

# Alçak gerilim şebekelerinde PV kaynaklı gerilim artışlarına karşı BESS kullanımının yerel ve merkezi kontrolörler aracılığıyla değerlendirilmesi

## Assessing the use of BESS against PV-induced voltage increases on low voltage networks through local and centralized controllers

Muhammed Sait AYDIN<sup>1</sup> , Sabri ÇİFTÇİ<sup>2</sup> 

<sup>1</sup>Elektrik-Elektronik Mühendisliği Bölümü, Mühendislik Fakültesi, Siirt Üniversitesi, Siirt, Türkiye.

saitaydin1@gmail.com

<sup>2</sup>Prof. Dr. Necmettin Erbakan Mesleki ve Teknik Anadolu Lisesi, Batman, Türkiye.

arnis\_3372@hotmail.com

Geliş Tarihi/Received: 19.09.2023

Düzeltilme Tarihi/Revision: 05.04.2024

doi: 10.5505/pajes.2024.06432

Kabul Tarihi/Accepted: 25.04.2024

Araştırma Makalesi/Research Article

### Öz

Günümüzde yaşanan iklim krizi nedeniyle, yenilenebilir enerjinin önemi her geçen gün artmaktadır. Son kullanıcıya ekonomik faydaları ve alm için oluşturulan teşvikler nedeniyle, konutlar bu enerji türünün kullanımına ivme katmıştır. Yenilenebilir enerjinin önemli bir parçası olan fotovoltaik (PV) sistemler, konutlarda ihtiyaç duyulan enerji tedarikini desteklemektedir. Herhangi bir konutta, PV sistemin ürettiği enerji çıkışının konutta tüketilenden fazla olduğu zamanlarda, artan enerji şebeke tarafına doğru enjekte edilmiş olur. Bu durum konut müşterisine ekonomik yarar sağlarken, konutun bağlı bulunduğu düğüm noktasında gerilim artışlarına neden olur. Bu etken enerji dağıtım firmalarını ekonomik olarak avantajlı, müşterileri ise gerilim seviyesinde olumsuz artış olarak etkileyebilmektedir. Bu sorunun muhtemel çözümlerinden biri, PV sisteme bağlı batarya enerji depolama sistemleri (BEDS) kullanmaktır. Bu durumun simüle edilebilmesi için, bu çalışmada gerçek bir BEDS: Tesla Powerwall 2, modellenmiştir. BEDS'in gerilim artışına karşı etkin kullanımı için iki farklı kontrol yöntemi (lokal ve merkezi) analiz edilmiştir. Ek olarak her yöntem için, BEDS'in enerji kapasitesi (kWh) ve şarj/deşarj gücü (kW) değiştirilerek, BEDS'in gerilim artışları üzerine olan ters etkisi ölçümlenmiştir. Sonuç olarak merkezi kontrol'ün lokal kontrol'e göre gerilim seviyesini yönetmekte daha efektif ve uygulama açısından daha gerçekçi olduğu görülmüştür. Ayrıca her iki kontrol yönteminde de BEDS enerji kapasitesi (kWh) arttırıldığında veya BEDS şarj/deşarj gücü (kW) değiştirildiğinde, gerilim artışının daha az olduğu görülmüştür. Bu sonuçların konutlardaki PV sistemler ile oluşacak sorunların oluşmasını engellemesine ve/veya yönetilmesine katkı sunması beklenmektedir.

**Anahtar kelimeler:** AG şebekeleri, BEDS, PV sistemler, Tesla powerwall.

### Abstract

The value of renewable energy systems has been increasing due to the current global climate change. Given the economic benefits to the end users and the incentives created for the uptake, householders have accelerated the use of this form of energy. Photovoltaic (PV) systems, an important part of renewable energy, assist the energy provision needed in households. In any residences, once the harvesting energy produced by the PV system is greater than the amount consumed in the household, the remaining energy is injected to the grid. While this situation provides economic benefit to the residential customer, it might cause voltage increases at the node which the residence is connected to. This factor might affect profitably utility companies and customers as a negative increase in voltage level. One of the possible solutions to this problem is to deploy battery energy storage systems (BESS) connected to the PV system in a household. In order to simulate this, a real BESS: Tesla Powerwall 2 was modeled in this study. Two different control methods (local and central) were investigated for the effective use of BESS against voltage increases. In addition, for each method, the energy capacity (kWh) and charge/discharge power (kW) of BESS were changed and the adverse effect of BESS on voltage increases was quantified. As a result, it is seen that central control is more effective in managing the voltage rise and compared to local control, it is more realistic in terms of utilization. Additionally, in both control methods, it is observed that when the BESS energy capacity (kWh) is increased or the BESS charge/discharge power (kW) is altered, the rise in voltage level is reduced. It is expected that these results will contribute to preventing and/or managing problems that may occur with PV systems in households.

**Keywords:** Battery energy storage systems, Low voltage networks, PV systems, Tesla powerwall.

## 1 Giriş

Dünya çapında, yenilenebilir enerji üretiminin artması son yıllarda yaygınlaşmıştır. Bu alanda yapılan teknoloji yatırımları ve artan talepler sonucu düşen maliyetler sebebiyle yenilenebilir enerji teknolojilerine ulaşmak daha kolay gelmiştir [1]. Yenilenebilir enerjinin bir türü olan fotovoltaik (PV) sistemlerin konutlarda kullanımı (çatı tipi) ise giderek yaygınlaşmaktadır. Çatı tipi PV sistemlerin avantajlarından biri düşük enerji talebi zamanlarında alçak gerilim dağıtım şebekesi (AGDŞ)'ne enerji enjekte ederek kullanıcıya ekonomik yarar sağlamaktır. Fakat AGDŞ'ye PV sistem entegrasyonunun artması beraberinde bazı teknik sorunları da getirmektedir.

Örneğin düşük enerji talebi ve yüksek PV enerji üretiminin çakıştığı zamanlarda AGDŞ'ye enerji enjekte edilecektir. Enerjinin ters yönlü olması PV sistemin bağlı bulunduğu düğüm noktasında gerilim artışlarını meydana getirebilir. Geleneksel ağ tiplerinde enerji akışları merkezi enerji üretim noktalarından tüketim noktalarına doğru gerçekleşmektedir. Ancak tüketicilerin PV sistemlere sahip olması sonucu tüketiciler aynı zamanda üretici (prosumer) vasfını da kazanmaktadır. AGDŞ üzerinde birçok farklı noktada PV sistem penetrasyonu sebebiyle gerçekleşen ters yönlü güç akışları düğüm noktalarında gerilim artışlarını meydana getirmektedir [2]-[5]. Bu tür gerilim artışları sorununa getirilen çözümlerden biri batarya enerji depolama sistemleri (BEDS) kullanmaktır.

\*Yazışılan yazar/Corresponding author

BEDS kullanılarak ihtiyaç fazlası enerji BEDS'lerde depo edilebilir ve gerektiğinde tekrar kullanılabilir. Bu çözüm yöntemi hem gerilim artışlarını önlemeye yarar hem de yedek enerji için şebeke desteği sağlamaktadır.

Günümüzde bazı gelişmiş ve gelişmekte olan ülkeler BEDS teknolojilerine teşvikini sürdürmektedir. 2030 yılına kadar dünya genelinde toplamda (şebeke ölçeğinde ve sayaç arkasında) yaklaşık 600 GW batarya depolama kurulumlarının yapılması hedeflenmektedir [6]. Bu nedenle teknoloji alanında yakın gelecekte BEDS'in kritik bir öneme sahip olacağı öngörülebilmektedir.

Değeri giderek daha iyi anlaşılabilir BEDS'in verimli ve ekonomik kullanımı için bazı kriterlerin göz önünde bulundurulması gerekmektedir. Örneğin ters güç akışları sorunu için kullanılan BEDS'in hem konumu hem de kapasitesi ekonomik açıdan kritik öneme sahiptir. Literatürde bazı çalışmalar BEDS'in AGDŞ üzerindeki konumunu dikkate alırken [7]-[9], diğer bir kısım çalışmalar ise BEDS kapasitesini dikkate almaktadır [10]-[12]. Hem konum hem de boyutlandırmayı dikkate alan çalışmalar da mevcuttur [13]. Ayrıca verimlilik açısından BEDS kontrol yaklaşımları da konum ve kapasite kadar önemli bir diğer etkidir. Diğer bir çalışmada PV invertör ve depolama sisteminin birlikte kontrol edildiği, bataryanın tam dolması sonrasında gerektiğinde PV invertörü üzerinden beslemenin kısıtlanabileceği bir dinamik kontrol yaklaşımı sunulmaktadır [14]. Genel olarak günlük zaman serileri kullanılarak gerçekleştirilen kontrol yöntemlerini, ayrıca profil belirsizlikleri için olasılıksal yöntem kullanarak gerçekleştirmek de mümkündür. Fakat bu durum, aynı belirsizliklerin tamamen rastgele olmasını ama beraberinde matematiğinin bilinmesini de gerektirir. Bu nedenle bu belirsizlikleri karşılayan olasılıksal yöntemler gerekmektedir [15].

Her ne kadar bazı çalışmalar PV kısıtlamayı ek bir çözüm olarak sunmuş olsa da PV beslemenin kısıtlanması mevcut kaynakların verimsiz kullanılmasına yol açabilecek bir uygulama olabilir. Bu nedenle PV sistemlerle beraber kullanılacak BEDS'in kapasitesinin doğru seçilmesi gereklidir. Dolayısıyla mevcut literatüre katkı sunmak amacıyla bu çalışmada, PV kaynaklı gerilim artışlarının sayaç arkası BEDS ile farklı kontrol yöntemleri deneyerek ne kadar verimli şekilde kontrol edilebileceği araştırılmıştır. Diğer bir ifade ile bu makale, BEDS kapasitesi ve gücünün en iyileme çalışması üzerinde durmakla beraber verimli bir BEDS kontrol yöntemini de irdelemektedir. Burada iki ayrı kontrol yöntemi kullanılarak BEDS'in PV kaynaklı gerilim artışları üzerine etkisi incelenmiştir. Bu yapılırken, ayrıca, batarya kapasitesi ve gücü için farklı senaryolar yapılmış ve böylece konunun daha ayrıntılı irdelemesi amaçlanmıştır.

Bu makalenin geri kalanı şu şekilde organize edilmiştir; Materyal ve metot bölüm II'de, talep yük, PV sistem ve BEDS modelleri tanımlanarak çalışmanın metodolojisine yer verilmiştir. Bölüm III'te çalışmada elde edilen sayısal sonuçlar verilmiş ve bu sayısal sonuçlar bölüm IV'te tartışılmıştır. Son olarak bölüm V'te makalede elde edilen bulgular neticesinde ulaşılan sonuçlar ifade edilmiş ve bölüm VI'da çalışma sonucu dikkate alınarak bazı önerilerde bulunulmuştur.

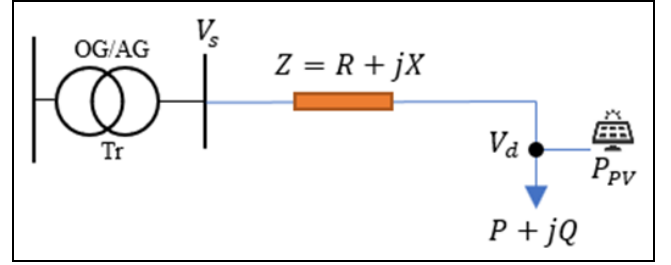
## 2 Materyal ve metot

Bu bölümde, çalışmada kullanılan radyal alçak gerilim ağı, PV sistem üretim profilleri, konut tüketim (talep yük) profilleri ve BEDS modeli tanımlanmıştır. Ayrıca çalışmanın metodolojisine bu

başlık altında yer verilmiş ve AGDŞ'deki PV sistem gerilim etkisine özetle değinilmiştir.

### 2.1 AGDŞ'de PV sistem gerilim etkisi

Bilindiği gibi AGDŞ'de çok yüksek iletken direnci (R) sebebiyle gerilim düşümleri daha fazla meydana gelmektedir. Hat uzunluğu arttıkça hat sonunda (son kullanıcı bağlantı noktasında) meydana gelen gerilim düşümü miktarı da artmaktadır. Ancak güç akışlarının ters yönlü olması (tüketici bağlantı noktasından trafo merkezine doğru) durumunda gerilim düşümü yerine gerilim artışı gerçekleşecektir. Aşağıda verilen Şekil 1, konunun daha net anlaşılması açısından yarar sağlar. Şekil 1'de  $V_s$ , kaynak gerilimini;  $V_d$ , düğüm gerilimini;  $P$  ve  $Q$  sırasıyla, tüketilen aktif ve reaktif gücü ve  $P_{PV}$ , PV sistem tarafından şebekeye enjekte edilen aktif gücü (kW) ifade eder. Bu sistem için, PV sistemin birim güç faktörü ile çalıştığı varsayıldığı zaman, ilgili gerilim düşüm formülü (1)'deki gibi elde edilecektir.



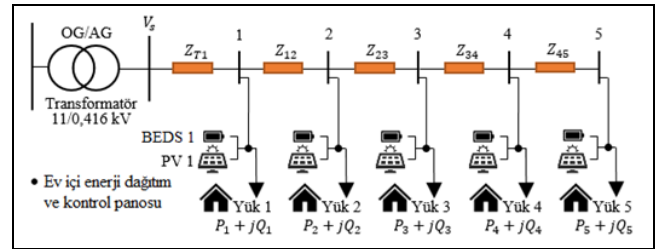
Şekil 1. Genel bir LV hattı tek hat şeması.

Figure 1. A generic single line schematic of a LV network.

Denklem (1)'e bakıldığında son kullanıcı bağlantı noktasındaki düğüm geriliminin hangi parametrelere bağlı olduğu görülür. AGDŞ'deki yüksek R/X oranı (yüksek rezistans (R) ve düşük reaktans (X)) nedeniyle özellikle aktif güç kontrolünün gerilim kontrolü üzerinde daha etkili olduğu bilinmektedir [16],[17] Bu nedenle (Denklem (1)'de görüldüğü gibi) tüketici tarafından talep edilen aktif gücün PV sistem tarafından üretilen güçten büyük olması ( $P > P_{PV}$ ) durumunda gerilim düşümü ( $V_d < V_s$ ); küçük olması durumunda ( $P < P_{PV}$ ) ise gerilim artışı ( $V_d > V_s$ ) gerçekleşecektir.

$$V_d \cong V_s - \frac{(P - P_{PV}) \cdot R + (Q) \cdot X}{V_s} \quad (1)$$

Tek hat şeması üzerinde belirtilen bu temel açıklamadan sonra Denklem (1) bu çalışmada kullanılan radyal ağ için de kullanılabilir. Bu çalışmada test işlemi için Şekil 2'de verilen sentetik bir radyal ağ (bakım ve onarım çalışmalarının kolay olması nedeniyle sıkça tercih edildiğinden) kullanılmıştır.



Şekil 2. Çalışmada baz alınan radyal AGDŞ bağlantı şeması.

Figure 2. Radial LV network connected to components considered in the study.

Gelişen sayaç arkası BEDS teknolojileri sebebiyle bu radyal ağ üzerinde BEDS dağıtılmış üretim kaynaklarıyla birlikte (PV sistemlerle BEDS'ler ve yükler aynı düğüm noktasına bağlanmıştır) ele alınmıştır. Böylece, BEDS'ler sayaç arkasına her bir müşterinin veya PV sistemin temel ihtiyacını karşılayabilecek kapasite ve güçte yerleştirilmiştir. Şekil 2'de görülen her bir düğüm noktasında Denklem (1)'de belirtildiği gibi gerilim artışlarının veya düşüşlerinin gerçekleşmesi doğaldır. Ancak asıl çalışma konumuz bu düğüm noktalarında gerçekleşebilecek olan PV kaynaklı gerilim artışlarına karşı BEDS desteğinin etkinliğinin ve artırımının farklı kontrol yöntemleri kullanılarak incelenmesidir.

Çalışmada her bir BEDS'in enerji kapasitesi (kWh) ve şarj/deşarj gücü (kW) değiştirilerek BEDS'in PV sistemden kaynaklı gerilim artışlarına ne tür bir etki sağlayacağı araştırılıp, test edilmiştir. Diğer başlıklara geçmeden önce Şekil 2'de verilen ifadeleri tanımlamak gerekmektedir. Şekil 2'de  $Z_{nm}$ , iki nokta (n ve m noktaları) arasındaki hat empedansı;  $P_n$ ,  $jQ_n$  n. konuta ait sırasıyla aktif ve reaktif güçleri;  $PV_n$  n. konuta ait PV sistemi ve  $BEDS_n$  n. konuta ait BEDS'i ifade eder.

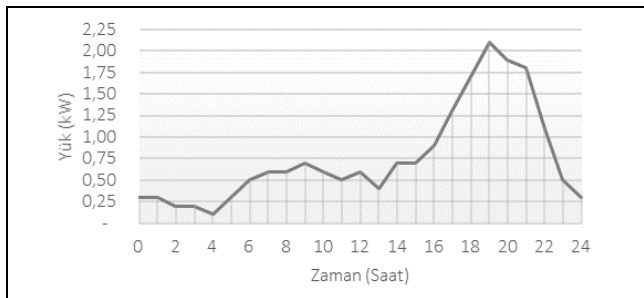
Şekil 2'de verilen Talep yük, BEDS ve PV modelleri (gerçek veriler dikkate alınarak) güç akışı analiz programına tanımlanmış ve radyal ağa ait hat değerleri (sırasıyla pozitif dizi direnci ve reaktansı ile sıfır dizi direnci ve reaktansı) "r1=1.15, x1=0.069, r0=0.533, x0=0.078" baz alınarak test işlemi gerçekleştirilmiştir. Elde edilen bulgular tartışma ve sonuç bölümlerinde değerlendirilmiştir.

## 2.2 Talep yük, PV ve BEDS modelleri

Bu bölüm, durum analizinde kullanılan verilerin nasıl modellendiğini ve/veya nereden edinildiğini anlatmaktadır.

### 2.2.1 Talep yük modeli

Çalışmada kullanılan talep yük modeli Şekil 3'te görülmektedir. Çalışmada kullanılacak konum ile ilgili, herhangi bir talep yük olmamasından dolayı, talep yük modelimiz mevcut araçlar vasıtasıyla elde edilen talep yük ile yapılacaktır. Bundan dolayı, talep yük modeli, Loughborough Üniversitesi tarafından geliştirilen bir araç (Centre for Renewable Energy Systems Technology) kullanılarak oluşturulmuştur [18]. Elde edilen tüketim verileri dakika başına olduğundan saatlik ortalama değerler hesaplanarak ve tüketicinin saatlik bazda sabit güç tükettiği varsayılarak güç akışı analizi yapılmıştır. Talep yük eğrisinde yüksek talep zamanlarının 17.00-22.00 saatleri arası olduğu görülmektedir.



Şekil 3. Mesken müşterilerine ait 1 günlük talep eğrisi.

Figure 3. A day long demand profile of the householder.

### 2.3 PV sistem modeli

Bir PV sistemde kurulu güç (kWp) standart test koşullarında (25 °C sıcaklık ve 1000 W/m<sup>2</sup> toplam güneş ışınımı) sistemin

verebileceği maksimum DC gücü ifade eder. Bu çalışmada, PV sistem DC kurulu gücü 5 kWp olarak seçilmiştir. Güneş enerjisi bakımından zengin olması nedeniyle PV sistemin konumlandırılacağı coğrafi konum olarak da Mardin'in Midyat ilçesi seçilmiştir. Bu nedenle seçilen konuma ait temmuz ayı ortalama güneş ışınım değerleri baz alınarak sistem modeli oluşturulmuştur.

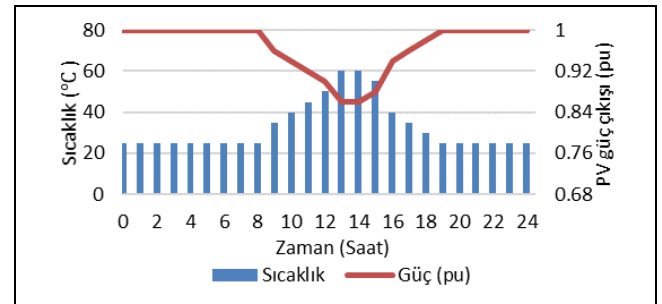
Çalışmada kullanılan PV sistem modeli için güç, sıcaklık ve verim arasındaki ilişki Tablo 1'de verilmiştir. PV dizi sıcaklığı (T) ile PV güç çıkışı ( $P_{PV}$ ) arasındaki ilişki için, X dizisi sıcaklığı ve Y dizisi gücü temsil eder. Örneğin 25 °C sıcaklık için güç çıkışı 1 per unit (p.u.) olacaktır. Benzer şekilde invertör gücü ( $P_{inv}$ ) ile invertör verimi ( $\eta_{inv}$ ) arasındaki ilişki için X dizisi invertör gücünü ve Y dizisi invertör verimini temsil eder. Örneğin invertör girişine uygulanan güç maksimum invertör gücüne eşit olursa verim 97% olacaktır.

Tablo 1. PV sistem modelinde güç, sıcaklık ve verim arasındaki ilişki.

Table 1. Relationship between power, temperature and efficiency in PV system model.

|   | X dizisi           | Y dizisi                |
|---|--------------------|-------------------------|
| PV dizisi sıcaklık- güç ilişkisi ( $T-P_{PV}$ )       | [0, 25, 75, 100]   | [1.2, 1, 0.8, 0.6]      |
| İnverter güç- verim ilişkisi ( $P_{inv}-\eta_{inv}$ ) | [0.1, 0.2, 0.4, 1] | [0.86, 0.9, 0.93, 0.97] |

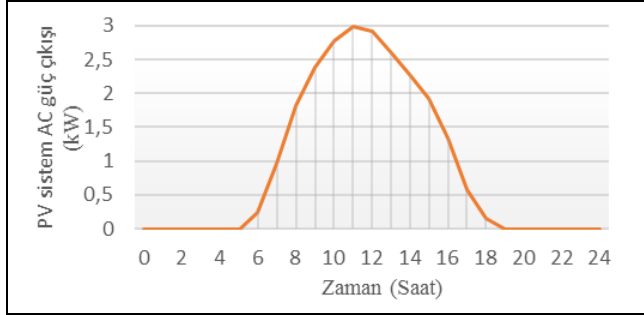
Aşağıda verilen Şekil 4, Tablo 1'de belirtilen PV dizisi sıcaklık-güç ilişkisini ( $T - P_{PV}$ ) daha anlaşılır bir şekilde göstermektedir. Gün ortasında artan sıcaklığa bağlı olarak PV çıkış gücünün düştüğü görülmektedir. Ayrıca Şekil 4, 25 °C sıcaklık altında 1000 W/m<sup>2</sup> güneş ışınımı kabul edilerek sıcaklık-güç ilişkisini göstermek amacıyla verilmiştir. Burada baz alınan sabit 1000 W/m<sup>2</sup> değeri sadece Şekil 4 için geçerlidir. Çünkü buradaki amaç sıcaklık-güç ilişkisini göstermektir. Fakat çalışmanın temelinde Şekil 5'te baz alınan ışıma değerleri ise gerçekte Mardin'in Midyat ilçesinin bulunduğu coğrafi konuma aittir. Bu konuma ait ışıma sonucu solar invertör çıkışında elde edilen güç değerleri Şekil 5'te verilmiştir.



Şekil 4. PV sistemde sıcaklığa bağlı p.u. cinsinden güç çıkışı.  
Figure 4. Power output of the PV system in p.u. according to temperature.

Şekil 5'te solar invertör çıkışında elde edilen AC gücünü (kW) günlük değişimi görülmektedir. Gün ortasında yüksek güneş ışınımı nedeniyle PV enerji üretimi maksimum düzeydedir. Saat 12-14 dolaylarında PV yüzey sıcaklığının daha yüksek olması sebebiyle saat 11'de güç çıkışının daha yüksek olduğu görülmektedir. Bu durumun nedeni sıcaklığın üretim üzerine negatif etkisi olarak görülebilir. Ancak, her ne kadar öğle

saatlerinde hava sıcaklığı daha yüksek olsa da bu saatlerde PV sistemin maruz kaldığı ışınım miktarı daha yüksek seviyelerde seyretmektedir.

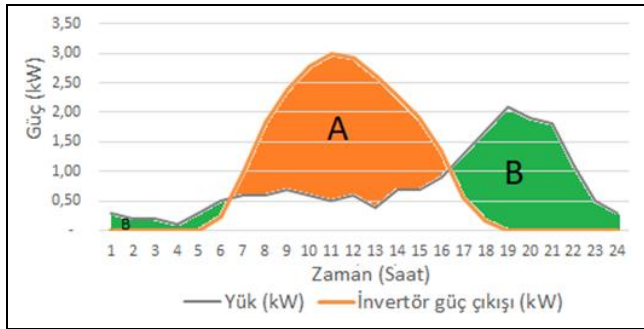


Şekil 5. PV sistem ortalama çıkış gücünün günlük değişimi.

Figure 5. Daily variation of PV system average output power.

Dolayısıyla özel olarak gün ortasındaki belli bir saate takılmamakla birlikte genel olarak öğle saatleri, AGDŞ'de ters güç akışlarının ve gerilim artışlarının oluşabileceği kritik zamanlardır. PV sıcaklık ve güç ilişkisini gösteren literatürdeki diğer çalışmalardan biri incelenebilir [19].

Günlük talep yük ve PV enerji üretim eğrilerine yukarıda değinildi. Verilen bu her iki eğrinin (Şekil 3 ve Şekil 5) karşılaştırılması sonucu Şekil 6 elde edilir. Şekil 6 depolama sistemlerinin önemine atıfta bulunur. Çünkü yüksek PV enerji üretiminin ve yüksek enerji talebinin farklı zaman dilimlerinde gerçekleştiği açıkça görülmektedir. Bu nedenle gün ortasında A alanında depolanacak olan ihtiyaç fazlası enerji, talebin yüksek olduğu akşam saatlerinde kullanılır (*zaman kayması* yoluyla enerjinin kullanılması). Dolayısıyla öğle saatlerinde AGDŞ'ye enerji enjekte edilmeyeceğinden PV kaynaklı gerilim artışları önlenir.



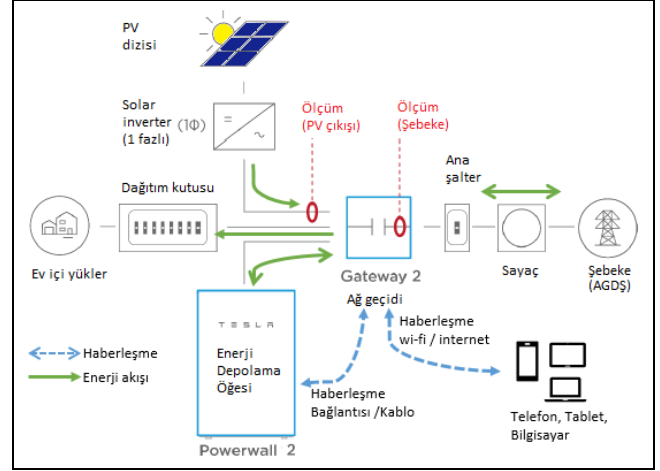
Şekil 6. BEDS şarj/deşarj grafiği.

Figure 6. BESS charge/discharge chart.

#### 2.4 Enerji depolama sistem modeli

Şekil 6'da enerjinin *zaman kayması* yoluyla kullanılmasından bahsedildi. Ancak *zaman kayması* için akıllı bir depolama sistemine ihtiyaç duyulmaktadır. Aşağıda Şekil 7'de gerçek hayatta kullanılan bir depolamalı PV sistem modeli verilmektedir. Şekil 7'de görülen Tesla Powerwall 2 bir enerji depolama ünitesidir. Kendi içerisinde özel bir eviriciye sahip olduğundan çıkış gücü AC şeklindedir. *Ağ geçidi* (Back-up Gateway 2) ise yerelde enerji yönetimi ve izlemeyi sağlayan bir temel elemandır. *Ağ geçidi* gelişmiş ölçüm cihazları üzerinden ihtiyaç duyduğu verileri alır ve işler. En verimli şekilde enerji yönetimine katkı sağlar. İhtiyaç fazlası enerji depolanır (bu nedenle gerilim artışları önlenir) ve *talep yük*'ün zirve yaptığı akşam saatlerinde tekrar kullanıma sunulur. Şekil 7'de

gösterilen Tesla Powerwall 2'nin teknik özellikleri Tablo 2'de verilmiştir.



Şekil 7. Depolamalı PV sisteme ait genel bağlantı şeması [20].

Figure 7. Generic connection diagram of PV system with storage [20].

Tablo 2. Tesla Powerwall 2'ye ait teknik özellikler [20].

Table 2. Features of Tesla Powerwall 2 [20].

|                                  |                                       |
|----------------------------------|---------------------------------------|
| Kullanılabilir enerji kapasitesi | 13.5 kWh                              |
| AC gerilimi (nominal)            | 230 V                                 |
| Maksimum sürekli akım            | 16 A (UK- G98)<br>25 A (UK- G99; EU)  |
| Frekans (nominal)                | 50 Hz                                 |
| Aktif güç, maksimum sürekli      | 3.68 kW (UK- G98)<br>5 kW (UK- G99)   |
| (Şarj etme ve boşaltma)          |                                       |
| Görünür güç, maksimum sürekli    | 3.68 kVA (UK- G98)<br>5 kVA (UK- G99) |
| (Şarj etme ve boşaltma)          |                                       |
| Güç faktörü çıkış aralığı        | +/- 1.0 adjustable                    |
| Maksimum çıkış hata akımı        | 32 A                                  |
| Şarj-deşarj verimliliği          | 90%                                   |

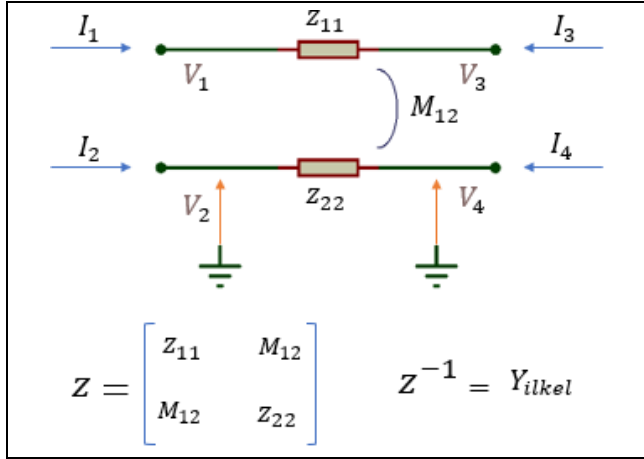
Tabloda belirtilen G98 ve G99 kodları, İngiltere ve Avrupa'da mikro jeneratörlerin AGDŞ'ye hangi koşullar ve standartlar altında bağlanabileceğini açıklamaktadır. G99 standartları baz alındığında bir PV sistem veya depolama sistemi AGDŞ'ye maksimum anlık 25 A akım veya 5 kW güç enjekte edebilir ya da şebekeden bu akımı veya gücü çekebilir. Bu çalışmada bu nedenle G99 kriterleri baz alınarak simülasyonlar gerçekleştirilmiştir.

#### 2.5 Metodoloji

Bu bölüm, AG şebekelerindeki PV kaynaklı gerilim artışlarını BEDS ile kontrol etmek için iki ayrı BEDS kontrol yöntemini kapsar. Ayrıca çalışmada kullanılan yinelemeli güç akışına ve dağıtım firmaları için zorunlu olan gerilim ölçümüne kısaca değinir.

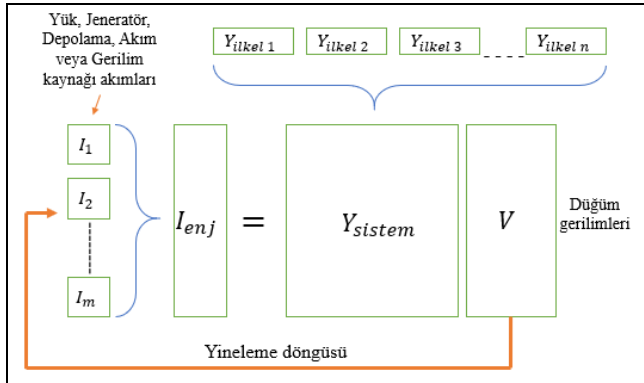
Bu makale BEDS kapasitesi ve gücünün en iyileme çalışması olduğu için, genel olarak profilin iyileştirilmesi amaçlanmıştır. Bu amaca hizmet etmek için bu çalışmada, yinelemeli güç akışı kullanılmıştır. Çünkü bu yöntem, dağıtık üretim kaynaklarının kullanımının yaygınlaştığı dağıtım sistemleri için çok iyi ve hızlı çalışır. Bu yöntem, sistem admitans modelini oluşturmak için tipik düğüm gerilimleri yöntemi olan *ilkel (primitive) admitans (Y<sub>ilkel</sub>)* matris yaklaşımını kullanır. Modelde akım taşıyan devre elemanları *Y<sub>ilkel</sub>* matrisiyle temsil edilir. Bunu bir örnek ile

açıklamak gerekirse, aşağıda görülen Şekil 8, basit iki fazlı bir devre için birleşik empedans ( $Z$ ) ve  $Y_{ilkel}$  admitans matrisinin oluşumunu göstermektedir. Bu örnek devre için  $Z$ , birleştirilmiş empedansları tanımlar (bu empedansların özelliğini taşır) ve  $2 \times 2$ 'lik bir matris ile gösterilir [21]. Bu matris, uygulayacağımız güç akışı için elzemdir. Güç akışı içinde kullanımı Şekil 9'da sunulmuştur.



Şekil 8. 2 fazlı birleşik empedans ( $Z$ ) ve ilkel  $Y$  matrisi [21].

Figure 8. Two phase composite impedance ( $Z$ ) and primitive  $Y$  matrix [21].



Şekil 9. Normal çözüm (yinelemeli güç akışı) işlem döngüsü [21].

Figure 9. Normal solution (iterative power flow) operation cycle [21].

Şekil 9'da kullanılan *yinelemeli* çözüm algoritması görülmektedir. Tüm devre elemanları için (yükler, jeneratörler, transformatörler, hatlar vs.) oluşturulan  $Y_{ilkel}$  değerleri  $Y_{sistem}$  matrisine (bu tüm alçak gerilim hattını temsil eder) eklenir. Bununla beraber güç dönüşüm elemanlarının (yük, jeneratör vs.) oluşturduğu akımlar ise *enjeksiyon akımları* ( $I_{enj}$ )'ni ifade eder ve matris modelinde ilgili sütuna dahil edilir [21]. Yinelemeli güç akışı çözümünde, çözüm için iyi bir tahmin ile başlanır ve sonuç için iyi bir yakınsama elde edilene kadar yineleme devam eder. Genellikle 5 ile 20 arası yinelemeden sonra istenen sonuç elde edilir. Ancak ağ üzerindeki düğüm sayısı ve dağıtık üretim kaynaklarının sayısı arttıkça yineleme sayısının da artması beklenir.

Dağıtım ağı operatörü (DAO)'nün AGDŞ gerilimini belirtilen sınırlar içerisinde tutması yasal bir yükümlülüktür. Bu sebeple AGDŞ üzerinde herhangi bir düğüm noktasındaki gerilimin istenen sınır değerleri arasında olup olmadığının tespiti için

düzenli aralıklarla düğüm gerilimi ölçülür. Burada bahsedilen sınır değerlerin bazı standart ölçümleri mevcuttur. Örneğin, BS EN 50160 standardına göre, dağıtım firmaları için, normal çalışma koşulları altında dakika başına ölçülen besleme etkin gerilim değerlerinin 10 dakikalık ortalamalarının hiçbiri, nominal besleme etkin gerilim değerinin (Un-faz nötr arası nominal etkin gerilim değeri)  $+10\%$ 'unu/ $-15\%$ 'ini geçmemelidir. Ayrıca haftalık periyotta bu 10 dakikalık ortalamaların  $95\%$ 'inin de Un'nin  $\pm 10\%$ 'unu geçmemesi gerekmektedir [22].

Diğer taraftan, literatürdeki birçok çalışmada ise Avrupa birliği gerilim standardı olan EN 50160 aşılmadığı için, bu çalışmalar gerilim profilindeki iyileştirmeleri dikkate almışlardır. Bunun nedeni ise, yük profilindeki iyileşmenin, fider boyunca oluşan bir etkinin sonucunda olduğu gerçeğidir.

Genel amaç enerji kalitesi ve müşteri konforu olduğundan müşteriye ait *talep yük*'lerin devreden çıkartılması veya kontrol edilmesi (müşterinin özel izni olmadan) mümkün görülmediğinden, gerilim dalgalanmalarının düzenlenmesi için enjeksiyon kaynaklarının kontrolü daha mümkün görülmektedir. Gerilim değerlerinin yasal sınırlar içerisinde tutulabilmesi açısından BEDS'ler önemli bir rol üstlenebilir. Aşağıda bu amaca hizmet eden BEDS kontrol yöntemlerine değinilmiştir.

Yukarıda belirtilen (*lokal ve merkezi kontrol*) her iki kontrol yöntemine ait testlerin uygulanmasında şu adımlar sırasıyla izlenir:

- 1. Adım** : Sadece *talep yük* (Şekil 3) ve PV modeli ilgili güç akışına eklenir ve depolama etkisi olmadan çıktı verileri alınır ve değerlendirilir (burada PV gerilim etkisi incelenir),
- 2. Adım** : Depolama modeli güç akışına eklenir ve simülasyon yeniden çalıştırılır. Elde edilen yeni çıktılar öncekiler ile karşılaştırılır, depolamanın gerilim artışı üzerine etkisi incelenir,
- 3. Adım** : Son olarak, depolama yeniden boyutlandırılır ve son durumda oluşan etki grafiksel olarak yeniden incelenir.

## 2.6 BEDS kontrol yöntemleri

Bu çalışmada olası iki tür BEDS kontrol yöntemi, ele alınmış ve uygulanmıştır: Kendi kendini kontrol edebilen *lokal kontrol* ve ağ merkezinde tüm BEDS'lerin yönetilebildiği *merkezi kontrol*. Bu yöntemler aşağıda kısaca açıklanmıştır.

### 2.6.1 Lokal kontrol

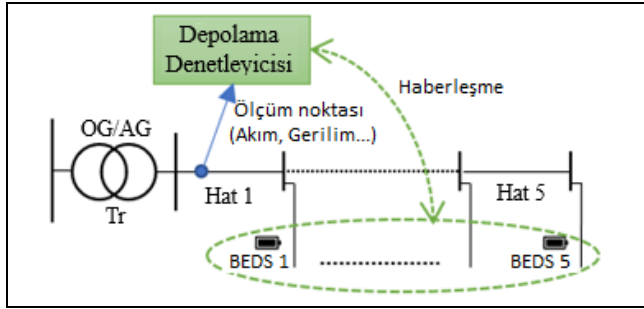
Bu kontrol yönteminde her bir depolama ögesi bir mikro kontrolör (Tesla modelinde bu görevi *ağ geçidi* üstlenir) tarafından komşu evde bulunan bataryalardan bağımsız olarak yönetilir. Bu mikro kontrolör BEDS'in bağlı bulunduğu düğüm gerilimini ölçer ve bunu düzenlemeye yönelik girişimde bulunur. Mikro kontrolör, bataryaların tamamen dolması durumunda şarj işlemini sonlandırır. Aynı şekilde bataryaların hangi seviyeye kadar deşarj edileceği de yine bu mikro kontrolörler tarafından belirlenir. İlk olarak test edilen bu kontrol yöntemine ait çalışma sonuçları aşağıda Durum çalışması 1'de verilmiştir.

### 2.6.2 Merkezi kontrol

Bu kontrol yönteminde, busbar (trafonun sekonder tarafı) ölçüm ve kontrolün merkezi gibi davranır. Şekil 10'da görülen

depolama denetleyicisi hat başındaki bir multimetreden gerekli parametreleri (güç, akım, gerilim) düzenli olarak alır. Hat üzerinde belirtilen ölçüm noktasında ters güç akışlarının oluşması (belirtilen sınır değerinin üzerine çıkması) veya ölçüm noktasındaki gerilim değerlerinin yükselmesi (üst sınır 1,1 p.u.) durumunda depolama denetleyicisi tarafından depolama öğeleri şarj konumuna alınır. Benzer şekilde talep yükünün artması sebebiyle gerilim düşümü (alt sınır 0,95 p.u.) olması durumunda ise depolama öğeleri deşarj konumuna ayarlanır. Her işlem döngüsünde düzenlenen parametreler yeniden okunur ve istenen gerilim seviyesi elde edilene kadar (batarya kapasitesi ile sınırlı) bu işlem tekrar eder.

Ölçülen güç değerleri sonucunda ortalama değer hesaplanır ve depolama denetleyicisi bu ortalama güç değerini her faz için sınır değeri ile karşılaştırarak gerekli işlemi gerçekleştirir.



Şekil 10. Merkezi depolama kontrol yöntemi.

Figure 10. Centralized storage control method.

Bu çalışmada daha gerçekçi sonuçlar için haberleşmede 1 dakikalık gecikme dikkate alınmıştır. Şekil 10'da belirtilen BEDS 1, ilk konut ve BEDS 5, son konuta ait BEDS'i ifade eder.

Test edilen bu kontrol yöntemine ait çalışma sonuçları aşağıda Durum çalışması 2'de verilmiştir.

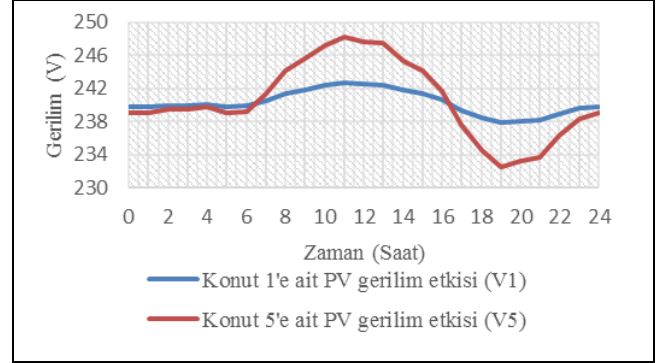
### 3 Sayısal sonuçlar

Bu bölümde, yukarıda değinilen adımların uygulanmasıyla elde edilen sonuçlar verilmiştir. İlk olarak, birinci adım olan sadece talep yük ve PV sistemin şebekeye entegrasyonu sonucu oluşan gerilim artış etkisini görmek için yinelemeli güç akışı uygulanmıştır. Şekil 11'de BEDS kullanılmadan önce, talep yük ve PV sistemin şebeke (AGDŞ) gerilimi üzerindeki etkisi görülmektedir. Şekil 11'de verilen V1, besleyici hattın başında yer alan eve ait (konut 1) gerilim profilini ifade eder. V5 ise hat sonunda yer alan evin (konut 5) gerilim profilini ifade eder. Şekil 11 incelendiğinde V5'teki gerilim artışlarının ve düşüşlerinin V1'e göre beklendiği üzere daha fazla olduğu görülmektedir (denklem (1)'de matematiksel olarak bu durum görülmektedir). Gündüz saatlerinde gerçekleşen gerilim artışları, PV sistemin AGDŞ'ye güç enjekte etmesinden kaynaklanmaktadır. Gece oluşan gerilim düşümü etkisi ise akşam saatlerinde beklendiği üzere, son müşteri üzerinden daha fazla görülmektedir.

Ayrıca Şekil 11 dikkatlice incelendiğinde gerilim artışlarının gün boyunca yasal sınırlar dahilinde kaldığı görülmektedir. Bu nedenle metodoloji bölümünde değinilen yasal gerilim sınırları (0.95 - 1.1 p.u.) her ne kadar güç akışına eklenmiş olsa da bu sınır değerlerinin aşılmadığı test sonuçlarında görülmüştür.

Şekil 11'de bu çalışmada düzeltilmeye çalışılan PV kaynaklı gerilim artışı etkileri çok net şekilde görülmektedir. Bu nedenle, AGDŞ'de gerçekleşen bu gerilim artışlarına karşı BEDS'lerin yönetildiği iki ayrı kontrol yöntemi, aşağıda Durum çalışması

1'de (lokal kontrol) ve Durum çalışması 2'de (merkezi kontrol), toplam 12 farklı senaryoda test edilmiştir.



Şekil 11. PV sistemin gerilim üzerine etkisi.

Figure 11. The effect of the PV system on voltage.

Test sonuçlarında asıl üzerinde durulan kısım ev 5'tir. Çünkü ev 5 hattın sonunda yer aldığından gerilim artışlarına daha çok maruz kalmaktadır. Kıyaslama yapılabilmesi açısından kontrolün şebeke başına etkisini görmek için ev 1'e ait test sonuçları (burası aynı zamanda trafo'nun sekonder tarafına yakın) da kısmen çalışmaya eklenmiştir.

#### 3.1 Durum çalışması 1: Lokal kontrol

Bu bölümde, muhtelif senaryolar denenerek gerilim artışının düşürülmesi için olabilecek en uygun yöntemin bulunması amaçlanmıştır. Nihayetinde, lokal kontrol yöntemi için sekiz farklı senaryo irdelenmiştir. Bunun için, her bir senaryoda

depolama öğeleri için manuel olarak bir yük şekli (LoadShape) oluşturulmuş ve uygulanmıştır. LoadShape, depolama öğelerinin ne zaman şarj veya deşarj olacağını belirten bir modeldir. Bu model yukarıda Şekil 6 dikkate alınarak hazırlanmıştır. Bununla beraber enerji depolamanın gerilim üzerine etkisi incelenirken iki temel unsura dikkat edilmelidir. Bunlar, enerji kapasitesi (kWh) ve BEDS şarj/deşarj gücü (kW)'dür. Aşağıda tüm senaryolarda, BEDS şarj/deşarj gücü için PBEDS, PV sistem gücü için ise PPV ifadesi, muhtemel kavramsal karışıklığı engellemek için, kullanılacaktır.

Aşağıda test edilen senaryolara geçmeden önce bu senaryoların neden uygulandığına dair özet bir bilgi vermek senaryoların anlaşılabilirliği açısından yarar sağlar.

Senaryo 1-5 için bir adet ve senaryo 6-8 için iki adet Tesla Powerwall 2 kullanılmıştır.

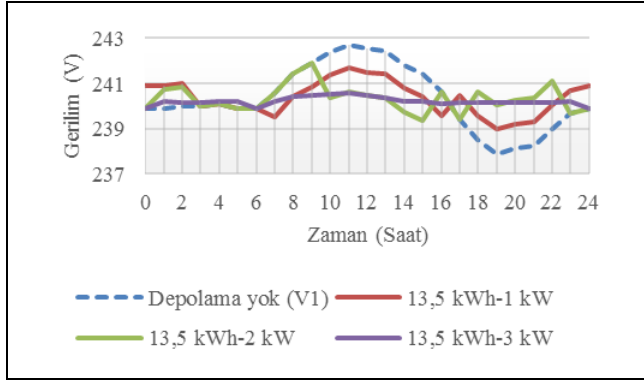
- Senaryo 1 ve 2 de PPV >PBEDS seçilerek düşük BEDS gücünün olası sonuçlarını görmek amacıyla,
- Senaryo 3'te PPV ile PBEDS güçleri birbirine yakın seçilerek profildeki olası iyileşmeyi ve
- Senaryo 4 ve 5'te PPV <PBEDS seçilerek de yüksek BEDS gücünün olası etkilerini görmek amacıyla bu ilk beş senaryo test edilmiştir.

Test edilen bu beş senaryonun ardından iki adet Tesla Powerwall 2 Senaryo 6-8 için kullanılarak benzer işlemler tekrarlanmıştır. Bu öz açıklamadan sonra, uygulanan her bir senaryo için elde edilen bulgular aşağıda detaylıca verilmiştir.

##### 3.1.1 Senaryo 1- 3

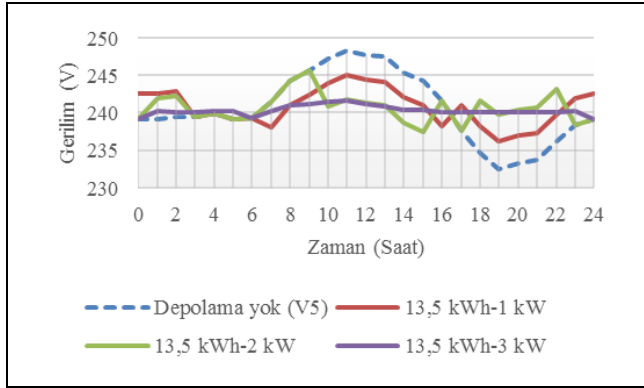
Bu senaryolarda bir adet Tesla Powerwall 2 kullanıldığından toplam enerji kapasitesi 13.5 kWh'tir. Ancak Şekil 12 ve

Şekil 13'te görüldüğü gibi üç farklı senaryoda PBEDS değiştirildiğinden farklı sonuçlar elde edilmiştir.



Şekil 12. Senaryo 1, 2 ve 3 için V1 gerilim profilleri.

Figure 12. V1 voltage profiles for scenarios 1, 2 and 3.



Şekil 13. Senaryo 1, 2 ve 3 için V5 gerilim profilleri.

Figure 13. V5 voltage profiles for scenarios 1, 2 and 3.

Şekil 12 ilk konuta ait gerilim profillerini (V1) ve Şekil 13 son konuta ait gerilim profillerini (V5) gösterir. Son konut bağlantı noktasında gerilim artışlarının ve düşüşlerinin daha fazla gerçekleştiği görülmektedir. Enerji depolamanın etkisini görmek için;

Senaryo 1'de PBEDS max. 1 kW ile sınırlandırılmıştır. 09.00-15.00 sa.'leri arasında PPV> PBEDS'tir (Şekil 5 ve Şekil 6 dikkate alınır). Bu nedenle 09.00-15.00 saatlerinde gerilim artışları yeterince önlenememiştir.

Senaryo 2'de PBEDS max. 2 kW ile sınırlandırılmış ve şarj işlemi saat 09.00 itibariyle başlatılmıştır. 09.00-15.00 saatleri arası gerilim artışlarının daha etkili bir şekilde önlenildiği görülmektedir.

Senaryo 3'te ise PBEDS max. 3 kW ile sınırlandırılmıştır. Ancak burada senaryo 1 ve 2'den farklı bir LoadShape izlenmiştir. BEDS, PV sistemin üretebildiği güce karşılık bir güç ile depolama işlemi gerçekleştirebilmektedir. Bu senaryoda gerilim artışlarının daha etkili bir şekilde önlenildiği söylenebilir.

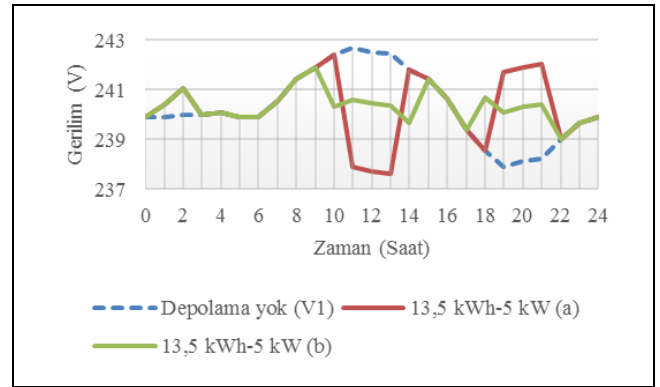
BEDS kullanımının diğer bir faydası ise gündüz depolanan enerjinin puant saatlerde (17.00-22.00) kullanılması sebebiyle gerilim düşüşlerinin kısmen önlenilmesidir. Bu saatlerde AGDS'ye güç ve voltaj desteğinin sağlandığı Şekil 12 ve Şekil 13'te görülmektedir.

### 3.1.2 Senaryo 4 ve 5

Önceki senaryolardan farklı olarak PBEDS'in PPV'den daha yüksek olması durumunda nasıl bir sonucun ortaya çıkacağını görmek için senaryo 4 ve 5 test edilmiştir.

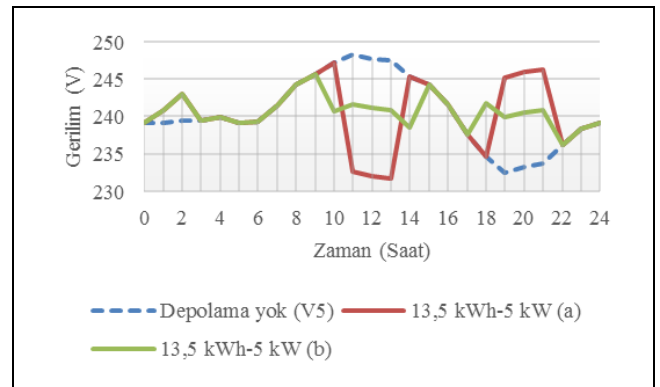
Burada yer alan her iki senaryoda PBEDS yüksek olduğundan batarya şarj/deşarj işlem süresi kısalmaktadır. BEDS enerji kapasitesi (kWh) (bu senaryolar düşünüldüğünde) kısmen yetersiz olduğundan daha dar zaman dilimlerinde işlem yapılabilmektedir.

Senaryo 4'te PBEDS 5 kW (5 kW/a) değerine sabitlendiğinden depolama ögesi yaklaşık olarak 2.5 saatte tam şarj olacaktır (Şekil 14 ve Şekil 15). Bu nedenle depolama işlemi PV üretimin zirve yaptığı öğle saatlerine ayarlanmıştır. PPV <PBEDS olması nedeniyle (PV gücü max. 3 kW) BEDS ayrıca şebekeden enerji talebinde bulunmuştur. Sonuç olarak 11.00-13.00 saatleri arasında gerilim seviyesinin oldukça düşürüldüğü görülmektedir. Senaryo 5'te PBEDS 0-5 kW (5 kW/b) değerleri arasında değişen bir güç oranına sahiptir. Senaryo 4'e göre daha geniş bir zamanda işlem yaptırıldığından daha kararlı bir sonuç elde edilmiştir.



Şekil 14. Senaryo 4 ve 5 için V1 gerilim profilleri.

Figure 14. V1 voltage profiles for scenarios 4 and 5.



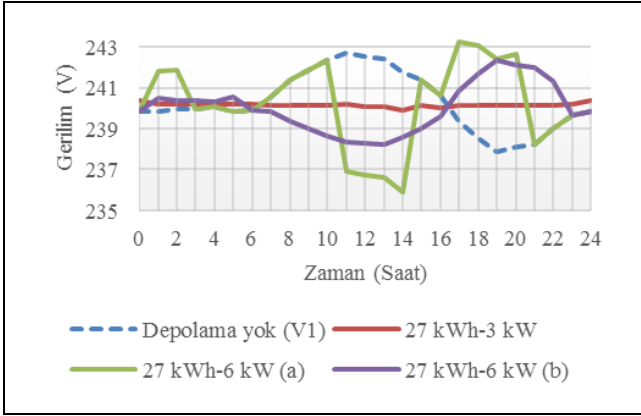
Şekil 15. Senaryo 4 ve 5 için V5 gerilim profilleri.

Figure 15. V5 voltage profiles for scenarios 4 and 5.

### 3.1.3 Senaryo 6-8

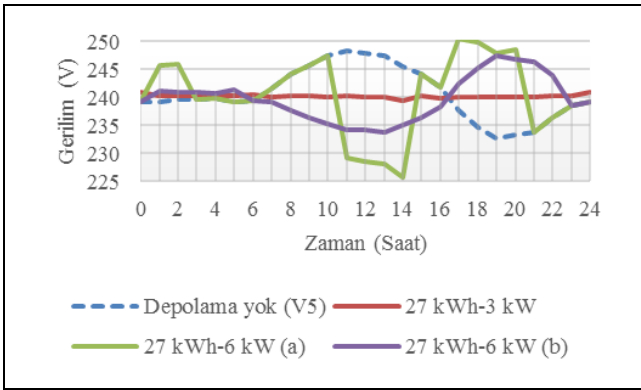
Senaryo 4 ve 5'te enerji kapasitesinin (kWh) yetersiz olduğu görüldü. Bu nedenle, burada iki adet Tesla Powerwall 2 kullanılarak enerji kapasitesi iki katına (13.5 kWh'ten 27 kWh'e) çıkarılmıştır.

Senaryo 6 için PBEDS 0-3 kW aralığında tutulmuştur. Enerji kapasitesi yüksek olduğundan alınabilecek en ideal sonuç Şekil 16 ve Şekil 17'de görüldüğü gibi elde edilmiştir.



Şekil 16. Senaryo 6- 8 için V1 gerilim profilleri.

Figure 16. V1 voltage profiles for scenarios 6-8.



Şekil 17. Senaryo 6- 8 için V5 gerilim profilleri.

Figure 17. V5 voltage profiles for scenarios 6-8.

Senaryo 7 ve 8 de ise PBEDS 0-6 kW aralığı için farklı LoadShape'ler kullanılarak test işlemi gerçekleştirilmiştir. Ancak senaryo 7 ve 8'in yüksek PBEDS gücü nedeniyle kullanılması (Şekil 16 ve Şekil 17'de görüldüğü gibi) mümkün değildir.

Yukarıda test edilen tüm bu senaryolar sonucunda, bataryanın enerji depolamasının (hem enerji depolama kapasitesinin (kWh) hem de depolama gücünün (kW)), AGDŞ'de PV kaynaklı gerilim artışlarını önlemede etkili olduğu görülmüştür.

Ancak; yerel mikro kontrolörün çözüm için sadece bağlı bulunan düğüm gerilimini baz alması yeterli olmayabilir. Ayrıca bu yöntem, enerji dağıtım firmaları için uygulanması oldukça güç bir yöntem olabilir, çünkü bu manuel işlemler yüzlerce müşteriden oluşan bir alçak gerilim hattı için bile oldukça meşakkatli cebirsel işlemidir. Dolayısıyla tüm hat üzerinde gerçekleşen güç akışlarını dikkate alan farklı bir kontrol yaklaşımı (*merkezi kontrol*) ile benzer senaryolar aşağıda yeniden test edilmiştir.

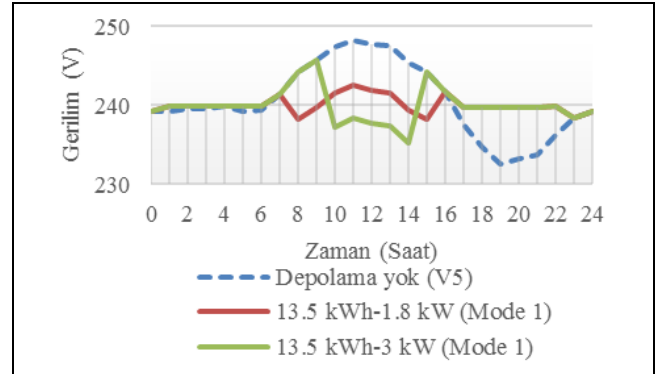
### 3.2 Durum çalışması 2: Merkezi kontrol

Yukarıda değinilen yöntem, oldukça zahmetli olmakla beraber gerilim ölçümünde hat başını dikkate almaması ve mikro kontrolörlerin kendi aralarında haberleşmemesi sebebiyle efektif bir gerilim kontrolü gerçekleştiremediğinden, daha basit ve etkili yönetime ihtiyaç duyulmaktadır. Bu nedenle, burada daha önce Şekil 10'da belirtilen *merkezi kontrol* yöntemi için iki farklı yöntem sunulmuştur: Time mod ve PeakShave. İlk yöntemde, belirlenen zaman aralıklarında bataryalar şarj edilir ve *talep yük*'ün belirlenen hedef güç bandının üstüne çıkması ile

bataryaların deşarj edilmesi sağlanır. Bu yöntem *mod-1* olarak isimlendirilmiş ve aşağıda senaryo 9 ve 10'da uygulanmıştır. İkinci yöntemde ise deşarj için PeakShave modu ve şarj için Time modu yerine PeakShaveLow modu kullanılmıştır. PeakShaveLow modu, bataryaların şarj edilmesi için bir alt limit güç değerinin seçilmesini gerektirir. Yani ters yönlü güç akışının belirlenen bir güç bandının üstüne çıkması sonucu bataryaların şarj konumuna alınması sağlanır. Bu ikinci strateji *mod-2* olarak isimlendirilmiş ve aşağıda senaryo 11 ve 12'de test edilmiştir.

#### 3.2.1 Senaryo 9-12

Senaryo 9 (13.5 kWh- 1.8 kW) ve Senaryo 10 (13.5 kWh- 3 kW) için elde edilen gerilim profilleri Şekil 18'de görülmektedir. *mod-1*'de PBEDS'lerin şarj edilmesi için Time modunun kullanılacağı belirtilmişti. Bu nedenle PBEDS'lerin şarj zamanı için güneş ışınımının yoğun olduğu öğle saatleri seçilmiştir. Şekil 18'de kırmızı grafik çizgisi Senaryo 9'u ve yeşil çizgi Senaryo 10'u temsil etmektedir. Senaryo 9'da PBEDS 1.8 kW seçildiğinden (PPV > PBEDS) depolama işlemi 08.00-15.00 saatleri arasında sürmüştür. Senaryo 10'da ise PBEDS 3kW seçildiğinden (PPV ≈ PBEDS), PBEDS' in artırılması (1.8 kW → 3 kW) PBEDS'i daha hızlı şarj edeceğinden işlem süresi kısaltılmıştır (08.00-15.00 yerine 10.00-14.00 saatleri arası). Burada senaryo 9'un senaryo 10'a göre daha verimli çalıştığı söylenebilir. Ancak Senaryo 9'da saat 10.00-13.00 saatleri arasında PPV > PBEDS 'in etkisi sebebiyle az da olsa gerilim artışı devam etmiştir. Bu her iki senaryo şarj işlemi için zamanı esas kabul ettiğinden, şarj için zamanı esas almayan *mod-2*'nin daha verimli çalışıp çalışmadığını test etmek için Senaryo 11 ve 12 test edilmiştir.



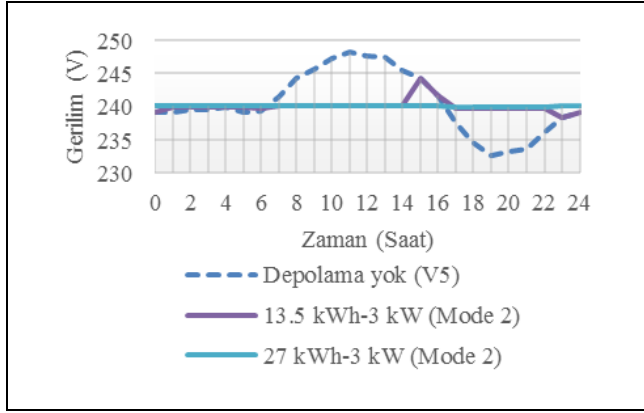
Şekil 18. Senaryo 9 ve 10 için V5 gerilim profilleri.

Figure 18. V5 voltage profiles for scenarios 9 and 10.

Senaryo 11 (13.5 kWh- 3kW) ve senaryo 12 (27 kWh- 3kW) için *mod-2* depolama stratejisi sonucu elde edilen gerilim profilleri Şekil 19'da görülmektedir. Mor renkli grafik çizgisi Senaryo 11'i ve mavi renkli çizgi Senaryo 12'yi temsil etmektedir. Her iki senaryoda da PPV ≈ PBEDS= 3kW seçilmiştir. Kontrolörün zamanı esas almayıp bunun yerine hat başındaki verileri dikkate alarak işlem gerçekleştirmesinin Senaryo 9 ve 10'a göre gerilim kontrolünde daha verimli olduğu görülmektedir. Senaryo 11'de bir adet Tesla Powerwall 2 kullanılması sebebiyle batarya olduğundan şarj işlemi saat 14.00'te sonlanmıştır. Senaryo 12'de ise yeterli depolama alanı mevcut olduğundan saat 14.00'ten itibaren enerji depolamasına devam edilmiştir. Bu durum Senaryo 11'e göre daha etkili bir gerilim kontrol işleminin sürdürülmesine yardımcı olmuştur. Yeterli kapasite, optimum çıkış gücü ve uygun kontrol yöntemi seçildiğinde, Senaryo 12'de en ideal sonucun elde edilebileceği



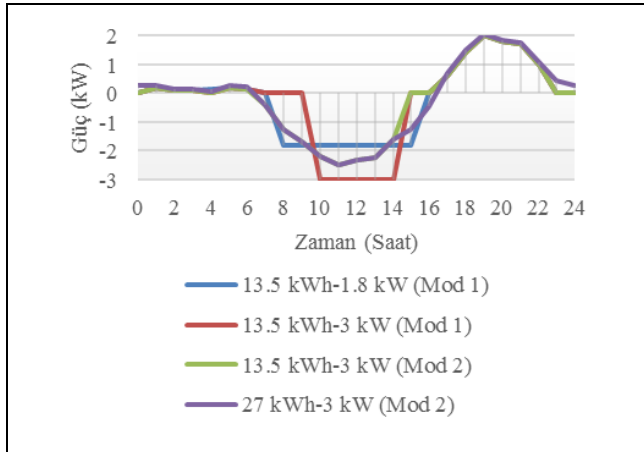
görülmektedir. Ayrıca senaryo 10 ve 11'de kapasite ve güç değerleri aynı olmasına rağmen farklı kontrol stratejileri sonucu daha verimli sonuçların elde edilebileceği yani Senaryo 11'in Senaryo 10'dan daha verimli olduğu anlaşılmaktadır.



Şekil 19. Senaryo 11 ve 12 için V5 gerilim profilleri.

Figure 19. V5 voltage profiles for scenarios 11 and 12.

Şekil 20'de BEDS 5'in şarj/deşarj gücünü ifade eden PBEDS değerleri görülmektedir. Time modu (*mod-1*) için şarj gücü (mavi ve kırmızı renkli) sabit bir değerde tutulmuştur. Ancak PeakShaveLow (*mod-2*) modunda PBEDS'in zamana göre değiştiği (yeşil ve mor renkli) görülmektedir.



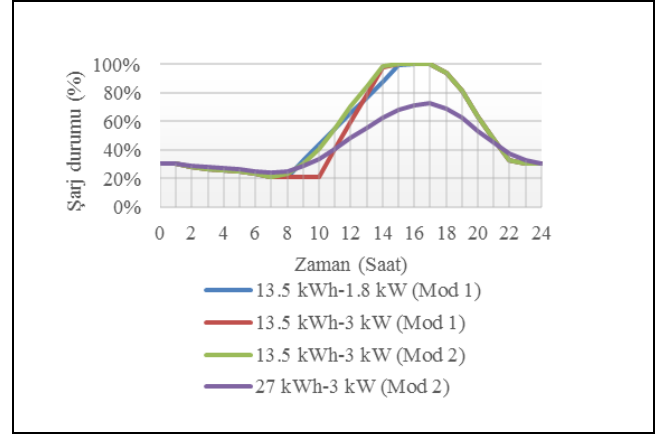
Şekil 20. Senaryo 9- 12 için BEDS 5 güç değerleri.

Figure 20. BEDS 5 power values for scenarios 9-12.

### 3.2.2 BEDS 5'e ait güç değerleri (kW) ve şarj durumu (kWh)

BEDS'in sabit bir güç değeri üzerinden şarj edilmesi AGDS'den gereksiz yere güç çekilmesine neden olabilir. Buna karşı PV üretiminin takip edilmesinin daha verimli bir yol olabileceği (*mod-2*) göz önüne alınmalıdır. Şekil 20'de, *mod-1* kontrol yöntemi sebebiyle şarj işlemi yoğun olarak belli bir saat dilimine (mavi→08.00-15.00, kırmızı→10.00-14.00) sıkışırken ve sabit bir güç değeri üzerinden şarj işlemi gerçekleştirirken; *mod-2* kontrol yöntemi ile zaman dikkate alınmayıp ölçüm verileri baz alınarak daha verimli bir sonuç ve daha geniş bir şarj zaman aralığı (yeşil→06.00-15.00, mor→06.00-16.00) elde edilmiştir. Senaryo 10 ve 11'de Aynı materyaller kullanılmasına rağmen depolama kontrol yönteminin değiştirilmesi ile efektif sonuçların elde edilebileceği Şekil 20'den anlaşılmaktadır.

Şekil 21'e bakıldığında BEDS enerji kapasitesinin iki katına çıkarılması sonucu (mor renkli-27 kWh) tüketimden arta kalan miktarın büyük bir kısmı depolanabilmiştir. Ancak 13.5 kWh kapasite için şarj işleminin saat 14.00-15.00 civarında sonlandığı, BEDS'in tam şarj olduğu Şekil 21'de (mavi, kırmızı ve yeşil) görülmektedir.



Şekil 21. Senaryo 9- 12 için BEDS 5 şarj durumu.

Figure 21. BESS 5 charging status for scenario 9-12.

Durum Çalışması 1'de depolama kapasitesinin ve gücünün değiştirilmesi ile farklı sonuçların elde edilebileceği görülmüştü. Durum Çalışması 2'de ise aynı kapasite ve güç değerleri kullanılarak, farklı bir kontrol yaklaşımı ile sonuçların ne ölçüde ilerletilebileceği gözlemlendi. Araştırmaya değer ölçüde sonuçların daha iyi olduğu yani *merkezi kontrol*'ün daha verimli çalıştığı görüldü. *lokal kontrol*'de mikro kontrolörün sadece bağlı bulunduğu düğüm gerilimini düzeltmeye çalışmasının yeterince efektif olmadığı buna karşın *merkezi kontrol*'de hat başı parametrelerinin dikkate alınarak bataryaların yönlendirilmesinin daha etkin olduğu gözlemlendi. Ayrıca, *merkezi kontrol* bünyesinde yer alan farklı depolama yöntemlerinin (*mod-1* ve *mod-2*) test edilmesiyle farklı sonuçların da ayrıca elde edilebileceği senaryo 9'dan 12'ye kadar ki farklı senaryolarda görüldü. Senaryo 10 ve 11 aynı kontrol yöntemi (*Merkezi*) bünyesinde farklı stratejilerin (*mod-1* ve *mod-2*) uygulanmasıyla daha verimli sonuçların elde edilebileceğini de göstermiştir.

## 4 Tartışma

AGDS'de BEDS'in, PV kaynaklı gerilim artışı üzerine ne tür bir etkisinin olacağını öğrenmek amacıyla yukarıda yer alan senaryolar test edildi.

*Lokal kontrol* altında test edilen ilk sekiz senaryoda, Senaryo 1-5 için bir adet ve senaryo 6-8 için iki adet Tesla Powerwall 2 kullanıldı. Senaryo 1 ve 2 de PPV >PBEDS olduğundan elde edilen sonuçlar tatmin edici olmamıştır. Diğer bir ifade ile PV kaynaklı gerilim artışları ancak kısıtlı bir düzeyde önlenemmiştir.

Senaryo 3'te PPV ile PBEDS güçleri birbirine yakın seçildiğinden gerilim profilindeki iyileşmenin kayda değer ölçüde iyi olduğu görüldü. Senaryo 4 ve 5'te PPV <PBEDS olduğundan BEDS'in *talep yük* şeklinde davrandığı gözlemlendi.

İki adet Tesla Powerwall 2'nin kullanıldığı Senaryo 6'da beklendiği gibi oldukça iyi bir gerilim profili elde edildi. Bu sonuç, oldukça yeterli olan enerji kapasitesi (kWh) ve PPV ile PBEDS'in birbirine yakın seçilmesi ile elde edilebildi.

Senaryo 7 ve 8'de ise hem yüksek enerji kapasitesinin (kWh) hem de yüksek PBEDS'in etkisiyle BEDS'in tekrardan *talep yük* gibi davrandığı ve gerilim profilini iyileştirme hususunda pek yarar sağlamadığı gözlemlendi. Ayrıca *lokal kontrol* altında test edilen bu senaryoların bir benzeri de *merkezi kontrol* altında senaryo 9-12'de test edildi. Ancak, *lokal kontrol*'de PPV < PBEDS' in yarar sağlamadığı gözlemlendiğinden *merkezi kontrol*'de bu ihtimal tekrardan test edilmedi. *Merkezi kontrol* altında zamanı esas alan Senaryo 9 (13.5 kWh- 1.8 kW) ve Senaryo 10 (13.5 kWh- 3 kW), PPV ≈ PBEDS olması durumunda daha iyi bir gerilim profili elde edileceğini göstermiştir.

Bu nedenle Senaryo 11 (13.5 kWh- 3kW)'de ve Senaryo 12 (27 kWh- 3kW)'de PPV ≈ PBEDS baz alınmış ancak; Senaryo 9 ve 10'a kıyasla bu her iki senaryoda zamanı dikkate almayan ve tamamen ölçüme dayalı olan *mod-2* kullanılmıştır. Hat başı ölçüm verileri baz alındığından Senaryo 11 ve 12, Senaryo 9 ve 10'a göre daha efektif çalışmıştır. Senaryo 12'de 27 kWh'lik bir enerji kapasitesinin gerilim profilinin iyileşmesi hususunda oldukça yarar sağladığı görülmüştür. Yukarıda değinilen sayısal sonuçların daha iyi anlaşılması açısından senaryo karşılaştırması Tablo 3'te verilmiştir.

Benzer bir çalışmada çatı üstü PV sistem yerine bir evin temel enerji ihtiyacını karşılayabilecek mikro düzeyde bir rüzgâr enerji sistemi (RES) de kullanılabilir. RES'in kullanılmasında oluşabilecek gerilim artışlarının önlenmesinde burada kullanılan *lokal kontrol*'ün çalışmayacağı, *merkezi kontrol*'ün ise çalışacağı söylenebilir. Ancak rüzgârın ne zaman eseceği net bir şekilde bilinemeyeceğinden *merkezi kontrol*'ün test edilen ve zamanı dikkate alan Time modunun (*mod-1*) çalışmayacağı da bilinmelidir. Bu nedenle zamanı dikkate almayan ve tamamen ölçüme dayalı olan *mod-2*'nin çalışacağı söylenebilir.

RES'lerin veya PV sistemlerin AGDŞ'de neden olacağı gerilim artışlarına karşı kullanılacak BEDS'lerin gerçek hayatta ne tür sonuçlar vereceği ancak "Gerçek Saha Uygulaması" veya "Gerçek Zamanlı Kontrol" ile öğrenilebilir. "Gerçek Zamanlı Kontrol" ile klimaların etkisinin de dahil edileceği bir çalışma gelecek çalışmaların konusu olabilir.

## 5 Sonuç

PV kaynaklı gerilim artışının hafifletilmesi, mümkün ise ortadan kaldırılabilmesi için, bu çalışmada, batarya enerji depolama sistemleri (BEDS) konut düzeyinde uygulanmıştır.

Fider seviyesinde gerilim artışının yönetilebilmesi için, iki farklı kontrol yöntemi çalışılmıştır. Sonuçlar, batarya enerji kapasitesi (kWh) kadar batarya gücünün (PBEDS) de kritik bir öneme sahip olduğunu göstermektedir. Batarya kapasitesinin artırılması sonucu gerilim artışlarının daha kolay önlendiği görüldü. Ancak buna bağlı olarak toplam sistem maliyetinin artacağı da unutulmamalıdır. Bununla beraber sonuçlar, sadece kapasitenin göz önünde bulundurulmasıyla gerilim kontrolünün sağlanmasının yetersiz ve hatta bazı durumlarda verimsiz olacağını (senaryo 7 ve 8) da göstermektedir. Çünkü Senaryo 7 ve 8 de PBEDS 0-6 kW aralığında PV gücünden daha yüksek bir güç seviyesinde olmasına izin verildiğinden enerji depolama veya deşarj işleminde ayrıca şebekeden enerji çekilmiş veya şebekeye yüksek güç ile enerji enjekte edilmiştir. Bu istenilmeyen bir durumdur. Bu nedenle kabul edilebilir bir sonuç için depolama gücünün de enerji kapasitesi kadar dikkate alınması gerektiği görülmüştür.

Bununla beraber, çalışmada baz alınan PV ve *talep yük* modeli dikkate alındığında bir adet Tesla Powerwall 2'nin kullanımının büyük oranda PV kaynaklı gerilim artışlarının önlenmesinde yeterli olabileceği (senaryo 11) görülmüştür.

Ayrıca, optimal çözümler için depolama kontrol yöntemlerinin de büyük bir hassasiyetle seçilmesinin gerekli olduğu sonuçlardan anlaşılmaktadır. Bu çalışmada test edilen *merkezi kontrol*'ün *lokal kontrol*'e göre daha etkili çalıştığı sonuçlar üzerinden görülmüştür. *Lokal kontrol* bir tahmine dayalı olarak test edildiğinden (yani en iyi ihtimalle BEDS' in ne zaman şarj/deşarj olacağı manuel olarak belirlendiğinden) bu yaklaşımla elde edilen sonuçlar gerçek hayatta karşılaşılabilecek uygulama sonuçlarından farklılık gösterebilir.

Fakat *merkezi kontrol* hat başında yer alan ölçüm verilerini baz aldığından daha gerçekçi/uygulanabilir sonuçlar verebilmektedir. Burada elde edilen sonuçlar radyal ağ üzerinde test edildiğinden halkalı ve enterkonnekte sistemlerde farklı sonuçlar görülebilir.

Türkiye'nin sahip olduğu yüksek güneş ışınımı potansiyeli nedeniyle PV sistem kurulumlarının sayısının ve bu sistemlerin AGDŞ'ye entegrasyonunun artması olağan bir durumdur. Bu durum yakın gelecekte bazı bölgelerde AGDŞ üzerinde PV kaynaklı gerilim artışları gibi sorunların meydana gelmesine neden olabilir.

Tablo 3. Senaryo karşılaştırma tablosu.

Table 3. Comparisons of scenarios.

| Senaryolar           | Deşarj işlemi zaman aralığı  | Depolama kapasitesi (kWh-kW) | Durum çalışması 1 (lokal kontrol) gerilim iyileştirme seviyesi |       | Durum çalışması 2 (merkezi kontrol) gerilim iyileştirme seviyesi |       |
|----------------------|--|------------------------------|--|-------|--|-------|
|                      |  |                              | mod 1  | mod 2 | mod 1  | mod 2 |
| Senaryo 1            | 07.00-16.00  | 13.5kWh/0-1kW                | 1  |       |  |       |
| Senaryo 2            | 10.00-15.00  | 13.5kWh/0-2kW                | 2  |       |  |       |
| Senaryo 3            | 06.00-16.30  | 13.5kWh/0-3kW                | 4  |       |  |       |
| Senaryo 4            | 11.00-13.00  | 13.5kWh/5kW                  | 6  |       |  |       |
| Senaryo 5            | 10.00-14.00  | 13.5kWh/0-5kW                | 3  |       |  |       |
| Senaryo 6            | 06.00-16.30  | 27kWh/0-3kW                  | 5  |       |  |       |
| Senaryo 7            | 11.00-14.00  | 27kWh/0-6kW                  | 6  |       |  |       |
| Senaryo 8            | 07.00-16.00  | 27kWh/0-6kW                  | 6  |       |  |       |
| Senaryo 9            | 08.00-15.00  | 13.5 kWh/1.8 kW              |  |       | 3  |       |
| Senaryo 10           | 10.00-14.00  | 13.5 kWh/3 kW                |  |       | 6  |       |
| Senaryo 11           | 07.00-14.00  | 13.5 kWh/3 kW                |  |       |  | 4     |
| Senaryo 12           | 06.00-16.30  | 27 kWh/3 kW                  |  |       |  | 5     |
| Gerilim profili      | 1-Yetersiz, 2-Zayıf, 3-Orta, 4-İyi, 5-Çok iyi  |                              |  |       |  |       |
| İyileştirme seviyesi | 6-İstenmeyen durum (Depolamanın talep yük gibi davranması ve gerilimin normal değer altına düşmesine neden olması) |                              |  |       |  |       |

Mevcut mevzuatta çatı üstü 10 kWp gibi yüksek bir kurulum gücünün gelecekte önemli oranda gerilim problemlerine neden olabileceği beklenmektedir. Bununla beraber PV sistemle aynı düğüme bağlanacak BEDS'in 5kW (G99 standardında yer alan) güç değerini geçmemesi gerektiği de yukarıda yer alan simülasyon sonuçlarından anlaşılmaktadır. Ayrıca en iyi sonucun da PPV  $\approx$  PBEDS olması durumunda elde edilebileceği görülmüştür.

Dolayısıyla bu çalışma şu sonuçlara dikkat çeker:

- Gelecekte yaşanabilecek gerilim problemlerinin ve müşterilerin maruz kalabileceği bazı mağduriyetlerin (PV kısıtlaması gibi durumlar yatırımcıyı mağdur edebilir) şimdiden önlenmesi adına çatı üstü PV sistemler için belirlenen üst sınır gücünün yeniden gözden geçirilmesi gerektiğini belirtir,
- PV sistemle beraber konumlandırılacak BEDS'in güç değerinin PV sistem gücünü geçmemesi gerektiğini ortaya koyar,
- BEDS enerji kapasitesi (kWh) ile beraber BEDS gücünün (kW) de doğru seçilmesi gerektiğini vurgular,
- Çatı üstü PV sistemlerin ve sayaç arkası BEDS'lerin şebeke bağlantı koşullarının dikkate alınması gerektiğini ortaya koyar.

## 6 Conclusion

In order to mitigate and if possible eliminate voltage rise posed by photovoltaic (PV) systems, in this study, Battery Energy Storage Systems (BESS) are deployed at the residential level. Two different control methods are explored to manage voltage rise at feeder level. The results highlight that it is crucial considering both energy capacity (kWh) and battery power (PBESS) in addressing voltage rise. Battery capacity is found to facilitate the prevention of voltage rise in a more efficient manner at the expense of greater overall system expenditure.

On the other hand, the findings demonstrate that relying entirely on capacity considerations for voltage control may prove inadequate and even inefficient in certain scenarios (Scenarios 7 and 8). In these instances, PBESS exceeded the power level within the 0-6 kW range of PV generation, resulting in undesired energy extraction from or injection into the grid during charging or discharge. Therefore, achieving an adequate outcome requires considering storage power along with energy capacity.

Additionally, considering the PV and load models employed in this study, it is evident that the use of a single Tesla Powerwall 2 may significantly adequate in preventing most PV-posed voltage rises (Scenario 11). Moreover, the results emphasize the importance of carefully identifying storage control methods for optimal solutions. Centralized control is found to perform more effectively than local control, as the latter relies on prediction-based testing (i.e., identifying BESS should charge/discharge manually). Consequently, results obtained through this method may differ from real-world applications. It is worth noting that centralized control, which employs measurements at the secondary side of the transformer, provides more realistic and viable results.

Thanks to Türkiye's high solar irradiation potential, the growing adoption of PV systems and their integration into the LV distribution network (LVDN) is expected. However, this is

likely to result in voltage rise issues in certain regions due to power generated by PV systems in the near future. Current regulations permit rooftop PV installations of up to 10 kWp, which are anticipated to result in significant voltage issues.

Simulation results suggest that the power rating of Battery Energy Storage Systems (BESS) connected to a household with PV system should not exceed 5 kW, as defined in the G99 standard. Additionally, the best operational result is observed when the PV system power (PPV) is approximately equal to the BESS power (PBESS).

This study highlights the following key findings:

- The upper power limit for rooftop PV systems should be reconsidered to prevent future voltage issues and potential investor losses due to PV curtailment,
- The power rating of a BESS co-located with a PV system should not exceed the PV system's capacity,
- Both the energy capacity (kWh) and the power rating (kW) of BESS should be appropriately selected to ensure optimal performance,
- Grid connection conditions for rooftop PV systems and behind-the-meter BESS should be carefully addressed to ensure stable and efficient integration into the distribution network.

## 7 Yazar katkı beyanı

Sabri ÇİFTÇİ, analizlerin gerçekleştirilmesi, literatür taraması ve sonuçların değerlendirilmesi ve içerik oluşturulmasına, Muhammed Sait AYDIN fikrin oluşması, metodolojinin belirlenmesi, sonuçların incelenmesi, yazım denetimi ve içerik açısından katkı sunmuşlardır.

## 8 Etik kurul onayı ve çıkar çatışması beyanı

"Hazırlanan makalede etik kurul izni alınmasına gerek yoktur".

"Hazırlanan makalede herhangi bir kişi/kurum ile çıkar çatışması bulunmamaktadır".

## 9 Kaynaklar

- [1] International Renewable Energy Agency. "Renewable Power Generation Costs in 2020". Abu Dhabi, BAE, Scientific Report, 2021.
- [2] Johnson RC, Mayfield M, Beck SBM. "Battery energy storage for management of LV network operational violations: a multi-feeder analysis". 3<sup>rd</sup> Annual Conference in Energy Storage and Its Applications, 3<sup>rd</sup> CDT-ESA-AC, Sheffield, UK, 11-12 September 2018.
- [3] Kirchsteiger H, Landl S. "Avoiding PV-Induced overvoltage through grid-connected batteries using model predictive control". *Environmental and Climate Technologies*, 27(1), 711-723, 2023.
- [4] Sharma, V, Haque, MH, Aziz, S, Kauschke, T. "Smart inverter and battery storage controls to reduce financial loss due to overvoltage-induced PV curtailment in distribution feeders". *Sustainable Energy, Grids and Networks*, 34, 2352-4677, 2023.
- [5] Eidissen M. Utilizing Batteries in the Norwegian Distribution Grid. Master's Thesis, UiT The Arctic University of Norway, Faculty of Science and Technology, Tromsø, Norway, 2023.

- [6] International Energy Agency. "Energy Storage". Paris, France, 2021. <https://www.iea.org/reports/energy-storage> (02.04.2023).
- [7] Lamberti F, Calderaro V, Galdi V, Piccolo A, Graditi G. "Impact analysis of distributed PV and energy storage systems in unbalanced LV networks". *2015 IEEE Eindhoven PowerTech, PowerTech 2015*, Eindhoven, Netherlands, 29 June 2015.
- [8] Giannitrapani A, Paoletti S, Vicino A, Zarrilli D. "Optimal Allocation of Energy Storage Systems for Voltage Control in LV Distribution Networks". *IEEE Transactions on Smart Grid*, 8(6), 2859-2870, 2017.
- [9] Crossland AF, Jones D, Wade NS, Walker SL. "Comparison of the location and rating of energy storage for renewables integration in residential low voltage networks with overvoltage constraints". *Energies*, 11(8), 1-16, 2018.
- [10] Bucciarelli M, Giannitrapani A, Paoletti S, Vicino A, Zarrilli D. "Energy storage sizing for voltage control in LV networks under uncertainty on PV generation". *2016 IEEE 2nd International Forum on Research and Technologies for Society and Industry Leveraging a better tomorrow (RTSI)*, Bologna, Italy, 07-09 September 2016.
- [11] Ariyaratna P, Muttaqi K, Sutanto D. "The sizing of battery energy storage for the mitigation of slow and fast fluctuations in rooftop solar PV output". *2017 IEEE Innovative Smart Grid Technologies-Asia (ISGT-Asia)*, Auckland, New Zealand, 04-07 December 2017.
- [12] Parthasarathy C, Hafezi H, Laaksonen H, Kauhaniemi K. "Modelling and simulation of hybrid PV BES systems as flexible resources in smartgrids-Sundom smart grid case". *2019 IEEE Milan PowerTech, PowerTech 2019*, Milan, Italy, 23-27 June 2019.
- [13] Johnson RC, Mayfield M, Beck SBM. "Optimal placement, sizing, and dispatch of multiple BES systems on UK low voltage residential networks". *Journal of Energy Storage*, 17, 272-286, 2018.
- [14] Von Appen J, Stetz T, Braun M, Schmiegel A. "Local voltage control strategies for PV storage systems in distribution grids". *IEEE Transactions on Smart Grid*, 5(2), 1002-1009, 2014.
- [15] Aydın MS, Alnaser SW, Althaher SZ. "Using OLTC-Fitted distribution transformer to increase residential PV hosting capacity: decentralized voltage management approach". *Energies*, 15(13), 1-19, 2022.
- [16] Gao X, Sossan F, Christakou K, Paolone M, Liserre M. "Concurrent Voltage Control and Dispatch of Active Distribution Networks by Means of Smart Transformer and Storage". *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, 65(8), 6657-6666, 2018.
- [17] Wang J, Hashemi S, You S, Troholt C. "Active and reactive power support of MV distribution systems using battery energy storage". *2017 IEEE International Conference on Industrial Technology (ICIT)*, Toronto, ON, Canada, 22-25 March 2017.
- [18] Richardson I, Thomson M. "Integrated simulation of photovoltaic micro-generation and domestic electricity demand: a one-minute resolution open-source model". *Proceedings of the Institution of Mechanical Engineers, Part A: Journal of Power and Energy*, 227(1) 73-81, 2013.
- [19] Çiftçi S, Solak M, Kuncan M. "Powered by the sun: designing and analyzing technical and economic aspects of a school sustained by photovoltaics". *Journal of Mechatronics and Artificial Intelligence in Engineering* 1(1), 21-32, 2020.
- [20] Tesla: Electric Cars, Solar & Clean Energy. "Technical specifications of Tesla Powerwall 2". [https://www.tesla.com/sites/default/files/pdfs/powerwall/Powerwall\\_2\\_AC\\_GW2\\_UK-EN\\_Installation\\_Manual\\_0.pdf](https://www.tesla.com/sites/default/files/pdfs/powerwall/Powerwall_2_AC_GW2_UK-EN_Installation_Manual_0.pdf) (03.04.2023).
- [21] Dugan RC, McDermott TE. "An open source platform for collaborating on smart grid research". *2011 IEEE Power and Energy Society General Meeting*, Detroit, MI, USA, 24-28 July 2011.
- [22] British Standards Institution. "Voltage Characteristics of Electricity Supplied by Public Electricity Networks". BS EN 50160, 2010. <https://www.bsigroup.com> (03.04.2023).