging strategies on residual grid power flows and self-consumption rates at regional scale,” *Appl. Energy*, vol. 238, no. January, pp. 572–581, Mar. 2019, doi: 10.1016/j.apenergy.2019.01.112.

[49] M. Ragwitz, J. Winkler, C. Klessmann, M. Gephart, and G. Resch, “Recent developments of feed-in systems in the EU – A research paper for the International Feed-In Cooperation,” *A Rep. Comm. by Minist. Environ. Nat. Conserv. Nucl. Saf.*, pp. 1–16, 2012.

[50] H. Ruf, “Limitations for the feed-in power of residential photovoltaic systems in Germany – An overview of the regulatory framework,” *Sol. Energy*, vol. 159, no. December, pp. 588–600, 2018, doi: https://doi.org/10.1016/j.solener.2017.10.072.

[51] R. Espinoza, E. Muñoz-Cerón, J. Aguilera, and J. de la Casa, “Feasibility evaluation of residential photovoltaic self-consumption projects in Peru,” *Renew. Energy*, vol. 136, pp. 414–427, 2019, doi: 10.1016/j.renene.2019.01.003.

[52] Y. Wang, R. Das, G. Putrus, and R. Kotter, “Economic evaluation of photovoltaic and energy storage technologies for future domestic energy systems – A case study of the UK,” *Energy*, vol. 203, p. 117826, 2020, doi: 10.1016/j.energy.2020.117826.

[53] A. Zeh and R. Witzmann, “Operational strategies for battery storage systems in low-voltage distribution grids to limit the feed-in power of roof-mounted solar power systems,” *Energy Procedia*, vol. 46, pp. 114–123, 2014, doi: 10.1016/j.egypro.2014.01.164.

[54] M. Brenna, A. Corradi, F. Foiadelli, M. Longo, and W. Yaici, “Numerical simulation analysis of the impact of photovoltaic systems and energy storage technologies on centralised generation: a case study for Australia,” *Int. J. Energy Environ. Eng.*, vol. 11, no. 1, pp. 9–31, 2020, doi: 10.1007/s40095-019-00330-3.

[55] M. Zeraati, M. E. Hamedani Golshan, and J. M. Guerrero, “Distributed Control of Battery Energy Storage Systems for Voltage Regulation in Distribution Networks with High PV Penetration,” *IEEE Trans. Smart Grid*, vol. 9, no. 4, pp. 3582–3593, 2018, doi: 10.1109/TSG.2016.2636217.

[56] J. . Morales, A. Conejo, H. Madsen, P. Pinson, and M. Zugno, *Handbook on Data Envelopment Analysis*, vol. 164. Boston, MA: Springer US, 2011. doi: 10.1007/978-1-4419-6151-8.

[57] E. Waffenschmidt, "Dimensioning of decentralized photovoltaic storages with limited feed-in power and their impact on the distribution grid," *Energy Procedia*, vol. 46, pp. 88–97, 2014, doi: 10.1016/j.egypro.2014.01.161.

[58] R. Luthander, J. Widén, D. Nilsson, and J. Palm, "Photovoltaic self-consumption in buildings: A review," *Appl. Energy*, vol. 142, pp. 80–94, 2015, doi: 10.1016/j.apenergy.2014.12.028.

[59] M. Castellini, F. Menoncin, M. Moretto, and S. Vergalli, "Photovoltaic Smart Grids in the prosumers investment decisions: a real option model," *J. Econ. Dyn. Control*, vol. 126, p. 103988, May 2021, doi: 10.1016/j.jedc.2020.103988.

[60] M. Castellini, L. Di Corato, M. Moretto, and S. Vergalli, "Energy exchange among heterogeneous prosumers under price uncertainty," *SSRN Electron. J.*, 2021, doi: 10.2139/ssrn.3970630.

[61] A. Shivakumar, A. Dobbins, U. Fahl, and A. Singh, "Drivers of renewable energy deployment in the EU: An analysis of past trends and projections," *Energy Strateg. Rev.*, vol. 26, no. August, p. 100402, 2019, doi: 10.1016/j.esr.2019.100402.

[62] A. Clerjon and F. Perdu, "Matching intermittency and electricity storage characteristics through time scale analysis: An energy return on investment comparison," *Energy Environ. Sci.*, vol. 12, no. 2, pp. 693–705, 2019, doi: 10.1039/c8ee01940a.

[63] W.-G. Früh, "The Residual Load Duration Curve (rLDC) to model an energy system," *Renew. Energy Power Qual. J.*, no. 17, pp. 500–505, 2019, doi: 10.24084/repqj17.357.

[64] N. Mukisa, R. Zamora, and T. Tjing Lie, "Store-on grid scheme model for grid-tied solar photovoltaic systems for industrial sector application: Costs analysis," *Sustain. Energy Technol. Assessments*, vol. 41, p. 100797, Oct. 2020, doi: 10.1016/j.seta.2020.100797.

[65] P. Kästel and B. Gilroy-Scott, "Economics of pooling small local electricity prosumers - LCOE & self-consumption," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 51, pp. 718–729, 2015, doi: 10.1016/j.rser.2015.06.057.

[66] G. P. Luz and R. A. E Silva, "Modeling energy communities with collective photovoltaic self-consumption: Synergies between a small city and a winery in Portugal," *Energies*, vol. 14, no. 2, 2021, doi: 10.3390/en14020323.

[67] S. Bellekom, M. Arentsen, and K. van Gorkum, "Prosumption and the distribution and supply of electricity," *Energy. Sustain. Soc.*, vol. 6, no. 1, pp. 1–17, 2016, doi: 10.1186/s13705-016-0087-7.

[68] D. L. Talavera, F. J. Muñoz-Rodriguez, G. Jimenez-Castillo, and C. Rus-Casas, "A new approach to sizing the photovoltaic generator in self-consumption systems based on cost–competitiveness, maximizing direct

self-consumption," *Renew. Energy*, vol. 130, pp. 1021–1035, 2019, doi: 10.1016/j.renene.2018.06.088.

[69] F. Sabadini and R. Madlener, "The economic potential of grid defection of energy prosumer households in Germany," *Adv. Appl. Energy*, vol. 4, no. November, p. 100075, 2021, doi: 10.1016/j.adapen.2021.100075.

[70] J. Struth, M. Leuthold, A. Aretz, and M. Bost, "PV-Benefit: a critical review of the effect of grid integrated PV-storage-systems," *8th Int. Renew. Energy Storage Conf. Exhib.*, no. November, pp. 1–10, 2013.

[71] S. Englberger *et al.*, "Evaluating the interdependency between peer-to-peer networks and energy storages: A techno-economic proof for prosumers," *Adv. Appl. Energy*, vol. 3, no. July, p. 100059, 2021, doi: 10.1016/j.adapen.2021.100059.

[72] Y. Zhu, Q. Zhang, K. Liu, M. Han, Q. Chen, and Y. Liu, "Optimized Capacity Configuration of Photovoltaic Generation and Energy Storage for Residential Microgrid," *2019 IEEE PES Innov. Smart Grid Technol. Asia, ISGT 2019*, pp. 1751–1755, 2019, doi: 10.1109/ISGT-Asia.2019.8881525.

[73] P. Lata and S. Vadhera, "TLBO-based approach to optimally place and sizing of energy storage system for reliability enhancement of radial distribution system," *Int. Trans. Electr. Energy Syst.*, vol. 30, no. 5, pp. 1–20, 2020, doi: 10.1002/2050-7038.12334.

[74] A. Gagliano, F. Nocera, and G. Tina, "Performances and economic analysis of small photovoltaic–electricity energy storage system for residential applications," *Energy Environ.*, vol. 31, no. 1, pp. 155–175, 2020, doi: 10.1177/0958305X18787313.

[75] B. Mukhopadhyay and D. Das, "Multi-objective dynamic and static reconfiguration with optimized allocation of PV-DG and battery energy storage system," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 124, no. February, p. 109777, 2020, doi: 10.1016/j.rser.2020.109777.

[76] I. Ranaweera and O.-M. Midtgård, "Optimization of operational cost for a grid-supporting PV system with battery storage," *Renew. Energy*, vol. 88, pp. 262–272, Apr. 2016, doi: 10.1016/j.renene.2015.11.044.

[77] P. Sharma, M. Kolhe, and A. Sharma, "Economic performance assessment of building integrated photovoltaic system with battery energy storage under grid constraints," *Renew. Energy*, vol. 145, pp. 1901–1909, 2020, doi: 10.1016/j.renene.2019.07.099.

[78] J. Struth *et al.*, "A Critical Review of the Effect of Grid Integrated PV-Storage-Systems Self-Consumption," *Ires 2013*, no. November, p. 54, 2013.

[79] M. U. Hashmi, J. Cavaleiro, L. Pereira, and A. Busic, "Sizing and Profitability of Energy Storage for Prosumers in Madeira, Portugal," in *2020 IEEE Power & Energy Society Innovative Smart Grid Technologies Conference (ISGT)*, Feb. 2020, pp. 1–5. doi: 10.1109/ISGT45199.2020.9087772.

[80] M. Pierro *et al.*, "Residual load probabilistic forecast for reserve assessment: A real case study," *Renew. Energy*, vol. 149, pp. 508–522, 2020, doi:

10.1016/j.renene.2019.12.056.

[81] J. Liu, Z. Xu, J. Wu, K. Liu, and X. Guan, “Optimal planning of distributed hydrogen-based multi-energy systems,” *Appl. Energy*, vol. 281, no. June 2020, 2021, doi: 10.1016/j.apenergy.2020.116107.

[82] S. Peláez-Peláez, A. Colmenar-Santos, C. Pérez-Molina, A. E. Rosales, and E. Rosales-Asensio, “Techno-economic analysis of a heat and power combination system based on hybrid photovoltaic-fuel cell systems using hydrogen as an energy vector,” *Energy*, vol. 224, 2021, doi: 10.1016/j.energy.2021.120110.

[83] J. Tariq, “Energy management using storage to facilitate high shares of variable renewable energy,” *Int. J. Sustain. Energy Plan. Manag.*, vol. 25, pp. 61–76, 2020, doi: 10.5278/ijsepm.3453.

[84] P. Colbertaldo, S. B. Agustin, S. Campanari, and J. Brouwer, “Impact of hydrogen energy storage on California electric power system: Towards 100% renewable electricity,” *Int. J. Hydrogen Energy*, vol. 44, no. 19, pp. 9558–9576, 2019, doi: 10.1016/j.ijhydene.2018.11.062.

[85] P. Colombo, A. Saeedmanesh, M. Santarelli, and J. Brouwer, “Dynamic dispatch of solid oxide electrolysis system for high renewable energy penetration in a microgrid,” *Energy Convers. Manag.*, vol. 204, no. May 2019, p. 112322, 2020, doi: 10.1016/j.enconman.2019.112322.

[86] Y. Matsuo, S. Endo, Y. Nagatomi, Y. Shibata, R. Komiyama, and Y. Fujii, “Investigating the economics of the power sector under high penetration of variable renewable energies,” *Appl. Energy*, vol. 267, no. April, p. 113956, 2020, doi: 10.1016/j.apenergy.2019.113956.

[87] P. Lombardi *et al.*, “An A-CAES pilot installation in the distribution system: A technical study for RES integration,” *Energy Sci. Eng.*, vol. 2, no. 3, pp. 116–127, 2014, doi: 10.1002/ese3.38.

[88] Q. Zhou, D. Du, C. Lu, Q. He, and W. Liu, “A review of thermal energy storage in compressed air energy storage system,” *Energy*, vol. 188, p. 115993, 2019, doi: 10.1016/j.energy.2019.115993.

[89] M. Budt, D. Wolf, R. Span, and J. Yan, “A review on compressed air energy storage: Basic principles, past milestones and recent developments,” *Appl. Energy*, vol. 170, pp. 250–268, May 2016, doi: 10.1016/j.apenergy.2016.02.108.

[90] A. G. Olabi, T. Wilberforce, M. Ramadan, M. A. Abdelkareem, and A. H. Alami, “Compressed air energy storage systems: Components and operating parameters – A review,” *J. Energy Storage*, vol. 34, no. August 2020, p. 102000, 2020, doi: 10.1016/j.est.2020.102000.

[91] M. Jabbari Ghadi *et al.*, “Day-Ahead Market Participation of an Active Distribution Network Equipped with Small-Scale CAES Systems,” *IEEE Trans. Smart Grid*, vol. 11, no. 4, pp. 2966–2979, 2020, doi: 10.1109/TSG.2020.2967937.

[92] H. Ebrahimi, S. R. Marjani, and V. Talavat, “Optimal planning in active

distribution networks considering nonlinear loads using the MOPSO algorithm in the TOPSIS framework," *Int. Trans. Electr. Energy Syst.*, vol. 30, no. 3, pp. 1–17, 2020, doi: 10.1002/2050-7038.12244.

[93] X. Yao, B. Yi, Y. Yu, Y. Fan, and L. Zhu, "Economic analysis of grid integration of variable solar and wind power with conventional power system," *Appl. Energy*, vol. 264, no. February, p. 114706, 2020, doi: 10.1016/j.apenergy.2020.114706.

[94] S. E. Haupt *et al.*, "Blending distributed photovoltaic and demand load forecasts," *Sol. Energy*, vol. 157, no. September, pp. 542–551, 2017, doi: 10.1016/j.solener.2017.08.049.

[95] H. HassanzadehFard and A. Jalilian, "Optimal sizing and location of renewable energy based DG units in distribution systems considering load growth," *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 101, no. March, pp. 356–370, 2018, doi: 10.1016/j.ijepes.2018.03.038.

[96] M. E. Baran and F. F. Wu, "Network reconfiguration in distribution systems for loss reduction and load balancing," *IEEE Trans. Power Deliv.*, vol. 4, no. 2, pp. 1401–1407, 1989, doi: https://doi.org/10.1109/61.25627.

[97] X. Shen, M. Shahidehpour, Y. Han, S. Zhu, and J. Zheng, "Expansion Planning of Active Distribution Networks With Centralized and Distributed Energy Storage Systems," *IEEE Trans. Sustain. Energy*, vol. 8, no. 1, pp. 126–134, Jan. 2017, doi: 10.1109/TSTE.2016.2586027.

[98] Z. Yang *et al.*, "Electrochemical Energy Storage for Green Grid," *Chem. Rev.*, vol. 111, no. 5, pp. 3577–3613, May 2011, doi: 10.1021/cr100290v.

[99] M. Hoffman, M. Kintner-Meyer, A. Sadovsky, and J. DeSteese, "Analysis Tools for Sizing and Placement of Energy Storage in Grid Applications: A Literature Review," *U.S. Dep. Energy*, no. September, pp. 1–56, 2010, doi: 10.1115/ES2011-54834.

[100] M. R. Sheibani, G. R. Yousefi, M. A. Latify, and S. Hacopian Dolatabadi, "Energy storage system expansion planning in power systems: a review," *IET Renew. Power Gener.*, vol. 12, no. 11, pp. 1203–1221, 2018, doi: 10.1049/iet-rpg.2018.0089.

[101] P. Lazzeroni and M. Repetto, "Optimal planning of battery systems for power losses reduction in distribution grids," *Electr. Power Syst. Res.*, vol. 167, no. March 2018, pp. 94–112, Feb. 2019, doi: 10.1016/j.epsr.2018.10.027.

[102] S. Ghosh, S. P. Ghoshal, and S. Ghosh, "Optimal sizing and placement of distributed generation in a network system," *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 32, no. 8, pp. 849–856, 2010, doi: 10.1016/j.ijepes.2010.01.029.

[103] V. V. Viswanathan and M. Kintner-Meyer, "Second use of transportation batteries: Maximizing the value of batteries for transportation and grid services," *IEEE Trans. Veh. Technol.*, vol. 60, no. 7, pp. 2963–2970, 2011, doi: 10.1109/TVT.2011.2160378.

[104] I.-H. Cho, P.-Y. Lee, and J.-H. Kim, "Analysis of the Effect of the Variable

Charging Current Control Method on Cycle Life of Li-ion Batteries," *Energies*, vol. 12, no. 15, p. 3023, Aug. 2019, doi: 10.3390/en12153023.

[105] Q. Gong, Y. Wang, J. Fang, H. Qiao, and D. Liu, "Optimal configuration of the energy storage system in ADN considering energy storage operation strategy and dynamic characteristic," *IET Gener. Transm. Distrib.*, vol. 14, no. 6, pp. 1005–1011, 2020, doi: 10.1049/iet-gtd.2019.1274.

[106] J. Weniger, T. Tjaden, and V. Quaschning, "Sizing of Residential PV Battery Systems," *Energy Procedia*, vol. 46, pp. 78–87, 2014, doi: 10.1016/j.egypro.2014.01.160.

[107] M. Resch, B. Ramadhani, J. Bühler, and A. Sumper, "Comparison of control strategies of residential PV storage systems," *9th Int. Renew. Energy Storage Conf. (IRES 2015)*, no. 0325522, p. 18, 2015, doi: 10.13140/RG.2.1.3668.2084.

[108] J. von Appen, T. Stetz, M. Braun, and A. Schmiegel, "Local Voltage Control Strategies for PV Storage Systems in Distribution Grids," *IEEE Trans. Smart Grid*, vol. 5, no. 2, pp. 1002–1009, Mar. 2014, doi: 10.1109/TSG.2013.2291116.

[109] G. Angenendt, S. Zurmühlen, H. Axelsen, and D. U. Sauer, "Comparison of different operation strategies for PV battery home storage systems including forecast-based operation strategies," *Appl. Energy*, vol. 229, no. May, pp. 884–899, 2018, doi: 10.1016/j.apenergy.2018.08.058.

[110] G. Litjens, W. Van Sark, and E. Worrell, "On the influence of electricity demand patterns, battery storage and PV system design on PV self-consumption and grid interaction," *2017 IEEE 44th Photovolt. Spec. Conf. PVSC 2017*, pp. 1–4, 2017, doi: 10.1109/PVSC.2017.8366453.

[111] Joint Research Centre, "Hourly radiation data of İstanbul, Photovoltaic Geographical information system," *EU SCIENCE HUB*. ec.europa.eu/jrc/en/PVGIS/tools/hourly-radiation

[112] "Turkish State Meteorological Service." www.mgm.gov.tr/eng/forecast-cities.aspx

[113] U. Akram, M. Khalid, and S. Shafiq, "Optimal sizing of a wind/solar/battery hybrid grid-connected microgrid system," *IET Renew. Power Gener.*, vol. 12, no. 1, pp. 72–80, 2018, doi: 10.1049/iet-rpg.2017.0010.

[114] S. Wong, K. Bhattacharya, and J. D. Fuller, "Electric power distribution system design and planning in a deregulated environment," *IET Gener. Transm., Distrib.*, vol. 3, no. 12, pp. 1061–1078, 2009.

[115] E. Lockhart *et al.*, "Comparative Study of Techno-Economics of Lithium-Ion and Lead-Acid Batteries in Micro-Grids in Sub-Saharan Africa," *Natl. Renew. Energy Lab.*, no. NREL/TP-7A40-73238, p. 36, 2019, doi: 10.2172/1526204.

[116] R. Luthander, D. Lingfors, and J. Widén, "Large-scale integration of photovoltaic power in a distribution grid using power curtailment and energy storage," *Sol. Energy*, vol. 155, pp. 1319–1325, 2017, doi:

10.1016/j.solener.2017.07.083.

[117] S. B. Bhandari, “DISCOUNTED PAYBACK PERIOD-SOME,” in *Proceedings of ASBBS*, 2009, vol. 16, no. 1.

[118] W. Cole and A. W. Frazier, “Cost Projections for Utility- Scale Battery Storage Cost Projections for Utility- Scale Battery Storage,” *Natl. Renew. Energy Lab.*, no. June, p. NREL/TP-6A20-73222, 2019, [Online]. Available: https://www.nrel.gov/docs/fy19osti/73222.pdf

TEZDEN ÜRETİLMİŞ YAYINLAR

Konferans Bildirileri

1. Said Mirza Tercan, Alpaslan Demirci, Erdin Gökalp (2019). Daily energy use planning with distributed energy storage systems. 10th International Symposium on Intelligent Manufacturing and Service Systems (IMSS-2019), Sakarya, Türkiye, 9–11 Eylül 2019.
2. Alpaslan Demirci, Said Mirza Tercan, Ali Durusu (2019). Optimal Sizing Strategy for Hybrid Renewable Energy System: A Case Study. World Energy Strategies Congress and Exhibition 2019 (WESCE-2019), s. 1–4. İstanbul, Türkiye, 26–28 Ağustos 2019.
3. Said Mirza Tercan, Erdin Gökalp (2019). A Case Study of Energy Storage System in Distribution Grid for Different Strategies. World Energy Strategies Congress and Exhibition (WESCE-2019), 1(1), s. 37–40. İstanbul, Türkiye, 26–28 Ağustos 2019.
4. Said Mirza Tercan, Bedri Kekezoğlu, Erdin Gökalp (2018). Economic Analysis of Energy Storage Preventing Energy Outages in Distribution Network in Turkey. 6th International Conference on Control Engineering Information Technology Ankara, Türkiye, 22–23 Kasım 2018.

Makaleler

1. Said Mirza Tercan, Onur Elma, Erdin Gökalp, Ümit Çalı, “An expansion planning method for extending distributed energy system lifespan with energy storage systems,” Energy Exploration and Exploitation., vol. 40, no. 2, pp. 599–618, Mar. 2022, doi: 10.1177/01445987211058304.
2. Said Mirza Tercan, Alpaslan Demirci, Erdin Gökalp, Ümit Çalı, “Maximizing self-consumption rates and power quality towards two-stage evaluation for solar energy and shared energy storage empowered microgrids,” Journal Energy Storage, vol. 51, no. February, p. 104561, 2022, doi: 10.1016/j.est.2022.104561.