

Büyük Ölçekli Fotovoltaik Santrallerde Aktif Güç Kontrol Yöntemlerinin Frekans Kararlılığı Analizi

Frequency Stability Analysis of Active Power Control Methods in Large-Scale Photovoltaic Plants

Bora Çavdar¹, Ömür Akyazi¹, Erdinç Şahin¹, Fatih Mehmet Nuroğlu²



¹Karadeniz Teknik Üniversitesi, Of Teknoloji Fakültesi, Enerji Sistemleri Mühendisliği Bölümü, Trabzon, Türkiye

boracavdar@ktu.edu.tr, oakyazi@ktu.edu.tr, esahin@ktu.edu.tr

²Karadeniz Teknik Üniversitesi, Mühendislik Fakültesi, Elektrik Elektronik Mühendisliği Bölümü, Trabzon, Türkiye

fmn@ktu.edu.tr

Öz

Bu çalışmada Western Electricity Coordinating Council (WECC) tarafından tasarlanan FV santralin frekansa destek veren ve vermeyen aktif güç kontrol yöntemlerinin (AGKY) farklı senaryolar için frekans kararlılığı analizi DigSilent Powerfactory programında yapılmıştır. Yapılan analiz güç sistemlerinde meydana gelen geçici olaylar üzerinden değerlendirilmiştir. Dikkate alınan geçici olaylar generatörün, yükün ve hattın geçici olarak devreden çıkmasıdır. Ayrıca 3 faz kısa devre arızası için de analiz yapılmış ve elde edilen tüm sonuçlar değerlendirilmiştir.

Anahtar kelimeler: Büyük ölçekli fotovoltaik santral, frekans kararlılığı analizi, frekans desteği, WECC

Abstract

Güç sistemlerinde fotovoltaik (PV) santrallerin entegrasyonu gün geçtikçe artmaktadır. Bu artan entegrasyon sebebiyle PV santrallerin yüksek penetrasyon seviyesinde güç sistemine katılması toplam atalet momentini azaltıcı yönde etki ortaya çıkarmaktadır. Ayrıca yüksek penetrasyonda güç sistemine katılan bu santrallerin frekans desteği sağlamaması, sistemde frekans açısından güvenlik sorunu teşkil etmektedir. Bu yüzden, bu çalışmada Western Electricity Coordinating Council (WECC) tarafından tasarlanan PV santralin frekansa destek veren ve vermeyen aktif güç kontrol yöntemlerinin (AGKY) farklı senaryolar için frekans kararlılığı analizi DigSilent Powerfactory programında yapılmıştır. Yapılan analiz güç sistemlerinde meydana gelen geçici olaylar üzerinden değerlendirilmiştir. Dikkate alınan geçici olaylar generatörün, yükün ve hattın geçici olarak devreden çıkmasıdır. Ayrıca 3 faz kısa devre arızası için de değerlendirme yapılmış ve elde edilen tüm sonuçlar değerlendirilmiştir.

Anahtar kelimeler: Büyük ölçekli fotovoltaik santral, frekans kararlılığı analizi, frekans desteği, WECC

1. Giriş

Dünya nüfusunun hızlı artışı, fosil enerji kaynaklarının rezervlerinin azalması ve artan enerji ihtiyacı sebebiyle özellikle güneş enerjisi başta olmak üzere yenilenebilir enerji kaynaklarına olan talep gün geçtikçe artmaktadır [1]. Rüzgâr ve PV santrallerin güç sistemlerinde kullanılması sistemdeki geleneksel yapının değişmesi gerekliliğini ortaya çıkarmıştır. Bu gerekliliklerden biri sistemin frekansının, bahsedilen santraller tarafından düzenlenmesi durumudur. Bu yüzden, yapılan çalışmada PV santralin frekans düzenlenmesindeki etkisi incelenmiştir.

PV santrallerin döner yapıda elemanı bulunmamaktadır. Ayrıca, PV santraller genellikle, hava koşullarına bağlı olarak, maksimum güç noktası takip (MGNT) edilerek çalıştırılıp maksimum güç elde edilir [2, 3]. Bu sebeplerden dolayı, PV santrallerin güç sistemlerinde yeri arttıkça sistemin toplam atalet momenti ve primer frekans desteği azalmaktadır [4]. Frekans kontrolünde bu olumsuz etkilerin ortadan kalkması için PV santrallerin frekansa destek vermesi gereklidir. Ayrıca PV santrallerin dönen yapılarının olmayışı ve sadece güç elektroniği elemanlarıyla donatılmış olması frekansa destek vermelerini rüzgâr santrallerinden daha avantajlı hale getirir [5].

1.1. Literatür Araştırması

Literatürde, evirici aracılığıyla güç sistemlerine entegre edilen enerji kaynaklarının frekans düzenlemesine katıldığı çalışmalar görülmektedir. Bu çalışmalar rüzgâr santrallerinin [6-8], PV santrallerin [3, 5, 9-15] ve PV santrallerle enerji depolama birimlerinin [16, 17] kullanıldığı güç sistemlerini içermektedir.

PV santrallerin sisteme frekans desteği için yapılan çalışmaların bazılarında mikro şebekelerdeki [9, 10], bazılarında ise büyük ölçekli PV santralin iletim seviyesindeki [3, 12, 13] etkisinin incelenmeleri gerçekleştirilmiştir. Literatürde yapılan çalışmalarda dağıtık [12] ve merkezi [13] olarak kullanılan santraller; değişik zaman aralıkları için farklı penetrasyon seviyelerinde PV santralin frekansa verdiği destek [5]; PV santralin frekansa yanıt olarak ürettiği aktif güç tepkisinin daha hızlı olabilmesi [15]; PV santralin güç sisteminde farklı penetrasyon seviyelerinde bulunup frekans desteği sağlaması [18] vb. incelemeler yapılmıştır. Genellikle benzeri çalışmalarda yükün devreden çıkması durumu incelenmiştir.

1.2. Literatüre Katkı

Bu çalışmada yapılan katkılar aşağıda verilmiştir.

- PV santral AGKY'nin güç sistemlerinde sıklıkla meydana gelen geçici olaylar ve 3 faz kısa devre arızası durumu için,
- PV santrale yakın ve uzak konumlarda meydana gelmesi durumunda olay konumunun etkisi için

frekans kararlılığı analizinin yapılması bu çalışmanın literatüre katkısıdır.

1.3. Organizasyon Şeması

Bu makalede organizasyon sırası aşağıda verilmiştir.

- Bölüm II'de yapılan çalışmadaki modellemelerden bahsedilmiştir. Bu modellemelerde matematiksel model, güç sisteminin ve PV santralin modeli bulunmaktadır.
- Bölüm III'te çalışmada gerçekleştirilen senaryolar ve bu senaryoların sonuçlarının analizi yapılmıştır.
- Bölüm IV'te tüm çalışmada elde edilen sonuçların değerlendirilmesi gerçekleştirilmiştir.

2. Modellemeler

2.1. Matematiksel Model

Arıza meydana geldiğinde rotor ekseninin göreceli pozisyonu manyetik alan eksenine sabit durumda bulunmasıyla oluşan güç açısı ivmeli bir hareketle değişir [19]. Bu hareketi açıklamak için aşağıda Salınım Denklemi verilmiştir.

$$Jw_m \frac{d^2 \delta_m}{dt^2} = P_m - P_e \quad (1)$$

Elde edilen (1) numaralı denkleme senkron generatörlerin rotor hızlarında değişikliğin nasıl meydana geldiğini açıklamaktadır. Bu denklemde P_m türbin güç çıkışı ya da mekanik güç olarak ifade edilebilir. P_e ise senkron generatörden talep edilen aktif güç ya da elektriksel güç olarak ifade edilebilir. Bir senkron generatörde elektriksel güç (P_e) mekanik güçten düşük olduğu durumda generatörün rotoru hızlanmaya başlarken tam tersi durumda rotor hızında yavaşlama görülür. Bir güç sisteminde generatörden talep edilen gücün artması devreye yük alınması ya da devreden generatör çıkması gibi durumlar olurken tam tersi durumlarda ve üç faz kısa devre arızası gibi bir durumda generatörün üretimi talep edilen tüketimi geçer.

Bir senkron generatörlü yapı için güç hız karakteristiği aşağıdaki gibi ifade edilebilir [20].

$$\frac{\Delta w}{w_n} = -\rho \frac{\Delta P_m}{P_n}, \quad \frac{\Delta P_m}{P_n} = -K_i \frac{\Delta w}{w_n} \quad (2)$$

Yukarıda verilen eşitlikte ρ ve $K = 1/\rho$ governor sisteminin sırasıyla hız düşüm ve kazanç katsayısını, P_n nominal güç çıkışını, Δw hız değişimini ve w_n nominal hızı ifade eder. Denklem (2)'den yararlanılarak ve hız ile frekans orantılı olduğundan i . makine için aşağıdaki denklem yazılabilir.

$$\frac{\Delta f}{f_n} = -\rho_i \frac{\Delta P_{mi}}{P_{ni}}, \quad \frac{\Delta P_{mi}}{P_{ni}} = -K_i \frac{\Delta f}{f_n} \quad (3)$$

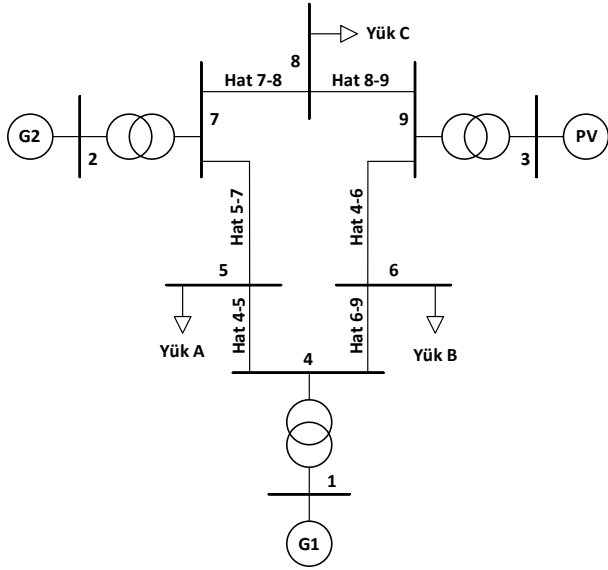
Burada Δf frekans değişimini, f_n nominal frekansı ifade eder. Toplam güç ile frekans arasındaki ilişkisi (4) numaralı denklemde elde edilebilir.

$$\begin{aligned} \Delta P_T &= \sum_{i=1}^{N_G} \Delta P_{mi} = -\frac{\Delta f}{f_n} \sum_{i=1}^{N_G} K_i P_{ni} \\ &= -\Delta f \sum_{i=1}^{N_G} \frac{K_i P_{ni}}{f_n} \end{aligned} \quad (4)$$

(4) numaralı denklemde sistemdeki toplam güç değişikliğine PV santralin etki etmesi frekanstaki değişikliği etkilemektedir.

2.2. Güç Sisteminin Modellemesi

Yapılan çalışmada IEEE 9 baralı güç sistemi kullanılmıştır [21]. Bu güç sistemi, Bara 3'te bulunan senkron generatörlü santral kaldırılıp yerine PV santral eklenerek, Şekil 1'deki gibi düzenlenmiştir. Sistemde bulunan tüm generatörlerde governor ve otomatik gerilim regülatörü (AVR) bulunmaktadır. G1 generatörünün governor ve AVR'si sırasıyla HYGOV, EXAC1; G2 generatörünün ise sırasıyla GAST, IEEE11'dir. Sistemin statik ve dinamik verileri için [22] bakılabilir.



Şekil 1. Düzenlenmiş IEEE 9 Baralı Güç Sistemi

Yapılan güç sistemi modellemesinde Tablo 1'de generatör Tablo 2'de yük verileri verilmiştir. Ayrıca G1 generatörünün bağlı olduğu bara salınım barası olarak seçilmiş ve bara geriliminin açısı 0° alınmıştır.

Tablo 1. Generatör Güç ve Gerilim Değerleri

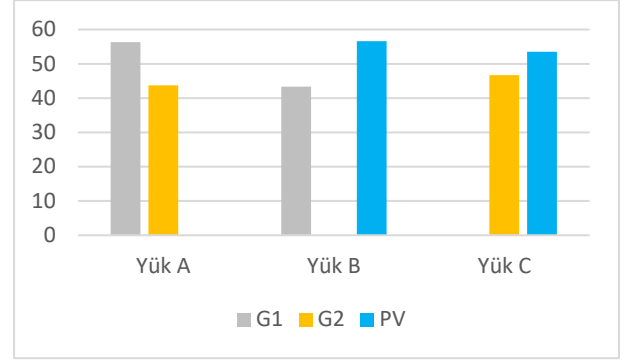
Kaynak	Bara	İşletme Gücü (MW)	Nominal Güç (MVA)	Gerilim Büyüklüğü (pu)
G1	Bara 1	-	250	1.040
G2	Bara 2	100	150	1.025
PV	Bara 3	100	120	1.000

Tablo 2. Yük Güç Değerleri

Yük	Bara	Aktif Güç (MW)	Reaktif Güç (MVar)
Yük A	Bara 5	120	50
Yük B	Bara 6	80	20
Yük C	Bara 8	100	30

Tablo 1'de verilen güç üretim değerlerine bakıldığında bu çalışmada kullanılan PV santral tüm sistemdeki yükün yaklaşık %33,3'ünü karşılamaktadır.

Bu çalışmada, yüklerin hangi generatörler tarafından hangi oranda aktif güçle beslendiğini gösteren grafik Şekil 2'de verilmiştir.

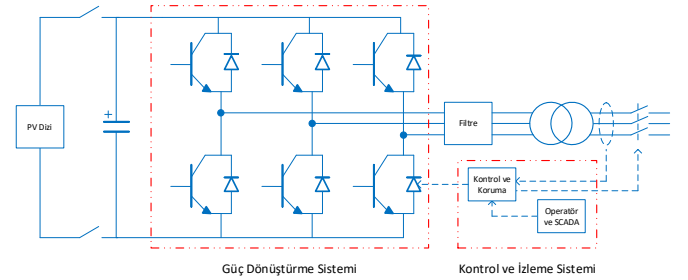


Şekil 2. Yüklerin Generatörler Tarafından Beslenme Yüzdeleri

Şekil 2'de yüklerin generatörler tarafından beslenmesi, yük değerlerinin yüzdesi olarak gösterilmiştir. Örneğin Yük A'nın %56,3 aktif güç talebini G1 generatörü sağlamaktadır. Bu grafik senaryolardaki sonuçların anlaşılmasında önem arz etmektedir.

2.3. PV Santralin Güç Sistemindeki Modellemesi

Güç sistemlerinde dinamik çalışmalar açısından inceleme yaparken PV santral modellemesinin buna uygun yapılması gerekmektedir. PV santralin güç sisteminde yüksek aktif güç üretimi yaptığı Tablo 1'de görülmektedir. Bu yüzden bu çalışmada büyük ölçekli PV santral modeli kullanılmış ve bu model Şekil 3'te verilmektedir.



Şekil 3. Fotovoltaik Santralin Yapısı

Yapılan çalışmada WECC kontrol modülleri kullanılarak DigSilent Powerfactory programında PV santralin kontrol yapısı oluşturulmuştur. Bu çalışmada kullanılan PV santral WECC kontrol modülleri Renewable Energy Generator Converter (REGC_A), Renewable Energy Electrical Control (REEC_B), ve Renewable Energy Plant Controller (REPC_A)'dır. Çalışmada kullanılan kontrol modüllerinden REGC_A, REEC_B'den gelen akım komutlarıyla güç sistemine akım sağlarken REEC_B modülü lokal ve REPC_A modülü santral seviyesinde kontrolü sağlar. Ayrıca REPC_A kontrol modülü PV santralin frekansa göre aktif güç kontrolü yapmasına olanak verir. WECC kontrol modüller hakkında daha detaylı bilgiye [23] ve [24] numaralı çalışmalardan ulaşılabilir.

Bu çalışmada WECC kontrol modülleri kullanılarak PV santralin AGKY'nin [24] sistemde yaptığı etki incelenmiştir. Bahsi geçen AGKY Tablo 3'te verilmektedir.

Tablo 3. Aktif Güç Kontrol Yöntemleri

Yöntem	Gerekli Modüller	frqflg	ddn (pu)	dup (pu)
NGR	REEC_B	0	-	-
GRDR	REEC_B + REPC_A	1	20	0
GRU&DR	REEC_B + REPC_A	1	20	15

Tablo 3'te verilen kontrol yöntemleri aşağıda açıklanmıştır.

- No governor response (NGR): Frekansa PV santralin aktif güç tepkisi vermediği kontrol yöntemidir.
- Governor response, down regulation (GRDR): Frekans arttığında PV santralin frekansı azaltıcı yönde tepki verdiği yani aktif güç üretimini azalttığı kontrol yöntemidir.
- Governor response, up and down regulation (GRU&DR): Frekans arttığında ya da azaldığında PV santralin frekansı düzenlemek için tepki verdiği aktif güç kontrol yöntemidir. PV santral frekans artarken aktif gücünü azaltarak, frekans azalırken aktif gücünü artırarak tepki verir.

Üç farklı kontrol yönteminde PV santrali kullanmak için Tablo 3'te belirtilen *frqflg* bayrağı, *ddn* ve *dup* parametreleri kullanılmıştır. Down regulation droop (*ddn*) parametresi sıfırdan farklı bir değer verildiğinde frekansın artmasına, up regulation droop (*dup*) frekansın azalmasına PV santralin aktif güç tepkisi vermesini sağlar. *frqflg* bayrağın 1 seçildiğinde bu parametreler aktif hale gelmektedir.

Ayrıca, aktif güce etki eden iki özellik bulunmaktadır. Bunlardan ilki, düşük gerilim iyileştirme (low voltage ride through – LVRT) özelliği geçici olay anında PV santralin sisteme aktif güç desteği sağlamasını gerçekleştirir [25]. Bu çalışmada LVRT'nin devrede olduğu gerilim büyüklüğünün limit değerleri 0,9 pu ile 0,6 pu arasındadır. Gerilim büyüklüğü 0,6 pu değerinden aşağı inerse PV santral sisteme aktif güç vermeyi keser, 0,9 pu değerinin üstüne çıkarsa da normal çalışma koşullarına geçilir. Bu limitlerin ayarlanabilmesini sağlayan REGC_A modülünde bulunan *breakpoint* (*brkpt*=0,9 pu) ve *zero crossing* (*zerox*=0,6 pu) parametreleridir. Aktif güce etki eden ikinci özellik de gerilim düzeldiğinde aktif güç rampalama oranıdır [26]. Bu çalışmada PV santral saniyede nominal aktif gücünün %100'ü oranında aktif gücünü artırarak geçici olay öncesi değerine geri döner. Bu aktif güce geri dönme oranı REGC_A modülünde bulunan aktif güç rampalama oranı (*rrpwr*=1 pu) parametresiyle düzenlenir. Ayrıca bu çalışmada PV santralde dinamik gerilim desteği (dynamic voltage support – DVS) özelliği kullanılmamıştır.

Bu çalışmada adil bir AGKY karşılaştırılması yapmak için aynı tepkiyi veren reaktif güç kontrol yöntemleri dikkate alınmıştır. Bu yüzden sadece lokal kontrol modülü (REEC_B) içeren NGR aktif güç kontrol yöntemi PV santralinde reaktif güç kontrol yöntemi Local Voltage Control (LVC) kullanılmıştır. Santral seviyesinde kontrol modülü (REPC_A) içeren GRDR ve GRU&DR aktif güç kontrol yöntemi PV santrallerde ise Plant level Voltage Coontrol & Local Coordinated Q/V Control (PLVC&LCQ/VC) reaktif güç kontrol yöntemi kullanılmıştır.

Bu çalışmada yukarıda verilen parametre değerlerinin dışında kalan PV santral kontrol modüllerinin parametreleri [26]'dan alınmıştır.

3. Uygulanan Senaryolar ve Benzetim Çalışmaları

Güç sistemlerinde genellikle meydana gelen geçici olaylar bu çalışmada senaryo olarak gerçekleştirilmiştir. Gerçekleştirilen senaryolar Tablo 4'te sunulmaktadır.

Tablo 4. Dikkate Alınan Senaryolar

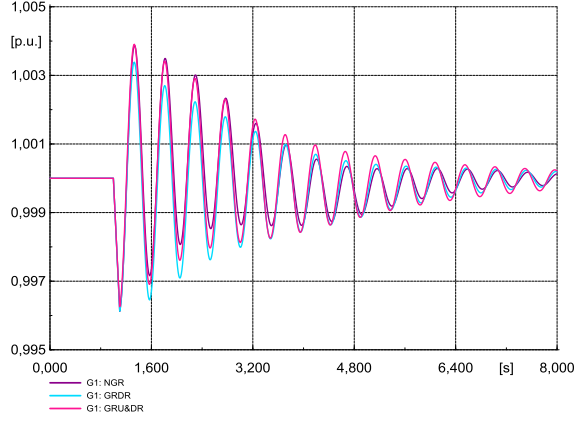
Senaryo	Geçici Olay	Geçici Olay Yeri
I	Generatörün Anlık Devreden Çıkması	G2
II	Yükün Anlık Devreden Çıkması	Yük A Yük C
III	Hattın Anlık Devreden Çıkması	Hat 5-7 Hat 6-9
IV	Anlık 3 Faz Kısa Devre Arızası	Bara 5 Bara 6

Tabloda verilen senaryolarda Senaryo I haricinde diğer alt durum bulunmaktadır. Bu durumların sebebi PV santrale yakın ve uzak konumda olan aynı geçici olayların karşılaştırılması içindir. Bu noktada, PV santrallerin yakında ve uzakta olan geçici olaylara AGKY'nin tepkisi ve kontrol birimlerinin etkisi incelenmiştir.

Bu çalışmada geçici olaylar t=1 s başlamış olup t=1,1 s de sonlanmıştır. Ayrıca frekans tepkisi Bara 9 üzerinden incelenmiştir.

3.1. Senaryo I: Generatörün Anlık Devreden Çıkması

Güç sisteminde generatörün devreden çıkmasıyla meydana gelecek üretim kaybını dengelemek için sistemde bulunan diğer generatörler üretimlerini arttırmalı ya da bu duruma sistemden yük atılarak karşılık verilmelidir. Burada gerçekleşen olayda G2 generatörü geçici olarak devreden çıkarılmaktadır. G2 generatörünün devreden çıkması sonucunda G1 generatörünün rotor hızındaki değişim Şekil 4'te verilmiştir.

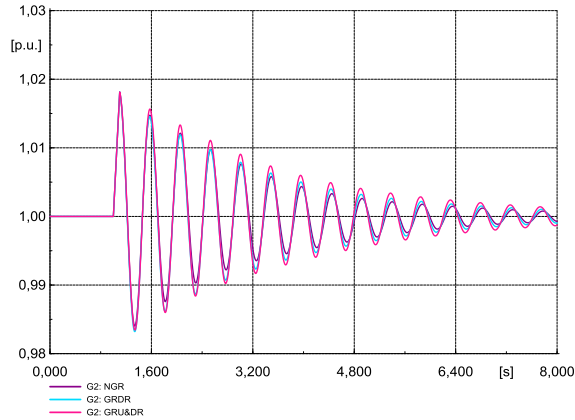


Şekil 4. G2 Generatörünün Devreden Çıkmasıyla Elde Edilen G1 Generatörünün Rotor Hızı

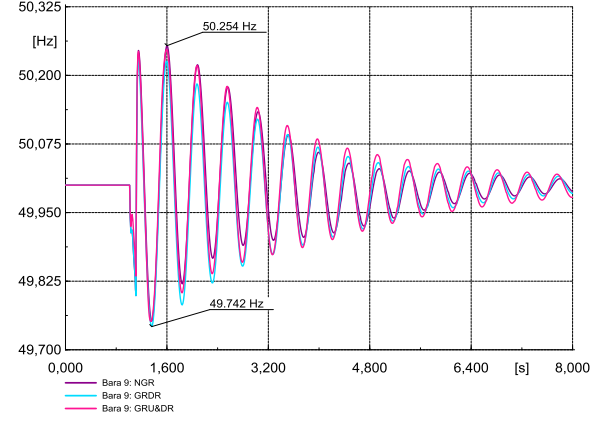
Şekil 4'te G1 generatörünün rotor hızının azaldığı görülmektedir. Üretim talebi karşılanmadığı için bu sonuç ortaya çıkmıştır. Burada gerçekleşen geçici olayın başlangıcında PV santral AGKY'ne, G1 generatörünün rotor hızının verdiği tepki çok yakındır. Daha sonra bu rotor hızında oluşan salınımlara bakıldığında ise salınım genliğinin büyükten küçüğe doğru sıralanması GRU&DR, GRDR ve NGR'dir. Şekil 7'de görüldüğü üzere kontrol yöntemlerinde PV santralin frekans değişikliğine verdiği aktif güç tepkisinin artması rotor hızında salınımı arttırdığı görülmektedir.

Şekil 5'te G2 generatörünün devreden çıkmasıyla bu generatörün rotor hızında meydana gelen tepki verilmiştir. Şekil 5'te görüldüğü üzere G2 generatörü sistemden ayrılmasıyla bu generatör yüksüz kalmış ve rotor hızında artış meydana gelmiştir. Bu şekilde başlangıçta PV santral AGKY'ne göre G2 generatörünün rotor hızında meydana gelen tepki benzerdir. Fakat, daha sonra salınımda farklılıklar meydana gelmiştir. Bu salınının kontrol yöntemlerine göre davranışı G1 generatöründeki gibi olmuştur.

Bu senaryo sonucunda Bara 9'da oluşan frekans tepkisi Şekil 6'da verilmiştir. Frekans tepkisine bakıldığında G1 ve G2 generatörünün rotor hızında olan salınımların frekansa yansdığı görülmektedir. Yani AGKY'nin salınım genliğinin büyükten küçüğe doğru sıralanması burada da GRU&DR, GRDR ve NGR yöntemlerinde gerçekleşmiştir.

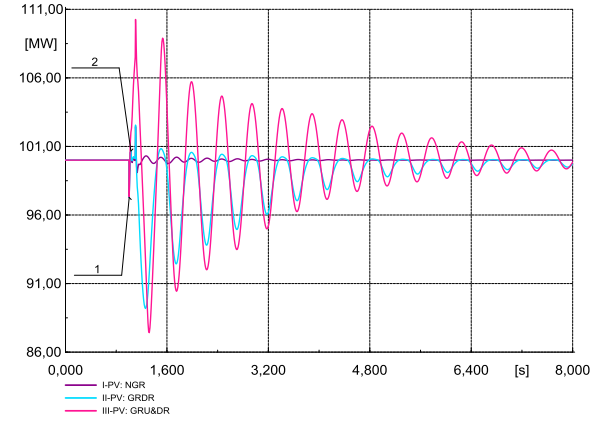


Şekil 5. G2 Generatörünün Devreden Çıkmasıyla Elde Edilen G2 Generatörünün Rotor Hızı



Şekil 6. G2 Generatörünün Devreden Çıkmasıyla Oluşan Bara 9'da Oluşan Frekans Tepkisi

Şekil 7'de G2 generatörünün devreden çıkmasıyla PV santralin aktif güç tepkisi verilmiştir.



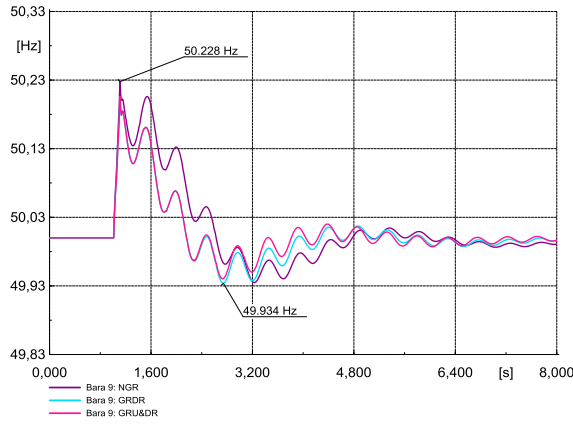
Şekil 7. G2 Generatörünün Devreden Çıkmasıyla Elde Edilen PV Santralin Aktif Güç Tepkisi

Şekil 7'ye bakıldığında sistemde iki nokta göze çarpmaktadır. Birincisi PV santralin sağladığı aktif güç değeri, kontrol yöntemlerinde, başlangıçta düştüğü (1. durum, Şekil 7) daha sonra ise yükseldiği (2. durum, Şekil 7) görülmektedir. Burada aktif güçte oluşan yükselmenin sebebi PV santralin bağlandığı barada meydana gelen gerilim değerinin yükselmesidir. İkincisi ise kontrol yöntemlerinden beklenen tepkinin verilmiş olmasıdır. Yani NGR kontrol yöntemi PV santralin frekansa tepki vermemesi, GRDR kontrol yöntemi PV santralin frekans yükseldiğinde tepki vermesi ve GRU&DR kontrol yöntemi PV santralin frekans yükselmesine ve azalmasına tepki vermesidir. Ayrıca GRU&DR kontrol yöntemi PV santralde aktif güç GRDR kontrol yöntemi PV santrale göre daha fazla azalmıştır. Bunun sebebi, GRU&DR kontrol yönteminin frekansın daha çok artmasına neden olması ve bu yükselen frekansı düşürmek için aktif gücü daha çok azaltması gereksinimindedir.

3.2. Senaryo II: Yü­k­ün Anlık Devreden Çıkması

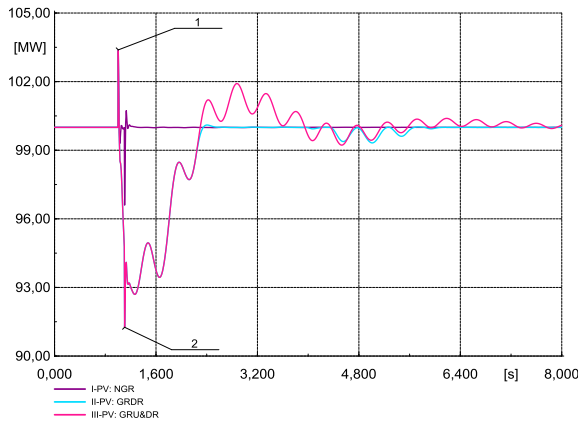
Güç sistemlerinde yükün aniden devreden çıkması sistemde frekansın artmasıyla sonuçlanır. Bunun sebebi, yükün devreden çıkmasıyla generatörlerden talep edilen aktif gücün üretilenden az olmasıdır. Talebin dengelemesi için generatörler üretimini düşürmelidir.

Yük A'nın devreden çıkması durumunda frekans tepkisi Şekil 8'e ve aktif güç tepkisi Şekil 9'da verilmiştir. Yük C'nin devreden çıkması durumunda frekans tepkisi ise Şekil 10'da ve aktif güç tepkisi Şekil 11'de verilmiştir.

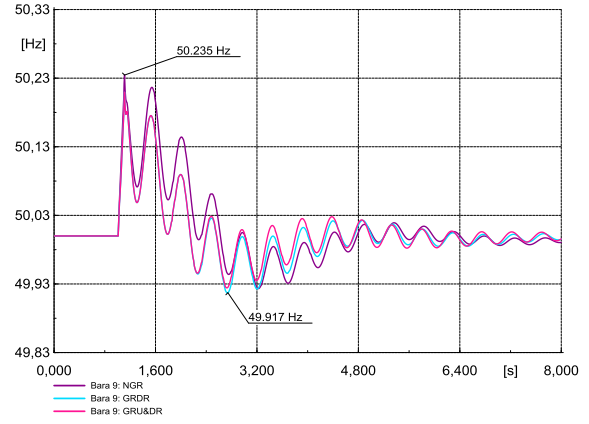


Şekil 8. Yük A'nın Devreden Çıkmasıyla Bara 9'da Oluşan Frekans Tepkisi

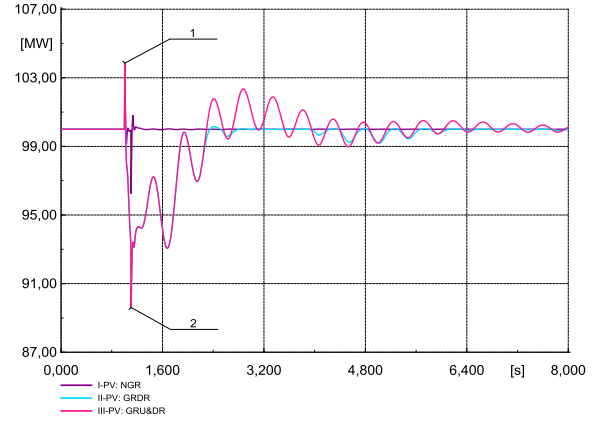
PV santrale yakın ve uzak konumda bulunan her iki yükünde devreden çıkmasıyla oluşan frekans ve aktif güç tepkilerinin benzer olduğu görülmektedir. Her iki durumda da PV santral geçici olayın başlangıcında (1. durum, Şekil 11) aktif güç üretimini arttırmıştır. Bunun sebebi bağlı olduğu barada gerilim artışının yaşanmasıdır. Ayrıca Şekil 9,11'de görüldüğü üzere Şekil 8,10'daki frekansın artışını dengelemek için PV santralde kullanılan aktif güç kontrol yöntemlerinden GRDR ve GRU&DR devreye girmiş ve santral aktif güç üretimini azaltmıştır (2. durum, Şekil 11). Bu kontrol yöntemlerinin frekansa olumlu etki yaptığı Şekil 8,10'da görülmektedir. Frekans nominal değerinin altına düşmediği sürece bahsi geçen iki kontrol yönteminde birlikte hareket etmektedir.



Şekil 9. Yük A'nın Devreden Çıkmasıyla Elde Edilen PV Santralin Aktif Güç Tepkisi



Şekil 10. Yük C'nin Devreden Çıkmasıyla Bara 9'da Oluşan Frekans Tepkisi

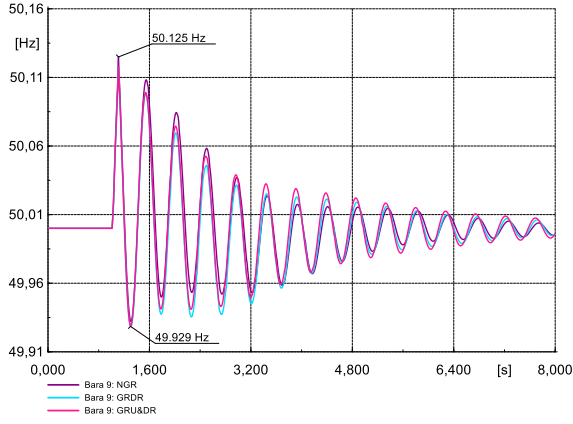


Şekil 11. Yük C'nin Devreden Çıkmasıyla Elde Edilen PV Santralin Aktif Güç Tepkisi

Frekans tepkileri incelendiğinde arada oluşan fark daha çok Yük A'nın ve Yük C'nin konumundan kaynaklanmıştır. Bunun sebebi Yük A'nın beslenmesinde Şekil 2'de görüldüğü üzere G1 ve G2 generatörünün, Yük C'nin beslenmesinde ise G2 ve PV generatörün rol oynamasıdır. Bu durum, Yük C'nin aktif güç değerinin Yük A'dan daha az olmasına rağmen Yük C'nin devreden çıkmasıyla frekanstaki yükselmenin daha fazla artmasına sebep olmuştur.

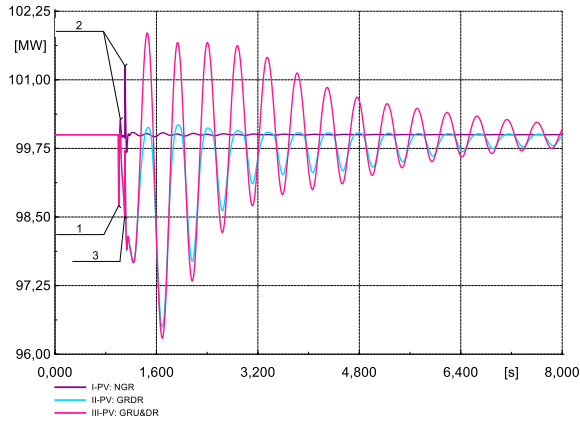
3.3. Senaryo III: Hattın Anlık Devreden Çıkması

Hattın devreden çıkması güç sistemlerinde hattın konumuna göre farklı dinamik etkilere yol açabilir. Bunun sebebi hatta gerçekleşen güç akışı durumudur. Şekil 12'de Hat 5-7'nin devreden çıkmasıyla oluşan frekans tepkisi verilmiştir.



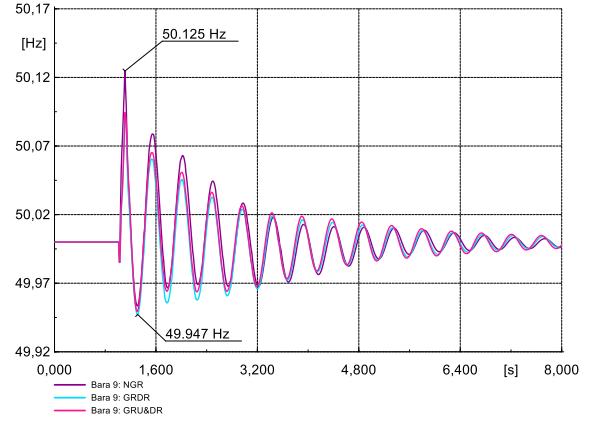
Şekil 12. Hat 5-7'nin Devreden Çıkmasıyla Bara 9'da Oluşan Frekans Tepkisi

Yük A'yı Şekil 2'de G1 ve G2 generatörlerinin beslediği görülmektedir. Bu yüzden Hat 5-7'nin devreden çıkmasıyla G1 generatöründen talep edilen aktif güç artmış ve bu generatörün rotor hızında azalma olmuştur. G2 generatöründe ise tam tersi gerçekleşmiştir. Şekil 13'de Hat 5-7'nin devreden çıkmasıyla oluşan aktif güç tepkisi verilmiştir.



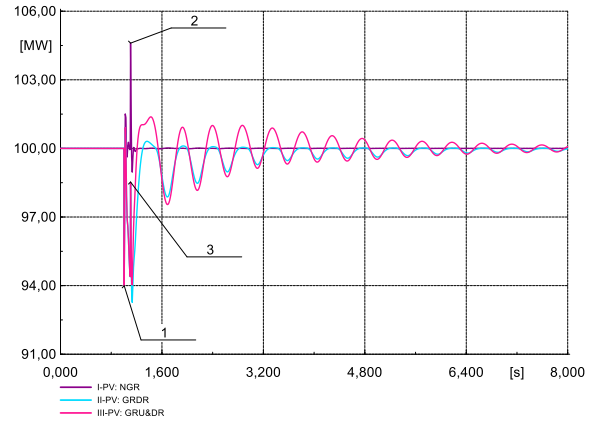
Şekil 13. Hat 5-7'nin Devreden Çıkmasıyla Elde Edilen PV Santralin Aktif Güç Tepkisi

Şekil 13'te görülen geçici olay başlangıcındaki durum PV santralin bağlı olduğu barada yaşanan gerilim düşümünün aktif güç üretimini (1. durum, Şekil 13) azaltmasıdır. Daha sonra frekansa göre tepki vermeyen NGR kontrol yöntemi PV santral, baradaki gerilim yükselişine aktif güç üretimini (2. durum, Şekil 13) arttırarak tepki vermiştir. Frekansın yükselmesini engellemeye çalışan kontrol yöntemleri GRDR ve GRU&DR'nin bulunduğu PV santral, geriliminde toparlanmasıyla, aktif güç üretimini (3. durum, Şekil 13) düşürerek tepki vermiştir. Şekil 14'te Hat 6-9'un devreden çıkmasıyla oluşan frekans tepkisi verilmiştir.



Şekil 14. Hat 6-9'un Devreden Çıkmasıyla Bara 9'da Oluşan Frekans Tepkisi

Yük B'yi Şekil 2'de G1 ve PV generatörlerinin beslediği görülmektedir. Hat 6-9'un devreden çıkmasıyla PV santralin güç akışı Hat 8-9 üzerine yönelmiştir. Bu yüzden G1 generatöründen talep edilen aktif güç artmış, G2 generatöründen talep edilen aktif güç azalmıştır. Şekil 15'te Hat 6-9'un devreden çıkmasıyla oluşan aktif güç tepkisi verilmiştir.

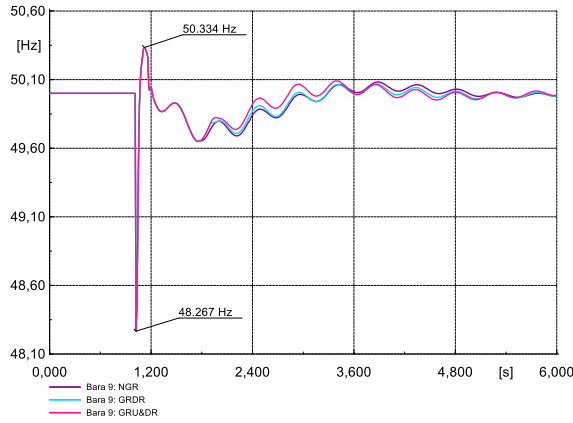


Şekil 15. Hat 6-9'un Devreden Çıkmasıyla Elde Edilen PV Santralin Aktif Güç Tepkisi

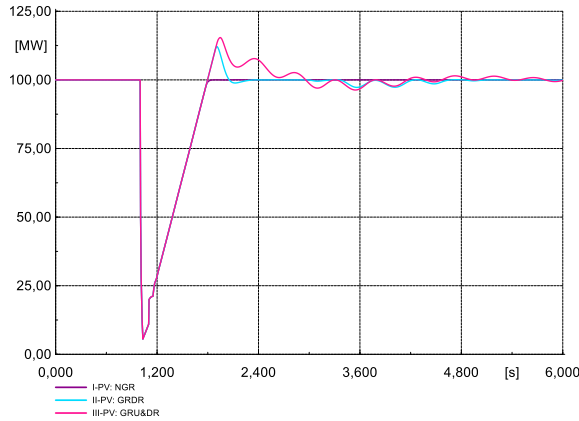
PV santralin bağlı olduğu barada geçici olay başlangıcında gerilim düşüşü yaşanmış ve bu üç kontrol yöntemi PV santralinde aktif güç üretiminin (1. durum, Şekil 15) azalmasına sebep olmuştur. Burada Şekil 15'te göze çarpan, geçici olayın başlangıcından çok kısa süre sonra PV santralin bağlı bulunduğu barada gerilim yükselmesinden dolayı tüm kontrol yöntemlerinde PV santralin aktif güç üretiminin (2. ve 3. durum, Şekil 14) artmasıdır. PV santralin bağlı olduğu barada gerilim nominal değerler civarında gezdikçe yükselen frekansı düşürmek için GRDR ve GRU&DR kontrol yöntemi PV santrallerin aktif güçlerini azalttığı görülmektedir. Ayrıca, Hat 6-9'daki durumda Hat 5-7'deki duruma göre GRDR ve GRU&DR kontrol yöntemi PV santralin frekansa etkisinin daha çok olduğu Şekil 12 ve 14 karşılaştırıldığında görülmektedir.

3.4. Senaryo IV: Anlık 3-Faz Kısa Devre Arızası

Güç sisteminde 3 faz kısa devre arızası meydana geldiğinde, generatörlerden talep edilen aktif güç miktarının büyük ölçüde azalmasıyla üretim-talep dengesizliği ortaya çıkar ve frekansta yükseliş meydana gelir. Fakat, arıza başlangıcında güç sisteminde yüksek penetrasyon seviyesinde (%33,3) bulunan PV santrallerin LVRT ayarları sistemin frekansında düşüşe yol açabilir. Şekil 16 ve 17'de Bara 5'te 3 faz kısa devre arızası oluşmasının sonucunda frekans ve aktif güç tepkisi verilmiştir.



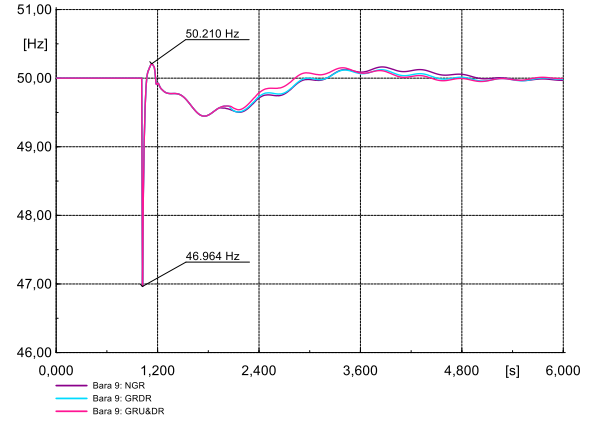
Şekil 16. Bara 5'te Oluşan 3 Faz Kısa Devre Arızası Sonucunda Bara 9'daki Frekans Tepkisi



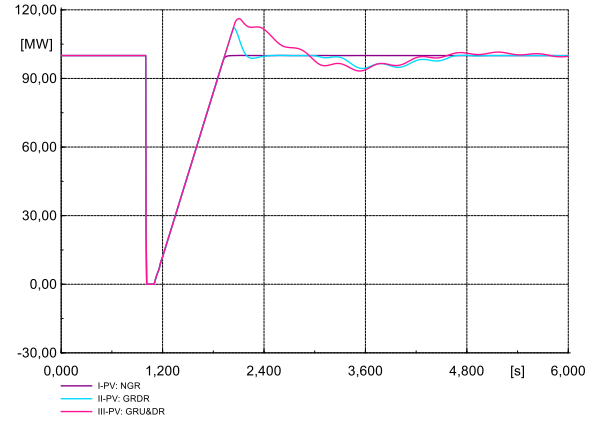
Şekil 17. Bara 5'te Oluşan 3 Faz Kısa Devre Arızası Sonucunda PV Santralin Aktif Güç Tepkisi

Bara 5'te gerçekleşen arıza sonucunda frekans tepkisinde arıza başlangıcında düşüş daha sonra ise frekansta yükseliş meydana geldiği Şekil 16'da açıkça görülmektedir. Bunun sebebi Şekil 17'de görüldüğü gibi PV santralin arıza başlangıcında sisteme sağladığı aktif güç desteğini aşırı düşürmesidir.

Şekil 18 ve 19'da Bara 6'da 3 faz kısa devre arızası oluşmasının sonucunda frekans ve aktif güç tepkisi verilmiştir.



Şekil 18. Bara 6'da Oluşan 3 Faz Kısa Devre Arızası Sonucunda Bara 9'daki Frekans Tepkisi



Şekil 19. Bara 6'da Oluşan 3 Faz Kısa Devre Arızası Sonucunda PV Santralin Aktif Güç Tepkisi

Bara 6'da oluşan kısa devre arızası sonucunda frekans tepkisi Bara 5'te oluşan arıza sonucunda ortaya çıkan tepkiyle benzerlik gösterdiği Şekil 16 ve 18'de görülmektedir. Burada kontrol yöntemlerinin arıza geçtikten sonra PV santralin arıza öncesi işletme gücüne geri dönmesiyle etkili olduğu tespit edilmiştir.

PV santral Şekil 17'de ve Şekil 19'de arıza boyunca farklı aktif güç desteği sağladığı görülmektedir. Bunun sebebi arızaya yakın yerlerde daha çok gerilim düşmesi PV santralin LVRT özelliğini etkilemesinden kaynaklanmaktadır. Bara 5'te oluşan arıza sonucunda PV santralin bağlı olduğu barada gerilim büyüklüğünün değeri arıza başlangıcında 0,51 pu değerine düşmüş daha sonra toparlanarak arıza boyunca ortalama 0,66 pu değerlerinde kalmıştır. Bara 6'da oluşan arıza sonucunda ise PV santralin bağlı olduğu barada gerilim büyüklüğünün değeri arıza başlangıcında 0,37 pu değerine düşmüş daha sonra toparlanarak arıza boyunca ortalama 0,47 pu değerlerinde kalmıştır.

LVRT'nin devrede olduğu minimum değer bu çalışmada 0,6 pu olarak belirlenmişti. Bu değer Bara 6 kısa devre arızası durumunda aşılması, arıza boyunca PV santralin hiç aktif güç üretmemesine neden olmuştur. Fakat, Bara 5'te meydana gelen

kısa devre arızası durumunda PV santral sisteme arıza boyunca aktif güç desteği sağlamıştır. Ayrıca, PV santrale daha uzak konumdaki arızada Bara 9'daki frekans düşüşünü bu durumdaki aktif güç desteği kısıtlamıştır.

Ayrıca, Şekil 16 ve 18'de frekansta aşmanın olduğu görülmektedir. Buradaki frekans aşımalarında PV santralin LVRT ve rampalama özelliğinin etkisi vardır.

4. Sonuçlar

Güç sistemlerinde PV santraller, frekansı düzenlemek için tercih edilmemektedir. Fakat PV santrallerin artan penetrasyon seviyeleriyle güç sistemlerinde frekans kontrolüne katılma gerekliliği doğmaktadır. Bu sebeple, bu çalışmada PV santralin frekansa tepki olarak aktif gücünü değiştirdiği ve değiştirmedikleri durumlar incelenmiştir. Farklı aktif güç kontrol yöntemli PV santral karşılaştırılması yapılarak frekans üzerinden değerlendirilmiş ve aşağıdaki sonuçlara ulaşılmıştır.

- Generatörün devreden çıktığı senaryoda, PV santralin sağladığı aktif gücün salınımsız olması (NGR) daha olumlu bir sonuç vermesine sebep olmuştur. Fakat bu senaryoda kontrol yöntemleri frekans üzerinde benzer sonuçlar verdiği görülmüştür.
- Yükün devreden çıktığı senaryoda, GRDR ve GRU&DR kontrol yöntemli PV santralin, NGR yöntemli PV santralden daha iyi sonuç verdiği ortaya çıkmıştır. Ayrıca yüklerin büyüklüklerinden daha çok konumlarının frekans üzerinde etkili olduğu anlaşılmıştır.
- Hattın devreden çıktığı senaryoda, frekans kontrolü gerçekleştiren yöntemlerin Hat 6-9'daki durumda Hat 5-7'deki duruma göre daha etkin olduğu görülmüştür. Ayrıca, başlangıçta Hat 6-9 GRDR ve GRU&DR kontrol yöntemli durumda frekansın Hat 5-7'deki duruma göre aşımı daha azdır.
- 3 faz kısa devre senaryosunda, PV santralin aktif güç üretiminin çok fazla düşmesi sonucunda frekansın da düştüğü görülmektedir. Ayrıca, gerilim düşümüne göre PV santralin bağlı olduğu barada santrale yakın konumda gerçekleşen arıza boyunca LVRT özelliğinin devreye girmediği yani aktif güç üretiminin sıfır olduğu tespit edilmiştir.

Sonuç olarak aktif güç kontrol yöntemleri frekans kararlılığı açısından analiz edildiğinde GRDR kontrol yöntemli PV santralin güç sisteminde kullanılmasının daha uygun olduğu görülmüştür. Çünkü Bara 9'daki frekans tepkilerinin bazı senaryolarda birbirine yakın olması, frekans düşüşü olayının güç sistemlerinde daha çok yaşanması ve ekonomik olarak PV santrallerin maksimum güçte çalışması gereksinimindedir. Ayrıca, GRDR ve GRU&DR kontrol yöntemli PV santralin frekansa etkisi daha belirgin biçimde Senaryo II'den ve Senaryo III'teki Hat 6-9 durumundan görülmektedir.

Bu çalışmada göz ardı edilmemesi gereken noktalardan biri de PV santralin penetrasyon seviyesidir. PV santralin penetrasyon seviyesi arttıkça frekansa göre gücünü değiştirebilen kontrol yöntemli PV santrallerin önemi artacaktır. Ayrıca göz ardı

edilememesi gereken ikinci bir nokta ise PV santralin frekansa tepki veren kontrol yöntemlerinde aktif güç değişikliğinde daha esnek olabilmemesine izin vermenin frekansa daha fazla etki edeceğidir. Bu konular farklı bir çalışmada incelenebilir.

Kaynaklar

- [1] N. L. Panwar, S. C. Kaushik, and S. Kothari, "Role of renewable energy sources in environmental protection: A review." *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 15, pp. 1513-1524, April 2011, doi: 10.1016/j.rser.2010.11.037
- [2] J. Dajun, Z. Lei, Z. Dawei, C. Ning and Q. Minhui, "Research on PV Generation Participating in Power Grid Frequency Regulation," 2018 China International Conference on Electricity Distribution (CICED), Tianjin, 2018, pp. 1713-1717, doi: 10.1109/CICED.2018.8592122.
- [3] M. Sun and Q. Jia, "A Novel Frequency Regulation Strategy for Single-Stage Grid-Connected PV Generation," 2018 2nd IEEE Conference on Energy Internet and Energy System Integration (EI2), Beijing, 2018, pp. 1-6, doi: 10.1109/EI2.2018.8582246.
- [4] A. Etxegarai, P. Eguia, E. Torres, A. Iturregi and V. Valverde, "Review of grid connection requirements for generation assets in weak power grids." *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 41, pp. 1501-1514, January 2015, doi: 10.1016/j.rser.2014.09.030.
- [5] B. Crăciun, T. Kerekes, D. Séra and R. Teodorescu, "Frequency Support Functions in Large PV Power Plants With Active Power Reserves," in *IEEE Journal of Emerging and Selected Topics in Power Electronics*, vol. 2, no. 4, pp. 849-858, Dec. 2014, doi: 10.1109/JESTPE.2014.2344176.
- [6] P. Yang et al., "Research on Primary Frequency Regulation Control Strategy of Wind-thermal Power Coordination," in *IEEE Access*, vol. 7, pp. 144766-144776, 2019, doi: 10.1109/ACCESS.2019.2946192.
- [7] O. Awedni, A. Masmoudi and L. Krichen, "Power Control of DFIG-Based Wind Farm for System Frequency Support," 2018 15th International Multi-Conference on Systems, Signals & Devices (SSD), Hammamet, 2018, pp. 1298-1304, doi: 10.1109/SSD.2018.8570400.
- [8] V. Gholamrezaie, M. G. Dozein, H. Monsef and B. Wu, "An Optimal Frequency Control Method Through a Dynamic Load Frequency Control (LFC) Model Incorporating Wind Farm," in *IEEE Systems Journal*, vol. 12, no. 1, pp. 392-401, March 2018, doi: 10.1109/JSYST.2016.2563979.
- [9] F. Wei, S. Kai, Y. Guan and Y. Wang, "A novel frequency restoring strategy of hydro-PV hybrid microgrid," 2014 International Power Electronics and Application Conference and Exposition, Shanghai, 2014, pp. 348-353, doi: 10.1109/PEAC.2014.7037880.
- [10] V. A. K. Pappu, B. Chowdhury and R. Bhatt, "Implementing frequency regulation capability in a solar photovoltaic power plant," *North American Power Symposium 2010*, Arlington, TX, 2010, pp. 1-6, doi: 10.1109/NAPS.2010.5618965.
- [11] Y. Kimpara, M. Kurimoto, Y. Manabe, T. Funabashi and T. Kato, "An Experimental Study on Active Power Control of Photovoltaic Power Generation for Supporting Grid Frequency Regulation," 2018 IEEE Power & Energy Society General Meeting (PESGM), Portland, OR, 2018, pp. 1-5, doi: 10.1109/PESGM.2018.8586244.
- [12] D. Zhao, M. Qian, J. Ma, D. Jiang, M. Ding and L. Xiang, "A Decentralized Frequency Regulation Strategy of PV Power Plant Based on Droop Control," 2018 China International Conference on Electricity Distribution

- (CICED), Tianjin, 2018, pp. 1824-1828, doi: 10.1109/CICED.2018.8592133.
- [13] M. Qian, D. Zhao, J. Ma, D. Jiang, M. Ding and L. Xiang, "A Centralized Frequency Regulation Strategy of PV Power Plant Based Equal Adjustable Capacity Proportion Mode," 2018 China International Conference on Electricity Distribution (CICED), Tianjin, 2018, pp. 1797-1801, doi: 10.1109/CICED.2018.8592563.
- [14] X. Zhang, Q. Gao, Y. Hu, H. Zhang and Z. Guo, "Active power reserve photovoltaic virtual synchronization control technology," in Chinese Journal of Electrical Engineering, vol. 6, no. 2, pp. 1-6, June 2020, doi: 10.23919/CJEE.2020.000006.
- [15] A. F. Hoke, M. Shirazi, S. Chakraborty, E. Muljadi and D. Maksimovic, "Rapid Active Power Control of Photovoltaic Systems for Grid Frequency Support," in IEEE Journal of Emerging and Selected Topics in Power Electronics, vol. 5, no. 3, pp. 1154-1163, Sept. 2017, doi: 10.1109/JESTPE.2017.2669299.
- [16] S. You et al., "Energy Storage for Frequency Control in High Photovoltaic Power Grids," IEEE EUROCON 2019 -18th International Conference on Smart Technologies, Novi Sad, Serbia, 2019, pp. 1-6, doi: 10.1109/EUROCON.2019.8861993.
- [17] U. Datta, A. Kalam and J. Shi, "Battery Energy Storage System Control for Mitigating PV Penetration Impact on Primary Frequency Control and State-of-Charge Recovery," in IEEE Transactions on Sustainable Energy, vol. 11, no. 2, pp. 746-757, April 2020, doi: 10.1109/TSTE.2019.2904722.
- [18] F. Jibji-Bukar and O. Anaya-Lara, "Frequency support from photovoltaic power plants using offline maximum power point tracking and variable droop control," in IET Renewable Power Generation, vol. 13, no. 13, pp. 2278-2286, 7 10 2019, doi: 10.1049/iet-rpg.2019.0211.
- [19] H. Saadat, "Stability" in Power System Analysis, New Delhi, Tata McGraw Hill Publishing Company, 2002.
- [20] J. Machowski, Z. Lubosny, J. W. Bialek and J. R. Bumby, "Frequency Stability and Control" in Power System Dynamics: Stability and Control, John Wiley & Sons, 2020.
- [21] P. M. Anderson, and A. A. Fouad, "Power System Control and Stability" Wiley-IEEE Press, 2003.
- [22] DigSILENT, "Digsilent Powerfactory," 2020.
- [23] WECC Renewable Energy Modeling Task Force, "Central station photovoltaic power plant model validation guideline" March 2015. [Online]. Available: [https://www.wecc.org/Reliability/150318 WECC Pv Plant Model Val Guide Rev2.pdf](https://www.wecc.org/Reliability/150318%20WECC%20Pv%20Plant%20Model%20Val%20Guide%20Rev2.pdf)
- [24] WECC Renewable Energy Modeling Task Force, "WECC solar PV dynamic model specification" September 2012. [Online]. Available: [https://www.wecc.org/Reliability/WECC Solar PV Dynamic Model Specification - September 2012.pdf](https://www.wecc.org/Reliability/WECC%20Solar%20PV%20Dynamic%20Model%20Specification%20-%20September%202012.pdf)
- [25] Y. Yang, F. Blaabjerg and H. Wang, "Low-Voltage Ride-Through of Single-Phase Transformerless Photovoltaic Inverters," in IEEE Transactions on Industry Applications, vol. 50, no. 3, pp. 1942-1952, May-June 2014, doi: 10.1109/TIA.2013.2282966.
- [26] G. Lammert, Modelling, "Control and Stability Analysis of Photovoltaic Systems in Power System Dynamic Studies" Energy Management and Power System Operation vol. 9. Kassel Univ. Press GmbH, 2019.

Bora ÇAVDAR



Bora ÇAVDAR, Trabzon doğumludur. Lisans eğitimini 2018 yılında, yüksek lisans eğitimini de 2021 yılında Karadeniz Teknik Üniversitesi Elektrik-Elektronik Mühendisliği bölümünde tamamlamıştır. Doktora eğitimine 2021 yılında Karadeniz Teknik Üniversitesi Elektrik-Elektronik Mühendisliği bölümünde başlayıp eğitimine devam etmektedir. Karadeniz Teknik Üniversitesi, Of Teknoloji Fakültesi, Enerji Sistemleri Mühendisliği bölümünde Araştırma Görevlisi olarak görev yapmaktadır.

Ömür AKYAZI



Ömür AKYAZI, Trabzon doğumludur. Lisans eğitimini 2003 yılında Fırat Üniversitesi, Teknik Eğitim Fakültesi, Elektrik Eğitimi bölümünde tamamlamıştır. Yüksek lisans eğitimini 2006 yılında, doktora eğitimini de 2015 yılında Karadeniz Teknik Üniversitesi Elektrik-Elektronik Mühendisliği bölümünde tamamlamıştır. Karadeniz Teknik Üniversitesi, Of Teknoloji Fakültesi, Enerji Sistemleri Mühendisliği bölümünde Dr. Öğr. Üyesi olarak görev yapmaktadır.

Erdinç ŞAHİN



Erdinç ŞAHİN, Giresun doğumludur. Lisans eğitimini 2009 yılında Eskişehir Osmangazi Üniversitesi Elektrik-Elektronik Mühendisliği bölümünde tamamlamıştır. 2011 yılında İstanbul Teknik Üniversitesi Kontrol ve Otomasyon Mühendisliği bölümünde yüksek lisans eğitimini tamamlamıştır. Doktora derecesini 2017 yılında Karadeniz Teknik Üniversitesi Elektrik-Elektronik Mühendisliği bölümünde almıştır. Karadeniz Teknik Üniversitesi, Of Teknoloji Fakültesi, Enerji Sistemleri Mühendisliği bölümünde Dr. Öğr. Üyesi olarak görev yapmaktadır.

Fatih Mehmet NUROĞLU



Fatih Mehmet NUROĞLU, Trabzon doğumludur. Lisans eğitimini 1992 yılında İstanbul Teknik Üniversitesi Elektrik-Elektronik Mühendisliği Fakültesi Elektrik Mühendisliği bölümünde tamamlamıştır. 1997 yılında Pennsylvania State Üniversitesinde Elektrik-Elektronik Mühendisliği bölümünde tamamlamıştır. Doktora derecesini 2011 yılında Kocaeli Üniversitesi Elektrik-Elektronik Mühendisliği bölümünde almıştır. Karadeniz Teknik Üniversitesi, Mühendislik Fakültesi, Elektrik-Elektronik Mühendisliği bölümünde Dr. Öğr. Üyesi olarak görev yapmaktadır.