




Dönüştürücü-Tabanlı Kaynakların Arıza Davranışı ve Negatif Bileşen Büyüklüklerine Dayalı Koruma Sistemleri Üzerindeki Etkisi

Fault Behaviour of Inverter-based Resources and the Impact on Negative Sequence Quantities-based Protection Schemes

Ulaş Karaağaç¹, Keyvan Firuzi¹, Seda Kül²

 0000-0001-8888-301X  0000-0003-0811-3141  0000-0001-8278-4723

¹Elektrik-Elektronik Mühendisliği Bölümü
Orta Doğu Teknik Üniversitesi
ulaskar@metu.edu.tr, keyvan@metu.edu.tr

²Elektrik-Elektronik Mühendisliği Bölümü
Karamanoğlu Mehmetbey Üniversitesi
sedakul@kmu.edu.tr

Özet

Rüzgâr türbini (RT) ve fotovoltaik (PV) hücre teknolojilerindeki son gelişmelerle birlikte, rüzgâr ve güneş enerjisinin güç sistemlerindeki penetrasyon seviyeleri ile rüzgâr ve güneş enerji santrallerinin kurulu güçleri önemli ölçüde artmıştır. Bu yenilenebilir enerji kaynakları, güç elektroniği dönüştürücüleri aracılığıyla elektrik şebekelerine entegre edilmekte ve dönüştürücü tabanlı kaynaklar (IBR – Inverter-Based Resources) olarak adlandırılmaktadır. IBR'ler, geleneksel senkron jeneratörlere (SJ) kıyasla, arıza akımı karakteristikleri ve dinamik davranışları bakımından belirgin farklılıklar sergilemektedir. Bu farklılıklar, SJ'lerin baskın olduğu güç sistemleri varsayımı altında geliştirilmiş olan geleneksel koruma elemanlarının, IBR'lerin yüksek penetrasyon seviyelerinde yer aldığı modern iletim sistemlerinde istenen performansı sağlayamamasına neden olabilmektedir. Bu makalede, IBR'lerin arıza davranışı bileşen ağ eşdeğer devreleri kullanılarak analiz edilmekte ve bu davranışın negatif bileşen büyüklüklerine dayalı koruma fonksiyonları üzerindeki etkileri ortaya konulmaktadır. Ayrıca, bahse konu koruma sistemlerinin doğru ve güvenilir işletiminin sağlanmasına yönelik öneriler de sunulmaktadır.

Anahtar kelimeler: Ayrık bileşen kontrolü, Dengesiz arızalar, Dönüştürücü-tabanlı kaynaklar (IBR), Güç sistemi koruması, İletim sistemi, Negatif bileşen büyüklüklerine dayalı koruma elemanları.

Abstract

With recent advances in wind turbine (WT) and photovoltaic (PV) cell technologies, the wind and solar power penetration levels increase as well as the sizes of wind parks (WPs) and PV solar plants. These renewables are connected to electrical grids through power electronic converters and called inverter-based resources (IBRs). The IBRs have significantly different fault current signatures and dynamic behaviors compared to conventional synchronous generators (SGs). Thus, legacy protection elements designed based on the assumption of a SG-dominated power system may not function properly in modern

transmission systems that accommodate IBRs at large scales and high penetration levels. This paper analyses the fault behavior of IBRs through the sequence network equivalent circuits, then demonstrates their impact on negative sequence quantities-based protection. The recommendations are also provided for safe protective relaying.

Keywords: Decoupled sequence control, Inverter-based resources (IBR), Negative sequence quantities-based protection elements, Power system protection, Transmission system, Unbalanced faults.

1. Giriş

Elektrik iletim sistemleri, yenilenebilir enerjiyi teşvik eden enerji politikaları nedeniyle dünya genelinde hızlı ve köklü değişimler yaşamaktadır. Rüzgâr ve güneş enerjisi, öne çıkan ve gelecek vadeden iki önemli yenilenebilir kaynaktır. Rüzgâr türbini (RT) ve fotovoltaik (PV) hücre teknolojilerindeki son gelişmelerle birlikte, rüzgâr ve güneş enerjisi penetrasyon seviyeleri ile rüzgâr ve güneş enerji santrallerinin kurulu güçleri artmaktadır. Bu yenilenebilir enerji kaynakları, elektrik şebekelerine güç elektroniği tabanlı dönüştürücüler aracılığıyla bağlanmakta olup, literatürde dönüştürücü-tabanlı kaynaklar (IBR – Inverter-Based Resources) olarak tanımlanmaktadır. Bu güç elektroniği arayüzü, IBR'ler ile geleneksel senkron jeneratörler (SJ) arasındaki temel fiziksel farkı oluşturmaktadır. Bu fark, arıza akımı karakteristiklerinin farklılaşmasına yol açmakta [1], [2] ve kısa devre akımlarının hesaplanmasında kullanılan geleneksel yöntemlerde köklü değişiklikler gerektirmektedir [3], [4]. Bir SJ'ün arıza akımı; yüksek genlikli ve kontrolsüz olup, büyük ölçüde kaynağın elektriksel parametreleri ile kısa devre yolunun empedansı tarafından belirlenir. Buna karşılık, bir IBR'nin arıza akımı genellikle düşük genliklidir ve karakteristikliği üreticiye özgü IBR kontrol sistemi tarafından belirlenir [5], [6].

Geleneksel olarak koruma sistemleri, SJ'lerin baskın olduğu güç sistemlerindeki arıza akımı karakteristikleri (yüksek genlikli ve endüktif kısa devre akımları) esas alınarak tasarlanmıştır. Güç sistemi koruması ilkelerinden ikisi, koruma

rölelerinin çalışması gereken durumlarda çalışması ve çalışmaması gereken durumlarda ise devreye girmemesidir. Ancak, IBR penetrasyon seviyesinin artmasıyla birlikte güç sisteminin kısa devre davranışında meydana gelen köklü değişimler nedeniyle, bu iki temel koruma ilkesi artık her zaman sağlanamayabilir. Literatürde, IBR'lerin koruma sistemlerinin performansı üzerindeki etkisini inceleyen çok sayıda çalışma bulunmaktadır [7]-[12].

IBR'ler, SJ'lere kıyasla negatif bileşen arıza akımı açısından da farklı karakteristikler sergiler. IBR'lerin negatif bileşen arıza akımı katkısı, çoğu şebeke kodunda bu yönde özel bir gereklilik bulunmaması nedeniyle, türüne ve kontrol yapısına bağlı olarak çok küçük olabilir [1][3][5][6][13]. Bu düşük negatif bileşen arıza akımı katkısı, dengesiz arızalar sırasında önemli seviyede negatif bileşen akımının mevcut olduğu varsayımına dayanan negatif bileşen aşırı akım (50Q ve 51Q) gibi koruma elemanlarının yanlış çalışmasına yol açabilir. Son dönemde yayımlanan Alman şebeke kodu VDE-AR-N 4120 [14], negatif bileşen gerilimindeki değişimin bir fonksiyonu olarak orantılı bir reaktif negatif bileşen akım bileşeni uygulanmasını zorunlu kılmaktadır. Bu gereklilik, negatif bileşen gerilimleri ile akımları arasında istenen açısız ilişkiyi sağlayacak yeterli seviyede negatif bileşen akımının oluşmasını mümkün kılabilir. Ancak IBR kontrolcülere bu açısız ilişkiyi dayatmazsa, arıza yönünü belirlemek için gerilim ve akım arasındaki açısız ilişkiyi kullanan yönlü negatif bileşen aşırı akım (67Q) elemanının yanlış çalışması söz konusu olabilir [15]. 50Q, 51Q ve 67Q elemanlarının; haberleşme destekli koruma ve arıza tanımlama (FID) gibi çeşitli koruma fonksiyonlarında kullanıldığı dikkate alındığında, bu elemanların yanlış çalışması koruma sisteminin güvenilirliği açısından önemli bir sorun teşkil etmektedir.

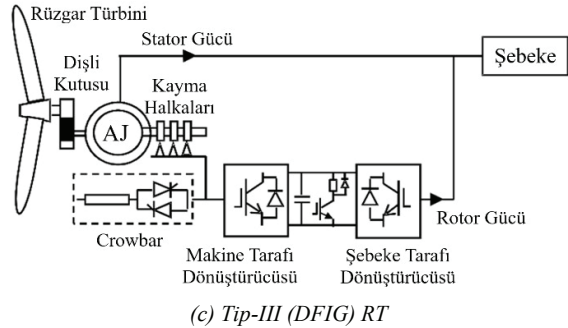
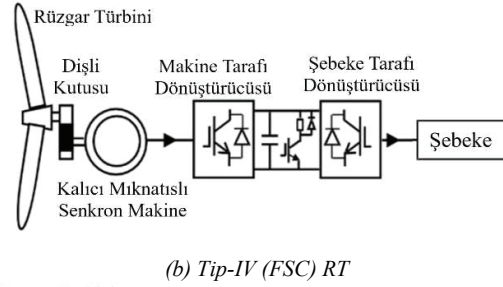
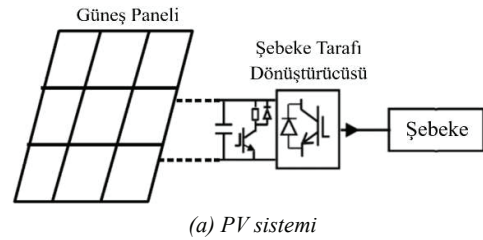
Bu makalede, IBR'lerin arıza davranışı bileşen ağ eşdeğer devreleri kullanılarak incelenmekte ve negatif bileşen büyüklüklerine dayalı koruma fonksiyonları üzerindeki etkileri ayrıntılı olarak analiz edilmektedir. Çalışmada; geleneksel bağlaşıklık bileşen kontrolüne (CSC – Coupled sequence control) sahip Tip-III RT, geleneksel CSC'ye sahip Tip-IV RT ve VDE-AR-N 4120 ile uyumlu ayrıntı bileşen kontrolüne (DCS – Decoupled sequence control) sahip Tip-IV RT ele alınmaktadır. Çalışmada kullanılan DCS uygulamasının detayları [5] ve [6]'da bulunmaktadır. Makalede, PV güneş enerjisi santralleri (GES) ayrıca ele alınmamıştır. Ancak, Tip-IV RT'lerden oluşan rüzgâr enerjisi santralleri (RES) için elde edilen bulgular, prensip olarak ve büyük ölçüde, iletim seviyesindeki GES'ler için geçerlidir [6]. Öncelikle, RT eşdeğer negatif bileşen empedansları, SJ'ler ile karşılaştırılarak RT'ler ile SJ'ler arasındaki negatif bileşen arıza akımı karakteristiklerindeki temel farklar açıklanmaktadır. Burada özellikle vurgulanmalıdır ki, Tip-III RT'nin negatif bileşen arıza akımı katkısı, geleneksel CSC ile çalışırken VDE-AR-N 4120 gereklilikleri ile uyumludur. Ardından, bu farklılıkların çok sayıda RES barındıran gerçekçi bir test sisteminin koruma sistemi üzerindeki etkileri, elektromanyetik geçici rejim (EMT) simülasyonları aracılığıyla gösterilmektedir. Sunulan yanlış çalışma örnekleri; 50Q ve 67Q elemanlarının yanı sıra haberleşme destekli koruma ve arıza tanımlama (FID) fonksiyonlarını da kapsamaktadır. Yapılan simülasyonlarda EMT yazılımı kullanılmıştır [16][17].

Bu makale literatürde ilk kez IBR'lerin arıza davranışlarını bileşen ağ eşdeğer devreleri kullanarak analiz etmiştir. Bileşen

ağ eşdeğer devrelerinin kullanımı, sağladığı görsel yaklaşım sayesinde IBR'lerin arıza davranışlarının ve farklı IBR yapıları arasındaki temel farklılıkların daha kolay anlaşılmasını sağlamaktadır. Ayrıca yaygın olarak kullanılan negatif bileşen büyüklüklerine dayalı koruma sistemlerinde karşılaşılabilecek tüm yanlış çalışma problemleri bir arada incelenmiş ve çözüm önerileri sunulmuştur.

2. Dönüştürücü-Tabanlı Kaynakların (IBR) Arıza Davranışı

PV güneş enerjisi santralleri (GES) ile Tip IV (tam ölçekli dönüştürücü (FSC – full-scale converter)) RT'leri ve Tip III (çift beslemeli asenkron jeneratör (DFIG – doubly-fed induction generator) RT'leri elektrik şebekelerine güç elektroniği dönüştürücüleri aracılığıyla entegre edilmekte, IBR'ler olarak adlandırılmaktadır. Şekil 1, bu IBR'lerin şematik diyagramlarını göstermektedir. PV GES ve FSC RT sistemlerinin DC bara ile şebeke arasındaki güç elektroniği arayüzü benzer yapıdadır.



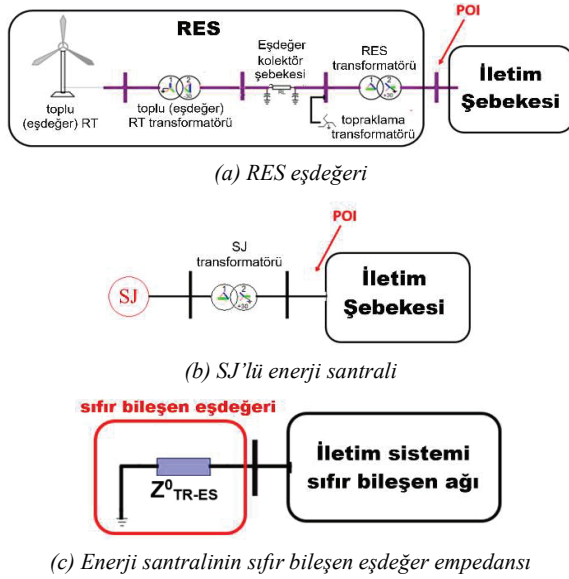
Şekil 1: IBR'lerin şematik diyagramları.

PV GES ve FSC RT'lerinde, dönüştürücü sistemi üretimin toplam güç çıkışına göre boyutlandırılmaktadır. DFIG RT'lerde ise dönüştürücü sistemin gücü, toplam üretim kapasitesinin yalnızca bir kısmına karşılık gelmekte, bu oran tipik olarak %20–30 aralığındadır. Bu topolojide, asenkron jeneratörün (AJ) statoru doğrudan şebekeye bağlıdır. Rotor tarafı ise bir AC–DC–AC dönüştürücü aracılığıyla şebekeye bağlanmaktadır.

Bir IBR'nin arıza tepkisini belirleyen en etkili unsur, güç elektroniği anahtarlama elemanlarının hızlı anahtarlama hızını yöneterek çeşitli kontrol hedeflerini gerçekleştiren kontrol sistemidir. Bu hedeflerin başında, akım genliğinin güç elektroniği anahtarlarının termal dayanım sınırları içinde tutulması gelmektedir. Bunun yanı sıra, şebeke kodları tarafından dayatılan diğer kontrol hedefleri de söz konusu olabilir.

2.1. IBR-tabanlı Enerji Santrallerinin Sıfır Bileşen Ağ Eşdeğeri

Şekil 2'de gösterildiği üzere, IBR tabanlı bir enerji santralinin sıfır bileşen ağ eşdeğeri, santral yükseltici transformatorünün Yg-Δ bağlantısı nedeniyle geleneksel SJ'lü bir enerjii santraline benzemektedir. İletim şebekesinde meydana gelen arıza durumunda jeneratörler (ister IBR ister SJ olsun) üzerinden sıfır bileşen akımı akmaz. Enerji santralinin sıfır bileşen eşdeğer empedansı, enerji santrali yükseltici transformatorünün sıfır bileşen empedansına (Şekil 2'de Z_{TR-ES}^0) eşittir.



Şekil 2: IBR ve SJ içeren enerji santrallerinin sıfır bileşen ağ eşdeğeri.

2.2. IBR-tabanlı Enerji Santrallerinin Pozitif ve Negatif Bileşen Ağ Eşdeğerleri

IBR'nin aktif ve reaktif akımları, vektör kontrol yöntemi ile kontrol edilmektedir. Aktif akım çıkışı, maksimum güç noktası takibi (MPPT) fonksiyonu tarafından belirlenir. Reaktif akım çıkışı ise IBR'nin oransal gerilim regülatörü tarafından belirlenmekte olup, bu regülatörün gerilim referansı, bağlantı noktasında (POI) istenen reaktif gücün sağlanması amacıyla enerji santrali merkezi denetleyicisi tarafından hesaplanmaktadır [5], [6].

Akım çıkışı, IBR dönüştürücüsünün anma gücü (rating) ile sınırlanmaktadır. Normal işletme koşullarında, IBR'nin aktif akım çıkışına öncelik verilir (P-öncelikli çalışma). Buna karşılık, şiddetli gerilim çökmesi (sağ) ve yükselmesi (swell) durumlarında, şebeke kodlarında (örneğin [18]) tanımlanan gerilim destek gerekliliklerini sağlamak amacıyla reaktif akım

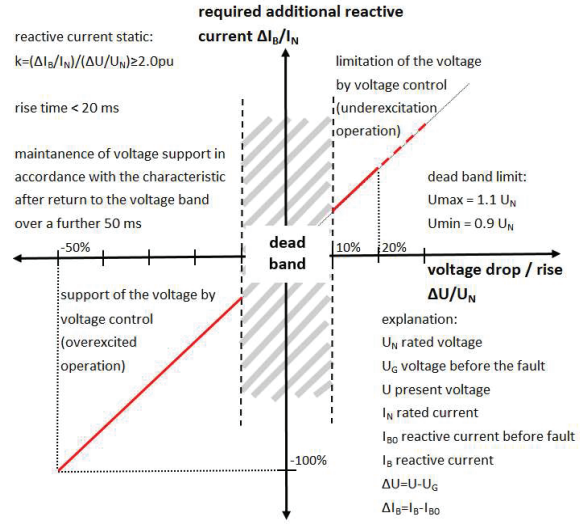
çıkışına öncelik verilir (Q-öncelikli çalışma); bu durum Şekil 3'te gösterilmektedir. IBR kontrolcüsünde kullanılan tipik akım sınırlama mekanizması Şekil 4'te verilmiştir. Bu gösterimde gerilim referans çerçevesi esas alınmıştır (d-ekseni ve q-ekseni akımları sırasıyla aktif ve reaktif akımları temsil etmektedir). \hat{I} , sınırlayıcıdan (limiter) önceki istenen akım çıkışını ifade etmektedir. I'_p ve I'_q ise sırasıyla P-öncelikli ve Q-öncelikli çalışma durumları için istenen akım çıkışlarıdır. Sınırlayıcı denklemleri aşağıda verilmiştir [5], [6]:

$$\text{P-öncelikli çalışma: } I_d \leq I_d^{\text{lim}} \quad (1)$$

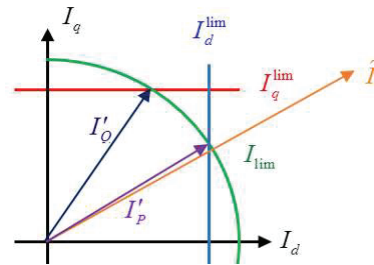
$$I_q \leq I_q^{\text{lim}} \text{ ve } I_q \leq \sqrt{I_{\text{lim}}^2 - I_d^2}$$

$$\text{Q-öncelikli çalışma: } I_q \leq I_q^{\text{lim}} \quad (2)$$

$$I_d \leq I_d^{\text{lim}} \text{ ve } I_d \leq \sqrt{I_{\text{lim}}^2 - I_q^2}$$



Şekil 3: Gerilim dalgalanmaları sırasında IBR'nin reaktif akım tepkisi [18].



Şekil 4: IBR kontrolcüsünde kullanılan tipik akım sınırlama mekanizması.

IBR'ler, kısa devre hesaplamalarında, Şekil 5'de gösterildiği gibi kontrollü bir akım kaynağı olarak modellenebilir. IBR'nin akım çıkışı aşağıdaki faktörlere bağlıdır:

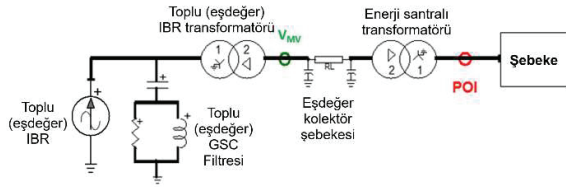
- Arıza tipi,
- MPPT fonksiyonunun çıkışı ve IBR AC terminal gerilimindeki sapma (arıza nedeniyle),

- IBR tipi, kontrolcü yapısı ve kontrol parametreleri.

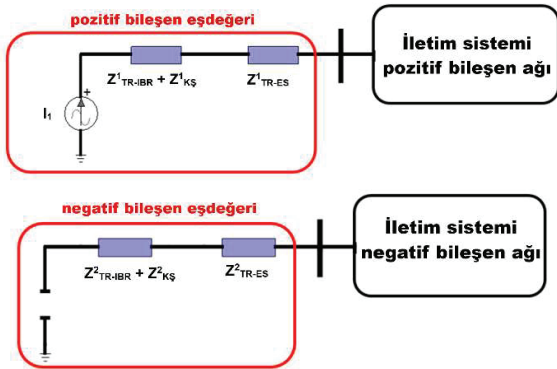
Bu makalede, VDE-AR-N 4120 ile uyumlu DSC'ye sahip FSC tip IBR dışında DSC'ye sahip IBR'ler dikkate alınmamıştır.

2.2.1. FSC tipi IBR

İdeal koşullarda, geleneksel CSC'ye sahip şebeke tarafı dönüştürücünün (GSC – Grid side converter), dengesiz yüklenme koşulları veya arızalar sırasında şebekeye herhangi bir negatif bileşen akımı enjekte etmemesi beklenir. Ancak pratikte, alçak geçiren ölçüm filtrelerindeki faz kayması nedeniyle IBR çok küçük bir miktarda negatif bileşen akımı enjekte edebilmektedir [3]. Bu durum, anma akımının birkaç katına karşılık gelen negatif bileşen akımının gözlemlenebildiği SJ'ler ile keskin bir tezat oluşturmaktadır. Geleneksel CSC dikkate alındığında ve şönt kollar ihmal edildiğinde (bkz. Şekil 5), FSC tabanlı yenilenebilir kaynakların pozitif ve negatif bileşen ağ eşdeğerleri, Şekil 6'da gösterildiği şekilde elde edilebilir.



Şekil 5: IBR-tabanlı enerji santralinin çok fazlı (multi-phase) fazör domeninde kısa devre hesabındaki gösterimi.

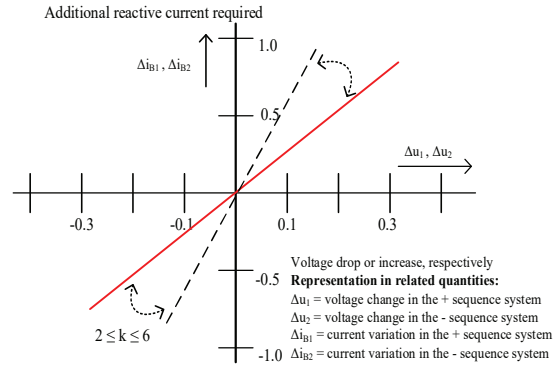


Şekil 6: FSC tipi IBR'lerin (geleneksel CSC) pozitif ve negatif bileşen ağ eşdeğerleri.

Şekil 6 ve sonraki şekillerde I_1 IBR tarafından enjekte edilen pozitif bileşen akımıdır. Z_{TR-ES} enerji santrali yükseltici transformatorünün empedansı, Z_{TR-IBR} toplu (eşdeğer) IBR transformatorünün empedansı ve $Z_{KŞ}$ eşdeğer kolektör şebekesi empedansıdır. "1" ve "2" üst indisler sırasıyla pozitif ve negatif bileşeni belirtmektedir.

Geleneksel CSC'ye sahip FSC'nin negatif bileşen arıza akımı katkısının bulunmaması, sağlam fazlarda daha yüksek gerilimlere yol açmaktadır. Ayrıca, belirli dengesiz arıza koşulları altında koruma sisteminin yanlış çalışmasına neden olabilmektedir. Yeni Alman şebeke kodunda (VDE-AR-N 4120) [14], aşırı gerilim problemini azaltmak amacıyla negatif bileşen reaktif akım gerekliliği getirilmiştir. Bu gereklilik aynı zamanda koruma sisteminin yanlış çalışma olasılığını da düşürmektedir.

Ayrık bileşen kontrolü (DSC) şeması, dönüştürücü çıkış akımlarının pozitif ve negatif bileşenler için hem aktif hem de reaktif bileşenler olarak bağımsız şekilde kontrol edilmesine olanak tanır. VDE-AR-N 4120 ile uyumlu işletim, oransal bir negatif bileşen gerilim regülatörü aracılığıyla negatif bileşen reaktif akımının kontrol edilmesiyle sağlanmaktadır. Oransal kazanç, Şekil 7'de gösterildiği üzere 2 ile 6 arasında ayarlanabilmektedir. Bu durum, birim değer (pu) cinsinden 0.167 ile 0.5 arasında ayarlanan eşdeğer bir negatif bileşen reaktansı olarak değerlendirilebilir ve SJ'lerin negatif bileşen davranışını taklit etmektedir.



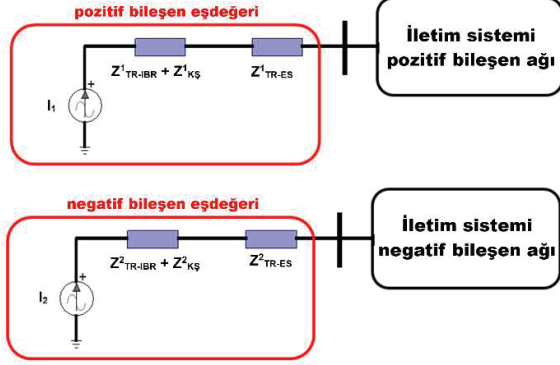
Şekil 7: Gerilim dalgalanmaları sırasında IBR'nin reaktif akım tepkisi [14].

VDE-AR-N 4120 ile uyumlu DSC uygulamasında, arıza durumunda pozitif bileşen reaktif akıma (normal işletmede ise pozitif bileşen aktif akıma) öncelik verilmeye devam edilmektedir. Ancak ikinci öncelik, negatif bileşen akım enjeksiyonuna tanınmaktadır (Şekil 8'deki I_2). Kalan dönüştürücü kapasitesi, arıza (normal işletme) koşullarında pozitif bileşen aktif (reaktif) akım için kullanılmaktadır. Bu DSC kontrolündeki IBR, dengesiz arıza (yüklenme) koşulları altında aktif (reaktif) güç üretim kapasitesi, geleneksel CSC'ye kıyasla daha küçük hâle gelmektedir.

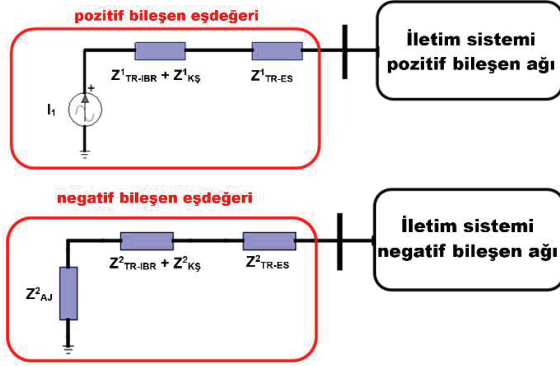
VDE-AR-N 4120 ile uyumlu DSC altında çalışan FSC tipi IBR'ler pozitif ve negatif bileşen ağ eşdeğerleri Şekil 8'de gösterilmektedir. Dönüştürücü akım kapasitesinin belirli bir kısmı negatif bileşen akım enjeksiyonu için kullanıldığında, toplam akım talebinin dönüştürücü kapasitesini aştığı durumlarda, FSC'nin VDE-AR-N 4120 ile uyumlu DSC ile çalışması hâlinde pozitif bileşen akım enjeksiyonu (Şekil 6 ve Şekil 8'deki I_1) daha küçük olmaktadır.

2.2.2. DFIG tipi IBR

DFIG'nin dengesiz arıza akımı karakteristiği, dönüştürücülerin geleneksel CSC altında çalışması durumunda doğal olarak bir negatif bileşen içermektedir. AJ rotor devreleri, dengesiz koşullar altında negatif bileşen akımları için düşük empedanslı bir yol sağlamaktadır. Bu nedenle, negatif bileşen akım bileşeni açısından DFIG'nin arıza davranışı, SJ'lere benzerlik göstermektedir. Geleneksel CSC dikkate alındığında ve şönt kollar ihmal edildiğinde, DFIG'lerden oluşan RES'lerin pozitif ve negatif bileşen ağ eşdeğerleri, Şekil 9'da gösterildiği şekilde elde edilebilir. Bu şekilde, Z_{AJ} , toplulaştırılmış AJ'nin negatif bileşen empedansını ifade etmektedir. Ayrıca, rotor devrelerinden dolaşan negatif bileşen akımlarının, dönüştürücü kontrolcüsünü doyuma sürüklediği özellikle belirtilmelidir.



Şekil 8: FSC tipi IBR'lerin (VDE-AR-N 4120 ile uyumlu DSC) pozitif ve negatif bileşen ağ eşdeğerleri.



Şekil 9: DFIG tipi IBR'lerin (geleneksel CSC) pozitif ve negatif bileşen ağ eşdeğerleri.

2.3. Arıza Akımı Katkılarının Karşılaştırılması

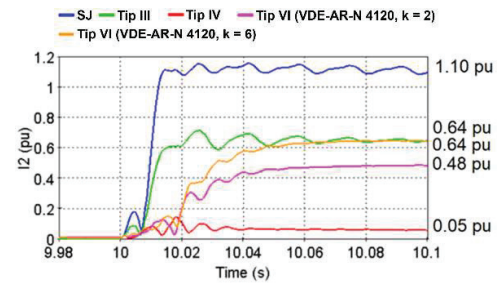
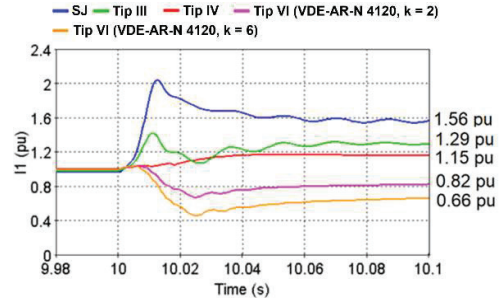
Şekil 10, belirli bir dengesiz arıza için aynı güce sahip SJ, DFIG (Tip III) ve değişik FSC (Tip IV) IBR'lere sahip enerji santrallerinin davranışlarını karşılaştırmaktadır. Aksi belirtilmedikçe, yapılan tüm simülasyonlarda IBR oransal gerilim düzenleyicisinin kazanç değeri $k=2$ olarak alınmıştır. Her iki şebeke yönetmeliğinde de, IBR'lerin ani gerilim değişimlerine verecekleri reaktif akım tepkisinin 20 ms içerisinde tamamlanması istenmektedir. Bu gereksinimin güvenli biçimde sağlanabilmesi amacıyla, IBR dönüştürücülerinin iç akım kontrolcüsünün yükselme zamanı (t_{rise}) 10 ms olarak ayarlanmıştır. IBR kontrolcülerinin ayarlanması ile ilgili detaylar [5] ve [6]'da bulunabilir.

Aynı dengesiz arıza senaryosu altında, Tip IV bir IBR tarafından enjekte edilen pozitif bileşen akımı (I_1) ve negatif bileşen akımı (I_2) en düşük genliğe sahiptir; burada I_1 'in genliği anma yük akımına yakın, I_2 'nin genliği ise sıfıra yakındır. Bu düşük genlikli arıza akımı, mesafe rölesi gibi denetleyici (supervising) bir aşırı akım elemanı kullanan koruma fonksiyonlarının performansını olumsuz etkileyebilir.

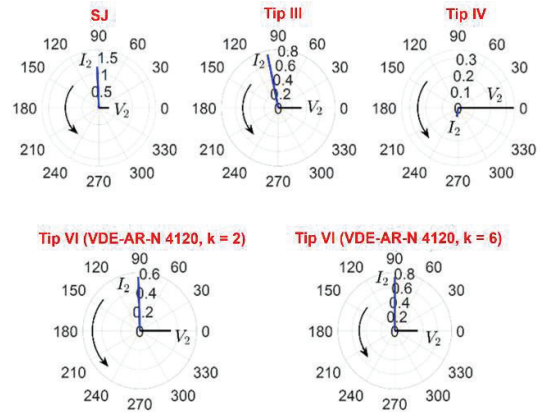
I_2 'nin yetersizliği, koruma sistemlerinde yanlış çalışma sorunlarına yol açabileceğinden, son dönemde şebeke kodlarına, dengesiz arızalar sırasında IBR'lerin I_2 enjeksiyonu gereklilikleri eklenmiştir. VDE-AR-N 4120 ile uyumlu DSC

altında çalışan FSC tipi IBR'ler, Şekil 7'de tanımlanan karakteristik eğriye göre ve önerilen değeri 2 ile 6 arasında olan oransal kazanç k ile reaktif I_2 enjeksiyonunu zorunlu kılmaktadır. Gösterildiği üzere, kazanç arttıkça I_2 artmakta; ancak dönüştürücü toplam akım genliği sınırlı olduğundan I_1 azalmaktadır. Ayrıca, şiddetli gerilim çökmesi durumlarında, öncelik I_1 reaktif akımlarına verildiği için, dönüştürücü doyuma girebilmekte ve bu nedenle etkin oransal kazanç k daha küçük olabilmektedir [5], [19].

AJ rotor devreleri, negatif bileşen akımları için düşük endüktif empedanslı bir yol sağlar. Bu nedenle, DFIG'nin negatif bileşen arıza akımına katkısı endüktif karakterde ve büyüktür. Geleneksel CSC altında çalışırken bu akımlar dönüştürücü kontrolünü doyuma sürüklemeyiz. Ancak asimetrisinin şiddetine bağlı olarak, rotor devrelerinde dolaşan negatif bileşen akımları, rotor tarafı dönüştürücüde aşırı gerilime ve crowbar devresinin devreye girmesine neden olabilir [20].



(a) SJ, Tip III ve Tip IV IBR'lerin I_1 ve I_2 genlikleri



(b) SJ, Tip III ve Tip IV IBR'lerin V_2 ve I_2 fazörleri

Şekil 10: SJ, Tip III ve Tip IV IBR'lere sahip enerji santrallerinin dengesiz arıza senaryosu altında davranışları.

3. Negatif Bileşen Büyüklüklerine Dayalı Koruma Sistemleri Üzerindeki Etkisi

Negatif bileşen büyüklüklerine dayalı koruma fonksiyonları arasında Anlık Negatif Bileşen Aşırı Akım (50Q), Zaman Gecikmeli Negatif Bileşen Aşırı Akım (51Q), Yönlü Negatif Bileşen Aşırı Akım (67Q), haberleşme destekli koruma, faz seçimi/arıza tanımlama (FID) ve diferansiyel koruma yer almaktadır. Dörtlü toprak mesafe elemanı da negatif bileşenleri kullanmaktadır [21]; ancak bu çalışmada ayrıntılı olarak ele alınmamıştır. [15], [19], [22], [23] ve [24], IBR'ler nedeniyle bu koruma düzenekleri için olası hatalı çalışma (misoperation) senaryolarını incelemiştir. Bu hatalı çalışma sorunları, IBR'lerin arıza akımı karakteristikleri ile geleneksel SJ'ler arasındaki iki temel farktan kaynaklanmaktadır: I_2 'nin düşük genliği ve I_2 'nin faz açısının değişmesi. I_2 'nin düşük genliği 50Q ve 51Q fonksiyonlarının hatalı çalışmasına neden olabilirken; değişen faz açısı, I_2 ile V_2 arasındaki açısal ilişkiyi kullanan 67Q fonksiyonunun hatalı çalışmasına yol açabilir. Bu hatalı çalışma problemlerine yönelik olası bir çözüm, dengesiz bir arıza sırasında IBR'lerin I_2 kontrolü sağlamasını zorunlu kılmaktır. VDE-AR-N 4120 bu tür bir gerekliliğe örnek teşkil etmekte olup, bazı durumlarda hatalı çalışma sorunlarını giderebildiği gösterilmiştir [19], [24].

3.1. Anlık/Zaman Gecikmeli Negatif Bileşen Aşırı Akım Elemanı (50Q/51Q)

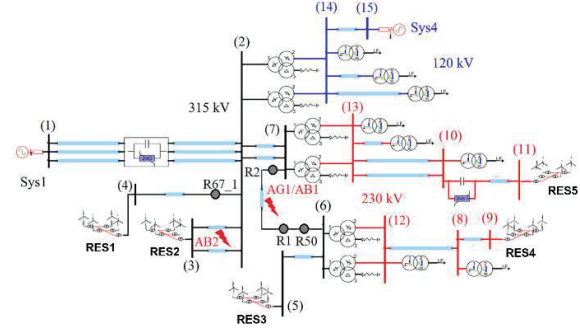
Bu elemanlar, I_2 'nin genliği ayarlanan eşik değerini aştığında çalışır. Başarılı çalışmaları, dengesiz bir arıza sırasında I_2 'nin yeterli seviyelerde mevcut olduğu varsayımına dayanır. Kaynak bir SJ olduğunda, I_2 'nin genliği genellikle alma (pickup) ayarını aşacak kadar büyüktür ve elemanlar başarılı bir şekilde çalışır. Buna karşılık, kaynak bir IBR olduğunda I_2 'nin düşük genliği, elemanların çalışması için yeterli olmayabilir ve bu durum hatalı çalışmaya (misoperation) yol açabilir.

Bir hatalı çalışma örneğini göstermek amacıyla, 5 enerji santrali içeren 315/230/120 kV'lık bir iletim sisteminin bir bölümünü temsil eden Şekil 11'deki test sistemi ele alınmıştır. Hat koruması için, (6) no'lu baradaki ve 50Q elemanı içeren R50 olarak adlandırılan bir aşırı akım rölesi kullanılmıştır. Negatif bileşen alma akımı $I_{pkp} = 0.25$ pu olarak ayarlanmıştır. (6) no'lu bara ile (7) no'lu bara arasındaki hatta, $t = 5$ s anında AG1 olarak adlandırılan kalıcı tek faz A-toprak arızası uygulanmıştır. Başarılı çalışma, 50Q elemanın anlık olarak devreye girmesi anlamına gelmektedir. Beş üretim ünitesi için üç farklı senaryo incelenmiştir: (i) geleneksel SJ'ler; (ii) CSC'ye sahip Tip IV IBR'ler; ve (iii) VDE-AR-N 4120 ile uyumlu ($k = 2$) I_2 kontrolü uygulayan Tip IV IBR'ler. Şekil 12, belirtilen üç senaryoda R50 rölesi tarafından ölçülen I_2 'nin zaman domenindeki genliğini ve $t = 5.2$ s'deki yarı kararlı durum değerlerini göstermektedir.

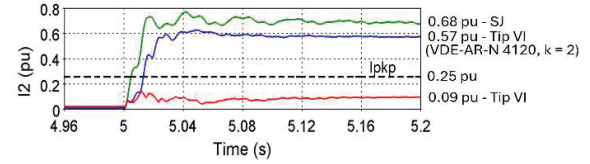
Gösterildiği üzere, SJ durumunda I_2 'nin genliği 0.68 pu olup alma ayarının üzerindedir ve 50Q elemanı başarıyla devreye girer. I_2 enjeksiyonu olmayan Tip IV durumda ise genlik 0.09 pu olup alma ayarının altındadır ve 50Q elemanı devreye giremez. 50Q/51Q elemanlarının genellikle diğer koruma elemanlarıyla birlikte kullanıldığı dikkate alındığında, bu elemanların hatalı çalışması (arıza algılanamaması) güç sisteminin güvenilirliği açısından risk oluşturabilir.

Öneri: 50Q/51Q'nun hatalı çalışmasına yönelik olası bir çözüm, IBR'lerde I_2 kontrolünün uygulanmasıdır (örneğin

VDE-AR-N 4120). Şekil 12'de, bu çözümün uygulanmasıyla I_2 genliğinin 0.57 pu'ya yükseldiği ve 50Q hatalı çalışmasının giderildiği görülmektedir.



Şekil 11: 315/230/120 kV test sistemi.



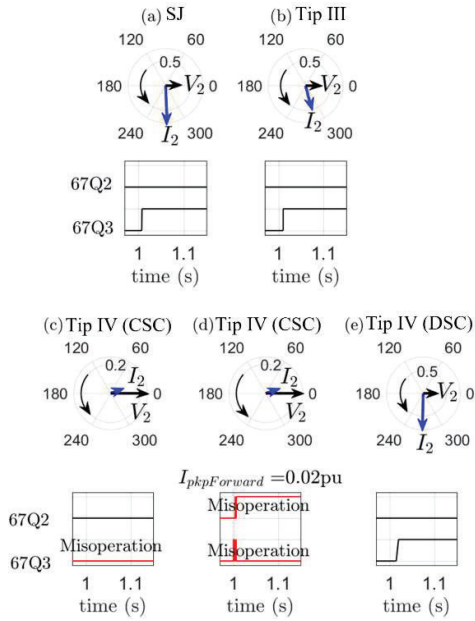
Şekil 12: Arıza nedeniyle oluşan negatif bileşen arıza akımı.

3.2. Yönlü Negatif Bileşen Aşırı Akım (67Q)

67Q elemanı, faz arızası ve toprak arızası korumasında kullanılmaktadır [25][26]. Genellikle tek başına çalışmaz; aşırı akım ve mesafe koruması gibi diğer elemanlarla birlikte bir koruma planının parçasıdır. Bu eleman, üç fazlı arıza hariç tüm arıza türlerinin yönünü belirler. 67Q elemanının çalışması, jeneratör ve şebeke empedanslarının ağırlıklı olarak endüktif olduğu varsayımına dayanır. Ancak RES'lerden sağlanan gücün yüksek olduğu işletme koşullarında bu varsayım geçerli olmayabilir ve bu durum 67Q elemanının hatalı çalışmasına (misoperation) yol açabilir.

Bu hatalı çalışmayı göstermek amacıyla, Şekil 11'de görüldüğü üzere, (2) nolu bara ile (3) nolu bara arasındaki hatta $t = 1$ s anında AB2 olarak adlandırılan kalıcı bir faz-A-faz-B arızası uygulanmıştır. (2) no'lu bara yerleştirilmiş ve RES1 yönüne bakan R67_1 olarak adlandırılan bir zaman aşırı akım rölesi arıza yönünü algılamaktadır. 67Q elemanı hem faz aşırı akım hem de negatif bileşen aşırı akım elemanlarını denetlemektedir. İleri ve geri yön alma akımları sırasıyla $I_{pkpForward} = 0.25$ pu ve $I_{pkpReverse} = 0.15$ pu olarak ayarlanmış; Maksimum Tork Açısı (MTA), korunan hattın hat açısına bağlı olarak 85° seçilmiştir. Önceki duruma benzer şekilde, jeneratörlerin aynı anma gücü ve çıkış gücüne sahip olduğu varsayımıyla dört durum incelenmiştir: SG, DFIG, CSC altında FSC ve DSC altında FSC. Başarılı çalışma, 67Q_1'in AB2 arızasını geri yönlü olarak algılaması anlamına gelmektedir. Şekil 13, osilografik verileri ve R67_1'in tepkisini göstermektedir. Faz açısı, arızanın 100 ms sonrasında ölçülmüş; 67Q2 ve 67Q3 sırasıyla ileri ve geri yön sinyallerini temsil etmektedir. Şekil 13(a)'da görüldüğü üzere, SG durumunda röle, V_2 'nin I_2 'ye göre yaklaşık 88° önde olduğu bir faz farkı algılamakta; eşdeğer negatif bileşen empedans vektörü empedans düzleminin geri bölgesi içinde yer almakta ve röle 67Q3'ü tetikleyerek geri yön beyanını başarıyla vermektedir. DFIG durumunda da (Şekil 13(b)) V_2 'nin I_2 'ye

yaklaşık 78° önde olması nedeniyle çalışma başarılıdır. Buna karşılık, FSC-CSC durumunda ne 67Q2 ne de 67Q3 devreye girmekte ve röle yönü algılayamamaktadır (Şekil 13(c)). Bunun nedeni, negatif bileşen akım genliğinin 0.2 pu'luk alma ayarından küçük olması ve dolayısıyla 67Q'nun devreye girmemesidir. Bu hatalı çalışmanın alma ayarının düşürülmesiyle giderilip giderilemeyeceğini incelemek amacıyla, $I_{pkpForward}$ ve $I_{pkpReverse}$ değerleri 0.02 pu'ya düşürülmüştür. Bu değer pratikte kullanılan tipik ayarlara kıyasla oldukça küçüktür; ancak bu örnek çalışmada FSC altında negatif dizi büyüklükleri arasındaki açılal ilişkinin incelenmesi için kullanılmıştır. Şekil 13(d), düşürülen alma eşliğinin R67_1'in devreye girmesine neden olduğunu; ancak elemanın yanlışlıkla ileri yönü beyan ederek 67Q2'yi tetiklediğini göstermektedir. Bunun nedeni, görünen faz açısı farkının yaklaşık -20°'ye (yani I_2 'nin V_2 'ye göre önde olması) düşmesi ve eşdeğer negatif bileşen empedansının ileri algılama bölgesi içine girmesidir. Şekil 13(e) ise, VDE-AR-N 4120 ile uyumlu DSC'nin uygulanmasıyla görünen faz açısının 70°'ye çıktığını ve bunun geri bölge içinde kaldığını; dolayısıyla hatalı çalışmanın giderildiğini göstermektedir.



Şekil 13: R67_1 rölesinin AB2 arızasına verdiği tepki.

Öneriler: Bu hatalı çalışmaya yönelik olası çözümler şunlardır:

- Toprak arızası korumasında yönlü negatif bileşen elemanları yerine yönlü sıfır bileşen elemanlarının kullanılması (IBR'nin I_0 kaynağı olan bir transformatör üzerinden bağlandığı varsayımıyla) [26];
- Dengesiz arızalar sırasında IBR'lerin reaktif I_2 enjeksiyonu yapması (örneğin VDE-AR-N 4120 ile uyumlu DSC) [19][24].

3.3. Haberleşme Destekli Koruma

67Q'nun hatalı çalışması, 67Q'nun başka bir koruma planının parçası olarak kullanıldığı durumlarda (örneğin haberleşme destekli koruma) ilave koruma hatalarına yol açabilir. Bu

bölümde bu etki izinli aşırı erişimli transfer açma (POTT – Permissive Overreaching Transfer Trip) için gösterilmektedir. Benzer etkiler, [23]'te gösterildiği üzere, izinli kısa erişimli transfer açma (PUTT – Permissive Underreaching Transfer Trip) ve yönlü karşılaştırmalı engelleme (DCB – Directional Comparison Blocking) dâhil olmak üzere diğer haberleşme destekli koruma planları için de ortaya konabilir.

POTT uygulamasında, hattın her iki ucundaki aşırı erişimli mesafe elemanı (Bölge 2), karşı uca bir izinli açma (permissive trip) sinyali göndermektedir. Bazı uygulamalarda, dengesiz arızalar için daha hassas arıza algılama sağlamak amacıyla 67Q2 ve 67Q3 gibi yönlü elemanlar da kullanılır ve bu elemanlar, haberleşme destekli açma şemalarında toprak mesafe (bölge) elemanlarını tamamlayabilir veya onların yerini alabilir. Her bir uç, uzaktan gelen izinli açma sinyali ile yerel izinli sinyalin birlikte alınması durumunda açma yapar. 67Q'nun kullanılması, POTT uygulamasını IBR'li sistemlerde hatalı çalışmaya yatkın hâle getirmektedir. Temel olarak, 67Q tarafından verilen olası yanlış bir yön kararı, etkilenen POTT uygulaması karşı röleye izinli açma sinyalini göndermemesine neden olur. Haberleşme destekli korumada negatif bileşen yönlü denetiminin kullanımı, ilave güvenlik sağlamak amacıyla ve zorunlu değildir.

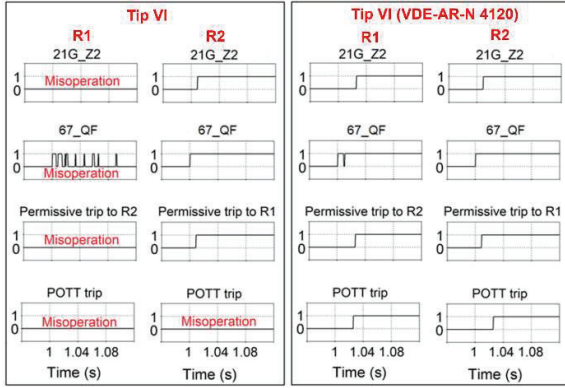
Bu hatalı çalışmayı göstermek amacıyla, Şekil 11'deki test sistemine (6) ve (7) no'lu baralar arasındaki hattı korumak üzere bir POTT uygulaması eklenmiş ve hatta AG1 arızası uygulanmıştır. POTT, 21G_Z2 (toprak mesafe Bölge 2) ve 67Q kullanan, R1 ve R2 olarak adlandırılan iki çok fonksiyonlu röle ile gerçekleştirilmiştir. POTT uygulamasının anlık olarak açılması beklenmektedir. Başarılı bir POTT çalışması için hem R1 hem de R2 tarafından 21G_Z2 ve 67Q2 elemanlarının devreye girmesi, karşılıklı olarak izinli açma sinyallerinin gönderilmesi ve her bir rölenin, izinli açma sinyalini aldıktan sonra 21G_Z2 elemanı üzerinden açma yapması gerekmektedir. Üç farklı üretim senaryosu incelenmiştir: (i) SG'ler; (ii) CSC'ye sahip Tip IV IBR'ler; ve (iii) VDE-AR-N 4120 ile uyumlu I_2 kontrolü uygulayan Tip IV IBR'ler.

Şekil 14 sonuçları göstermektedir. SG durumunda, R1 arızayı Bölge 2 ve ileri yön olarak algılamakta, hem 21G_Z2 hem de 67Q2'yi tetiklemekte ve R2'ye izinli açma sinyali göndermektedir. Benzer şekilde, R2 de arızayı Bölge 2 ve ileri yön olarak görmekte, hem 21G_Z2 hem de 67_QF'yi tetiklemekte ve R1'e izinli açma sinyali göndermektedir. CSC'ye sahip Tip IV durumda ise, R1'in 67_QF elemanı yalnızca geçici olarak devreye girmektedir. Bu nedenle R1, R2'ye izinli sinyal gönderememekte ve POTT bölge içi AG1 arızası için açma yapamamaktadır. Hatalı çalışan R1'in 67Q elemanıdır ve bunun nedeni Tip IV IBR'ler nedeniyle I_2 'nin faz açısının değişmesidir. Alman şebeke kodu altında bu hatalı çalışma problemi giderilmektedir. Bu durumda, RES3 ve RES4'ün reaktif I_2 enjeksiyonu sayesinde R1'in 67Q elemanı başarılı şekilde 67_QF üretmekte, izinli açma sinyali R2'ye gönderilmekte ve POTT başarıyla çalışmaktadır.

Öneriler: Bu hatalı çalışmaya yönelik olası çözümler şunlardır:

- Sıfır bileşen ve yankı (echo) mantığına sahip POTT şeması [15];
- IBR'lerde dinamik I_2 reaktif akım enjeksiyonu (örneğin Alman şebeke koduna uygun olarak). Ayrıca [23], DCB'nin hatalı çalışmasını gidermeye yönelik olarak;

mesafe röleleri için minimum ayarlı aşırı akım denetim elemanları, doğrudan açma iletimi (DTT) ve yedek faz alçak gerilim ile nötr aşırı gerilim elemanları gibi ilave çözümler sunmaktadır.



Şekil 14: Tip IV IBR senaryolarında, korunan hat üzerindeki toprak arızasına POTT'un tepkisi.

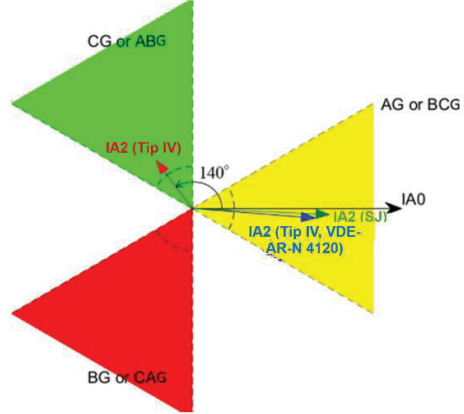
3.4. Faz Seçimi/Arıza Tanımlama (FID)

FID, koruma elemanları tarafından arıza tipinin (tek faz-toprak, faz-faz vb.) ve arızalı faz(lar)ın belirlenmesi için kullanılmaktadır [26] - [29]. FID mantığının bir uygulamasında, arızalı faz döngüsünü belirlemek için I_2 ile I_0 arasındaki faz açısı ilişkisi kullanılır [27]. IBR'ler sebebiyle I_2 'nin faz açısının değişmesi, bu FID mantığının arızayı yanlış tanımlamasına yol açabilir.

Bu etkiyi göstermek amacıyla, Şekil 11'deki test sistemine AG1 arızası uygulanmış ve (6) nolu barada bulunan, 21R1 olarak adlandırılan bir mesafe rölesi arızalı fazı tespit etmek için kullanılmıştır. Şekil 15, üç renkli sektörü kullanan ve IA2 ile IA0 arasındaki faz açısına göre arıza sınıflandırması yapan FID mantığının grafiksel gösterimidir [27]. IA0 vektörünün faz açısı referans alındığında; IA2 vektörü sırasıyla sarı, yeşil veya kırmızı sektör içine düştüğünde arıza AG/BCG, CG/ABG veya BG/ACG olarak sınıflandırılmaktadır. Üç farklı üretim senaryosu incelenmiştir: (i) SG'ler; (ii) CSC'ye sahip Tip IV IBR'ler; ve (iii) VDE-AR-N 4120 ile uyumlu I_2 kontrolü uygulayan Tip IV IBR'ler.

Gösterildiği üzere, SJ senaryosunda IA2, IA0'ın yaklaşık -4° gerisinde kalmakta; bu değer AG sektörüne denk gelmekte ve FID, AG arızasını doğru şekilde tespit etmektedir. CSC'ye sahip Tip IV IBR senaryosunda ise IA2, IA0'ın yaklaşık -140° önünde yer almaktadır. Bu da CG sektörüne karşılık gelmekte ve FID arızayı hatalı biçimde CG olarak tanımlamaktadır. Bu yanlış arıza tanımlamasının nedeni, Tip IV IBR'ler nedeniyle I_2 'nin faz açısının değişmesidir. VDE-AR-N 4120 ile uyumlu Tip IV senaryosunda ise IA2, IA0'ın yaklaşık -4° gerisinde kalmakta; bu değer AG sektörü içinde yer almakta ve FID AG arızasını başarıyla tanımlamaktadır.

Bu akıma dayalı FID'nin yalnızca arızanın yeterli I_2 ve I_0 üretmesi durumunda çalıştığı; aksi hâlde FID'nin gerilim temelli olarak gerçekleştirildiği not edilmelidir. IBR'lerin gerilim temelli FID üzerindeki etkisi bu çalışmada incelenmemiştir.



Şekil 15: FID sektörlerinin ve buna karşılık gelen faz seçimi kararının grafiksel gösterimi.

3.5. Sonuçların Değerlendirilmesi

IBR'lerin negatif bileşen büyüklüklerine dayalı sistem koruma sistemleri üzerindeki etkilerine ilişkin temel bulguların özeti Tablo 1'de verilmiştir.

4. Sonuç

Bu makale, IBR arıza davranışını bileşen ağ eşdeğer devreleri üzerinden analiz etmiş ve FSC IBR'lerin, negatif bileşen büyüklüklerine dayalı koruma performansını olumsuz yönde etkileyebileceğini göstermiştir. Bu olumsuz etki, FSC IBR'ler ile geleneksel SJ'ler arasındaki iki temel farktan kaynaklanmaktadır: negatif bileşen akımı katkısının düşük genliği ve negatif bileşen büyüklükleri arasındaki açılal ilişkinin değişmiş olması. Çalışmada, FSC IBR'ler 50Q/51Q, 67Q ve FID elemanlarının hatalı çalıştığı gösterilmiştir. 50Q/51Q elemanları için hatalı çalışmanın temel nedeni, FSC IBR'lerin sağladığı negatif bileşen akımının yetersiz seviyede olmasıdır. Buna karşılık, 67Q ve FID elemanlarının hatalı çalışmasının nedeni, negatif bileşen büyüklükleri arasındaki açılal ilişkinin değişmesidir. Ayrıca, 67Q elemanının hatalı çalışmasının, haberleşme destekli koruma uygulamalarında da hatalı çalışmaya yol açabileceği ortaya konmuştur.

FSC IBR'lerin geleneksel CSC yerine VDE-AR-N 4120 ile uyumlu DSC ile donatılması, tespit edilen koruma hatalarının oluşma olasılığını azaltabilmektedir. Çok sayıda RES barındıran test sisteminde yapılan simülasyonlar, VDE-AR-N 4120'ye dayalı negatif bileşen akımı enjeksiyonunun 50Q/51Q, 67Q ve FID elemanlarının hatalı çalışmalarını gidermede etkili olduğunu göstermiştir.

5. Gelecekteki Araştırma Yöneleri

DSC ile FSC IBR'lerde yapılan negatif bileşen akımı kontrolü, IBR çıkış akımının sınırlı olması nedeniyle bazı temel kısıtlar içermektedir. Dengesiz arızalar sırasında negatif bileşen akımı enjeksiyonu zorunlu kılınsa dahi (örneğin VDE-AR-N 4120), bu akımın genliği sınırlı kalmaktadır. Zira pozitif ve negatif bileşen akımı toplamı, dönüştürücünün akım sınırını aşamaz. Negatif bileşen akımının artırılması, pozitif bileşen akım katkısının azalmasına yol açmakta ve bu durum başka koruma problemlerini tetikleyebilmektedir. Bu nedenle, özellikle IBR

penetrasyonunun çok yüksek olduğu güç sistemlerinde, negatif bileşen akımı kontrolünün geleneksel koruma sistemleri üzerindeki tüm etkileri kapsamlı bir biçimde incelenmelidir.

Daha sonraki araştırma adımı ise çalışmanın, şebeke oluşturucu IBR'leri de kapsayacak şekilde genişletilmesidir.

Tablo 1: IBR'lerin negatif bileşen büyüklüklerine dayalı sistem koruma sistemleri üzerindeki etkilerine ilişkin temel bulguların özeti

Koruma fonksiyonu	IBR kaynaklı beklenen koruma problemi	Potansiyel çözüm
Negatif bileşen tabanlı yönlü toprak arıza koruması	IBR'lerin yetersiz I ₂ katkısı, yeterli seviyede denetleyici I ₂ oluşmamasına neden olarak elemanın çalışmamasına yol açabilir.	<ul style="list-style-type: none"> • Toprak arıza korumasında yönlü sıfır bileşen korumasının kullanılması (IBR'nin I₀ kaynağı olan bir transformatör üzerinden bağlandığı varsayımıyla). • Dengesiz arızalar sırasında IBR tarafından dinamik reaktif I₂ akımı enjeksiyonu sağlanması (örneğin VDE-AR-N 4120).
	IBR'ler sebebiyle I ₂ faz açısının değişmesi, hatalı yön tayinine yol açabilir.	<ul style="list-style-type: none"> • Toprak arıza korumasında yönlü sıfır bileşen aşırı akım korumasının kullanılması (IBR'nin I₀ kaynağı olan bir transformatör üzerinden bağlandığı varsayımıyla). • Dengesiz arızalar sırasında IBR tarafından dinamik reaktif I₂ akımı enjeksiyonunun sağlanması.
Negatif bileşen aşırı akım elemanları	IBR'lerin yetersiz I ₂ katkısı, yeterli seviyede denetleyici I ₂ oluşmamasına neden olarak elemanın çalışmamasına yol açabilir.	Dengesiz arızalar sırasında IBR tarafından dinamik reaktif I ₂ akımı enjeksiyonunun sağlanması.
Haberleşme destekli koruma	Hatalı çalışan bir 67Q elemanı, uzak röleye yanlış izinli açma/engelleme sinyali gönderebilir ve bu durum hatalı açma kararına yol açabilir.	<ul style="list-style-type: none"> • Sıfır bileşen ve echo mantığına sahip POTT koruma şemasının kullanılması. • IBR tarafından dinamik reaktif I₂ akımı enjeksiyonu sağlanması.
Faz Seçimi/Arıza Tanımlama*	IBR'ler sebebiyle I ₂ faz açısının değişmesi hatalı faz seçimine sebep olabilir.	• IBR tarafından dinamik reaktif I ₂ akımı enjeksiyonu sağlanması.

* FID yalnızca arızanın yeterli I₂ ve I₀ üretmesi durumunda akım temelli çalışır. Aksi hâlde FID gerilim temelli olarak çalışır ve IBR'lerin gerilim temelli FID üzerindeki etkisi bu çalışmada incelenmemiştir.

6. Kaynaklar

- [1] G. Kou, L. Chen, P. VanSant, F. Velez-Cedeno and Y. Liu, Fault Characteristics of Distributed Solar Generation, *IEEE Trans. Power Del.*, vol. 35, no. 2, pp. 1062–1064, Apr. 2020.
- [2] Fault Current Contribution from Wind Plants – IEEE PSRC/Machinery/T&D Committees Report. Available online: <https://www.pes-psrc.org/kb/published/reports/Fault%20Current%20Contributions%20from%20Wind%20Plants.pdf>.
- [3] T. Kauffmann, U. Karaagac, I. Kocar, S. Jensen, E. Farantatos, and A. Haddadi, Short-circuit model for type-IV wind turbine generators with decoupled sequence control, *IEEE Trans. Power Del.*, vol. 34, no. 5, pp. 1998–2007, Oct. 2019.
- [4] T. Kauffmann, U. Karaagac, I. Kocar, S. Jensen, J. Mahseredjian, and E. Farantatos, An accurate type III wind turbine generator model for short circuit applications, *IEEE Trans. Power Del.*, vol. 32, no. 6, pp. 2370–2379, December 2017.
- [5] U. Karaagac, J. Mahseredjian, R. Gagnon, H. Gras, H. Saad, L. Cai, I. Kocar, A. Haddadi, E. Farantatos, S. Bu, K. W. Chan, L. Wang, “A Generic EMT-type Simulation Model for Wind Parks with Permanent Magnet Synchronous Generator Full Size Converter Wind Turbines,” *IEEE Power Energy Technol. Syst. J.*, vol. 6, no. 3, pp. 131-141, Sept. 2019.
- [6] Y. Seyedi, U. Karaagac, J. Mahseredjian, A. Haddadi, K. Jacobs, H. Karimi, “Detailed modeling of inverter-based resources” (Energy Engineering, IET, 2022), “Advances in Power System Modelling, Control and Stability Analysis”, 2nd ed., Chap. 5, pp. 175-203.
- [7] IEEE/NERC. *Task Force on Short-Circuit and System Performance Impact of Inverter Based Generation, Impact of Inverter Based Generation on Bulk Power System Dynamics and Short-Circuit Performance*; Report No. PES-TR68; IEEE: New York, NY, USA, September 2018.
- [8] Power System Relaying and Control Committee (Subcommittee C). *System Protection Working Group C32, Protection Challenges and Practices for Interconnecting Inverter Based Resources to Utility Transmission Systems*; Report No. PES-TR-81; IEEE: New York, NY, USA, July 2020.
- [9] A. Haddadi, E. Farantatos, I. Kocar, and U. Karaagac, “Impact of Inverter Based Resources on System Protection,” *Energies*, vol. 14, no. 4, p. 1050, Feb. 2021.
- [10] K. Opoku, A. Dimitrovski and M. Ferrari, "Performance Evaluation of a Novel Sequence-Based Directional Detection Strategy for Protection of Active Distribution Networks," in *IEEE Access*, vol. 13, pp. 7094-7109, 2025.
- [11] M. Mehdi Mobashsher, S. M. Hosseini, A. Akbar Abdoos, S. Mohammad Hashemi, M. Sanaye-Pasand and M. Azzouz, "Fault Type Classification in the Presence of Inverter-Based Resources: Review, Challenges, and Future Works," in *IEEE Access*, vol. 13, pp. 37051-37077, 2025.

- [12] M. Mehdi Mobashsher, A. Akbar Abdoos, S. M. Hosseini, S. Mohammad Hashemi, M. Sanaye-Pasand, "A new fault type classification method in the presence of inverter-based resources," *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, Volume 147, 108793, 2023.
- [13] I. Erlich, T. Neumann, F. Shewarega, P. Schegner, and J. Meyer, "Wind turbine negative sequence current control and its effect on power system protection," in *Proc. IEEE-PES Gen. Meeting*, Jul. 2013, pp. 1–5.
- [14] Technische regeln für den ANSCHLUSS von kundenanlagen an das hochspannungsnetz und deren betrieb (TAR hochspannung), VDE-ARN 4120 Anwendungsregel: 2018-11.
- [15] M. Nagpal and C. Henville, "Impact of power-electronic sources on transmission line ground fault protection," *IEEE Trans. Power Del.*, vol. 33, no. 1, pp. 62–70, Feb. 2018.
- [16] J. Mahseredjian, S. Denetiere, L. Dube, B. Khodabakhchian, and L. Gerin-Lajoie, "On a new approach for the simulation of transients in power systems," *Electric Power Systems Research*, vol. 77, pp. 1514-1520, Sep 2007.
- [17] <https://www.emtp.com/>
- [18] "Grid code - high and extra high voltage," E.ON Netz GmbH, Bayreuth, Germany, April 2006.
- [19] A. Haddadi, I. Kocar, U. Karaagac, E. Farantatos, and J. Mahseredjian, "Negative Sequence Quantities-Based Protection Under Inverter-Based Resources – Challenges and Impact of the German Grid Code," *Electric Power Systems Research*, vol. 188, pp. 106573, Nov. 2020.
- [20] Y. Chang, I. Kocar, J. Hu, U. Karaagac, K. W. Chan and J. Mahseredjian, "Coordinated Control of DFIG Converters to Comply with Reactive Current Requirements in Emerging Grid Codes," *J. Mod. Power Syst. Clean Energy*, vol. 10, no. 2, pp. 502-514, March 2022.
- [21] GE Digital Energy. *D60 Line Distance Protection System—UR Series Instruction Manual (D60 Revision 7.1x)*; GE Digital Energy: Markham, ON, Canada, 2013.
- [22] Haddadi, A.; Kocar, I.; Mahseredjian, J.; Karaagac, U.; Farantatos, E. *System Protection Guidelines for Systems with Inverter Based Resources: Performance of Line Current Differential, Phase Comparison, Negative Sequence, Communication-Assisted, and Frequency Protection Schemes Under Inverter-Based Resources and Impact of German Grid Code*; EPRI: Palo Alto, CA, USA, 2019; 3002016196.
- [23] Haddadi, A.; Kocar, I.; Mahseredjian, J.; Karaagac, U.; Farantatos, E. *Protection Guidelines for Systems with High Levels of Inverter Based Resources*; EPRI: Palo Alto, CA, USA, 2018; 3002013635.
- [24] Haddadi, A.; Zhao, M.; Kocar, I.; Karaagac, U.; Chan, K.W.; Farantatos, E. Impact of inverter-based resources on negative sequence quantities-based protection elements. *IEEE Trans. Power Deliv.* 2021, 36, 289–298.
- [25] Ziegler, G. *Numerical Distance Protection Principles and Application*; Siemens-Erlangen Publicis: Erlangen, Germany, 1999.
- [26] Brusilowicz, B.; Schulz, N.N. Polarizing voltage generating method for distance and directional protection elements. *IEEE Trans. Power Deliv.* 2021, 36, 74–83.
- [27] Schweitzer, E.O., III. New developments in distance relay polarization and fault-type selection. In *Proceedings of the 16th Annual Western Protective Relay Conference*, Spokane, WA, USA, October 1991.
- [28] Thomas, D.W.P.; Jones, M.S.; Christopoulos, C. Phase selection based on superimposed components. In *IEE Proceedings—Generation, Transmission and Distribution*; IET: London, UK, May 1996; Volume 143, pp. 295–299.

Özgeçmişler



Ulaş Karaağaç, lisans ve yüksek lisans derecelerini sırasıyla 1999 ve 2002 yıllarında Orta Doğu Teknik Üniversitesi (ODTÜ) Elektrik ve Elektronik Mühendisliği Bölümünden, doktora derecesini ise 2011 yılında École Polytechnique, Université de Montréal Elektrik Mühendisliği Bölümünden almıştır. 2025 yılında Orta Doğu Teknik Üniversitesi Elektrik ve Elektronik Mühendisliği Bölümüne katılmış olup, halen burada Doktor Öğretim Üyesi olarak görev yapmaktadır. Araştırma alanları arasında büyük ölçekli yenilenebilir enerji kaynaklarının güç şebekelerine entegrasyonu, büyük ölçekli güç sistemlerinin modellenmesi ve benzetimi ile güç sistemi dinamiği ve kontrolü yer almaktadır.



Keyvan Firuzi, lisans derecesini 2012 yılında İran'ın Tebriz kentindeki Tebriz Üniversitesinden, yüksek lisans ve doktora derecelerini ise sırasıyla 2014 ve 2019 yıllarında İran'ın Tahran kentindeki Sharif Teknoloji Üniversitesinden elektrik güç mühendisliği alanında almıştır. Orta Doğu Teknik Üniversitesi (ODTÜ) Elektrik ve Elektronik Mühendisliği Bölümünde Doktor Öğretim Üyesi olarak görev yapmakta olup, aynı zamanda Yüksek Gerilim Laboratuvarı Başkanlığı görevini yürütmektedir. Araştırma alanları arasında yüksek gerilim ve yalıtım mühendisliği, güç sistemi geçici rejimleri, kısmi deşarj analizi, sinyal işleme ile güç sistemleri ve durum izleme uygulamalarında makine öğrenmesi yer almaktadır.



Seda Kül, 2023 yılından bu yana Karamanoğlu Mehmetbey Üniversitesi Elektrik ve Elektronik Mühendisliği Bölümünde Doktor Öğretim Üyesi olarak görev yapmaktadır. Lisans ve yüksek lisans derecelerini sırasıyla 2011 ve 2015 yıllarında Selçuk Üniversitesi Elektrik ve Elektronik Mühendisliği Bölümünden, doktora derecesini ise 2022 yılında Gazi Üniversitesi Elektrik ve Elektronik Mühendisliği Bölümünden almıştır. Güncel araştırma alanları arasında elektrik makineleri tasarımı, termal modelleme, güç sistemleri, elektrikli araçlar ve yenilenebilir enerji sistemleri yer almaktadır. Uzmanlık alanlarında çok sayıda bilimsel makale ve konferans bildirisine yazar ve ortak yazar olarak katkı sağlamıştır.