

HVDC Sistemlerde Komütasyon Arızalarını Önleme Yöntemleri *Methods to Prevent Commutation Failures in HVDC Systems*

Vedat TAŞDEMİR
Elektrik Yüksek Mühendisi
M.Sc. Electrical Engineer

Bildiri ID Numarası: 0105



TEİAŞ

TURKISH
ELECTRICITY
TRANSMISSION
CORPORATION

Özet

Komütasyon arızası (CF), hat komütasyonlu çevirici (LCC) kullanılan yüksek gerilim doğru akım (HVDC) sistemlerde görülen bir arıza türüdür. Bu arızalar genellikle tristör valf bölmelerinde meydana gelir. Arızaya neden olabilecek durumlar arasında komütasyon gerilim büyüklüğü, faz açısının terslenmesi ve ani değişimleri, doğru akımdaki değişiklikler ya da ateşleme kontrol arızaları yer alır. Komütasyon arızası durumunda sistem, arıza tamamen giderildikten sonra devreye alınabilir. Bu çalışma ile oluşan komütasyon arızalarına daha sistematik bir bakış açısı sunmakta, arızanın oluşma anının komütasyon süreci üzerindeki etkileri nicel olarak incelenerek CF'lerin etkin biçimde öngürülmesi ve önlenmesi hedeflenmektedir. Kritik arıza gerilimi ve sönme açısına göre CF reaktansı hesaplanmış ve denklemlerle sunulmuştur. Komütasyon arıza bölgesi ve güvenlik bölgesi kavramları tanımlanarak arıza olasılığı tahmin edilmiştir. Ayrıca çeşitli CF önleme yöntemlerinin avantaj ve sınırlamaları analiz edilerek güncel araştırma sonuçları sunulmuştur.

Giriş

Yüksek Gerilim Doğru Akım (HVDC) teknolojisi; uzun mesafeli enerji iletimi ve senkron olmayan enerji şebekelerinin enterkonneksiyonu alanlarında yüksek iletim kapasitesi ve düşük iletim kaybı avantajları nedeniyle yaygın olarak kullanılmaktadır [1,2]. Hat komütasyonlu çevirici(LCC) temeline dayalı HVDC ise büyük güç iletimi avantajına sahiptir. İletim kayıplarının azaltılması amacıyla da HVDC proje sayısı hızla artmaktadır [3]. Ancak HVDC sistemde sık karşılaşılan kamütasyon arızaları (CF) sistem doğru akımının ani artışı ve doğru gerilimde keskin bir düşüşe sebep olan doğrultucu (inverter) arızalarındandır. Büyük iletim kapasitesine sahip olması nedeniyle konvertor istasyonlarında CF, DC kutuplarını bloke etme riskini artırmaktadır [4,5]. DC blokaj gönderici uçta güç fazlalığına, alıcı uçta ise güç yetersizliğine yol açar. Bu da enterkonnekte birimin devreden çıkmasına ve yük dengesizliklerine neden olur [6,7]. Bu durum sistem kararlılığı ve güvenliği açısından ciddi tehditler oluşturur. Bu nedenle CF arızalarının detaylı olarak incelenmesi ve bu arızalara karşı bağışıklığı artıracak önlemlerin geliştirilmesi büyük önem taşımaktadır. Bir çok araştırmacı çeşitli tespit yöntemleri önermiştir bunlar elektriksel niceliklerin ölçülüp eşik değerlerle karşılaştırılması ve elektriksel büyüklükler olan sönme açısı [8,9], komütasyon gerilimi [10,11], gerilim zaman alanı [12,13] ve akım karakteristiklerinin ölçülmesidir [14]. Bu yöntemler yüksek korunumlu olsada yeterince hızlı değiller.

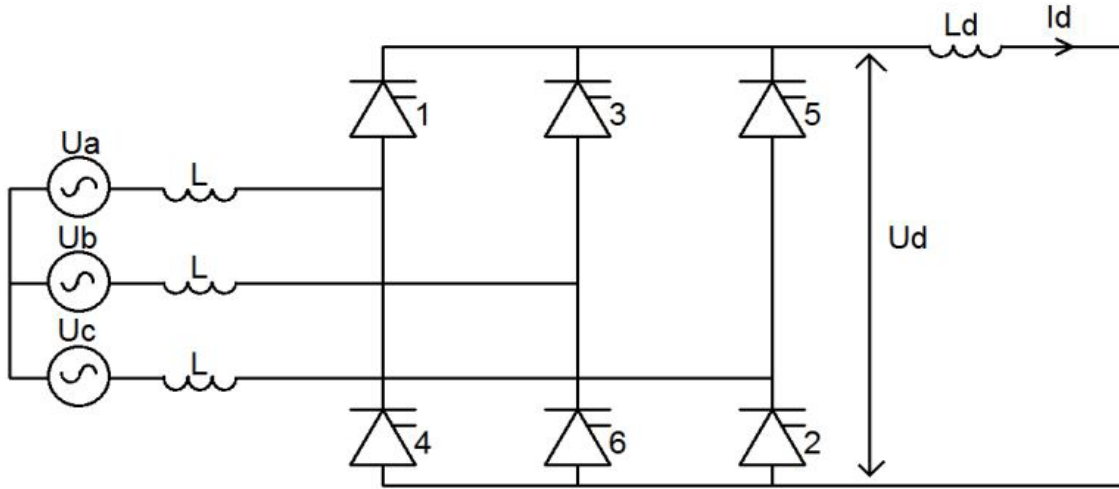
Yapılan bir başka çalışma da ise CF önleme ve azaltma yöntemleri üç kategori olarak belirlenmiştir.

- i. Vanalar, dönüştürücü trafolar ile diğer primer ekipmanların iyileştirilmesi
- ii. CF tahmini ve parametre optimizasyonu ile kontrol stratejilerinin iyileştirilmesi
- iii. Birden fazla HVDC dönüştürücü ve alıcı AC sistemleri içeren koordinasyon seviye stratejilerinin oluşturulması.

Ancak bir CF tüm elektrik şebekesinde meydana gelen birçok faktör tarafından tetiklenebilir. Etkili faktörlerin alt değerleri dikkate alınarak birçok girişimde bulunulmasına rağmen çeşitli CF modellerini tam olarak tespit etmek ve bunları önlemek yine de imkânsız olabilmektedir.

2. HVDC Komütasyon Arıza süreci ve Analizi

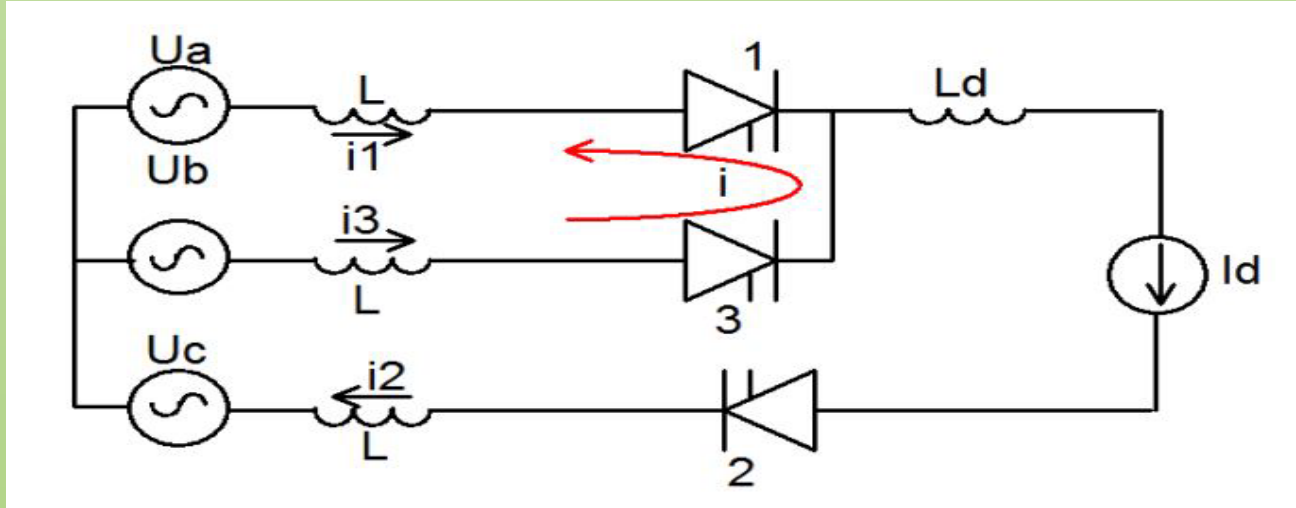
LCC-HVDC sistemlerinin evrensel konfigürasyonu Graetz köprüsüdür. Bu yapı altı adet tristör valf içerir ve her bir valf, AC sistemdeki üç fazdan birine pozitif veya negatif DC terminallerinden biriyle bağlanır. Graetz köprüsü, tristör valflerinin ateşleme açısı ayarlanarak AC ve DC sistemleri arasında esnek güç aktarımı sağlar. Graetz köprüsünün invertör modundaki konfigürasyonu, üç fazlı üç bacak halinde dizilmiş altı tristörden oluşur. Her faz bacağına iki tristör bulunur ve bu bacakların orta noktaları üç fazlı güç kaynağına bağlanır (Şekil 1’de gösterilmiştir).



Şekil 1: Temel üç fazlı altı darbeli doğrultucu [15].

Şekil 1’ de, tristör valfleri 1’den 6’ya kadar numaralandırılmıştır. L , her faz için valfler tarafından görülen toplam komütasyon endüktansını temsil eder, $U_{a,b,c}$ AC şebekenin faz gerilimleridir. U_d ve I_d ise sırasıyla DC gerilimini ve doğru akımı ifade eder. L_d , doğru akımın dalgalanmalarını önemli ölçüde azaltmak için kullanılan büyük bir DC endüktansdır. Valf 1, akımı iletecek şekilde ileri taraflı olduğu bir aralıkta ateşlenir. Alternatif iki faz (U_{ab}) gerilimler valf 3 boyunca görülebilir, (U_{ab}) negatif döngüde olduğundan ve valf 3 boyunca negatif bir gerilim olacağından, akımı iletemez. Ancak hat gerilimi pozitif döngüye geçerse valf 3 ileri kutuplanır ve eğer ateşlenirse valf 1’in uçları üzerinden negatif bir akım akar. Tristör valfleri çıkıştaki valf üzerine hat geriliminin uygulanmasına neden olur buda çıkış valfini ters kutuplar. İleri alınan gerilim ve hesaplamaların başlaması arasındaki süre genellikle açısal olarak ölçülür, ateşleme veya gecikme açısı olarak adlandırılır. Genelde gecikme açısı 0° ile 180° arasında değişir. Gecikme açısı $0^\circ - 90^\circ$ arasındaysa doğrultucu(redresör), $90^\circ - 180^\circ$ arasındaysa invertör olarak çalışır. Ancak doğrultucu için minimum gecikme açısı 5° , invertör için $110^\circ - 165^\circ$ aralığında olmalıdır. Komütasyon süresi, yani akımın bir valften diğerine geçtiği süre, derece ya da radyan cinsinden ölçülür ve örtüşme açısı (μ) olarak adlandırılır. Örneğin, valf 1 ve valf 2 doğru akımı iletirken, Şekil 1’ in üst tarafında valf 1’den valf 3’e komütasyon yapılır. $U_a - U_b$ gerilim farkı pozitif olduğu sürece komütasyon gerçekleşebilir. Komütasyon gerilimi, tristör valf üzerindeki ters gerilim olarak tanımlanır. Komütasyon sürecinde, dönüştürücü köprüsü Şekil 2’de gösterilen eşdeğer bir devre ile temsil edilir. Üst sırada valf 1 ve 3 iletimdeyken, alt sırada valf 2 önceden olduğu gibi akım iletmeye devam eder.

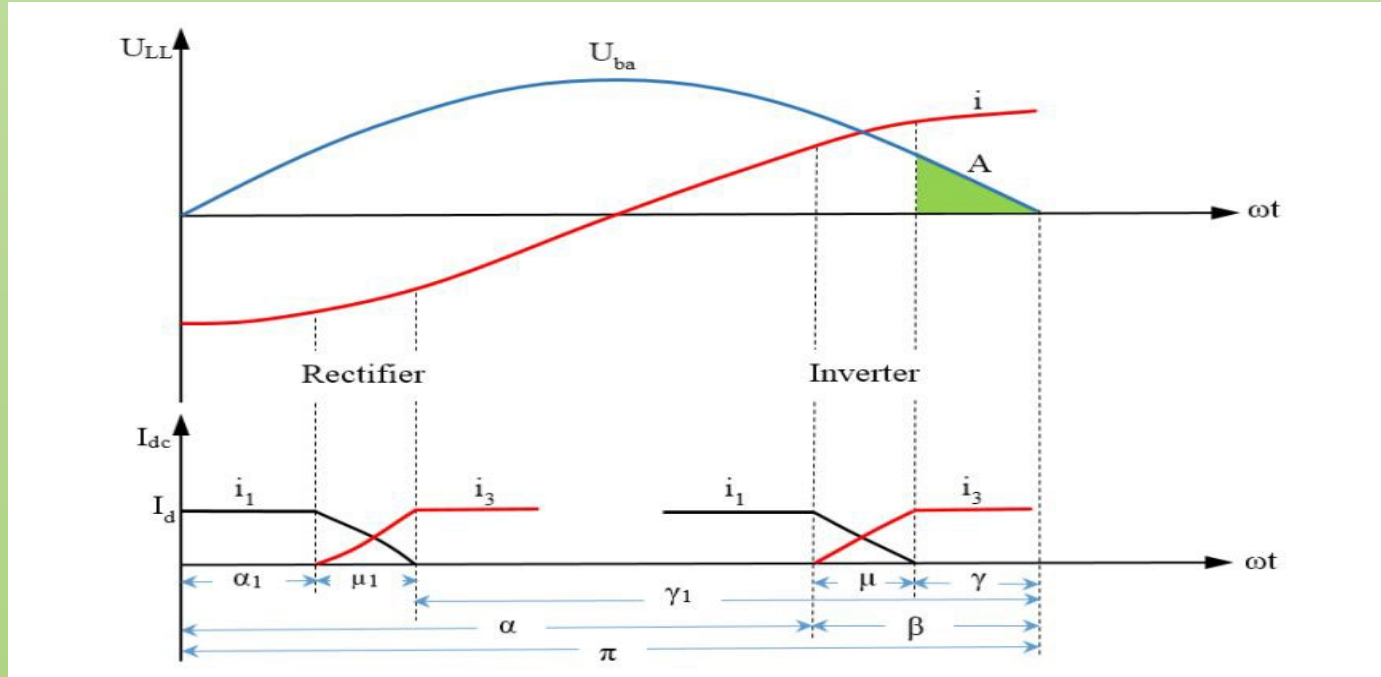
Komütasyon gerilimi, valf 1 ve valf 3 üzerinden bir komütasyon akımı i 'yi tahrik eder. Bu akım zamanla artar, böylece valf 3'ten geçen akımı artırırken, valf 1'den geçen akımı azaltır [15].



Şekil 2: Komütasyon süreç devresi [15].

Komütasyon sürecinde, komütasyon akımı artıp doğru akım I_d 'ye eşit olduğunda tamamlanır. Bu durum Şekil 3'te U_{ba} , komütasyon gerilimi; i , komütasyon akımı; i_1 ve i_3 , sırasıyla valf 1 ve valf 3'ten geçen akımları ve A alanı ise invertör komütasyon marjını ifade eder.

Doğrultucuda valf 3, α_1 'de ateşlenir ve akımın valf 1'den valf 3'e komütasyonu μ_1 olarak alınır. Kalan alan γ_1 'dir, bu alan başarılı komütasyon için yeterlidir. Bu nedenle rektifier tarafta komütasyon arızaları nadiren meydana gelir. İnverterde, valf 3 α ateşlenir ve akımın valf 1'den valf 3'e komütasyonu μ olarak alır. A (komütasyon) gerilim-zaman alanı.



Şekil 3: CF süreci ve açılar [15].

Burada komütasyon gerilimi pozitifte döndükten sonra valf3'ün ateşlendiği zamana karşılık gelen gecikme açısı (α)'dır. Örtüşme açısı (μ) hem valf 1 hem de valf 3'ün aynı anda iletimde olduğu süreye karşılık gelen açıdır. Gama sönme açısı (γ) Valf 1'in sönmesinden sonra komütasyon geriliminin sıfırdan geçtiği ana kadar geçen süreyi gösterir ve kararlı çalışma durumunda bu açılar arasındaki ilişki: $\alpha + \mu + \gamma = 180^\circ$

Tristörün tekrar iletken olmadan önce belirli bir süre boyunca üzerine ters gerilim uygulanması gerekir. Bu süre, tristörde iletim sürecinde depolanan yüklerin boşaltılması ve ileri yöndeki gerilime dayanabilmesi için gereklidir [16]. DC mühendisliğindeki komütasyon süreci, dönüştürücü istasyonunun AC barası, AC filtresinin erişim noktası olduğunda, komütasyon reaktansı, dönüştürücü transformatörün kaçak reaktansı ile valf reaktasının (anot reaktansı olarak da adlandırılır) toplamına atıfta bulunabilir. Genel olarak, valf reaktansı göz ardı edilebilir, bu nedenle komütasyon transformatörünün kaçak reaktansı X_T , komütasyon reaktansı olarak kullanılabilir. Denklemlerde, komütasyon transformatörünün kısa devre empedans değerinden (%) elde edilen komütasyon reaktans değeridir (Ω). Komütatörün direnç geriliminin düşüş yüzdesi U_r :

$$U_r = \frac{P_k}{P_r} \times 100, \% \quad (1)$$

Reaktans yüzdesinin düşümü:

$$U_x = \sqrt{U_z^2 - U_r^2}, \% \quad (2)$$

Bunlar arasında P_k , dönüştürücünün nominal kapasitesindeki yük kaybı W , P_r , dönüştürücünün nominal kapasitesi VA , U_z , dönüştürücünün tehdit edilen kapasitesindeki kısa devre empedansıdır %. Her faz sargısı için kısa devre reaktans geriliminin düşüş yüzdesi:

$$U_x = \frac{X_p I_p}{U_p} \times 100, \% \quad (3)$$

Bu nedenle, faz sargısının eşdeğer reaktansı şu şekilde elde edilebilir:

$$X_p = \frac{U_x U_p}{100 \times I_p}, \Omega \quad (4)$$

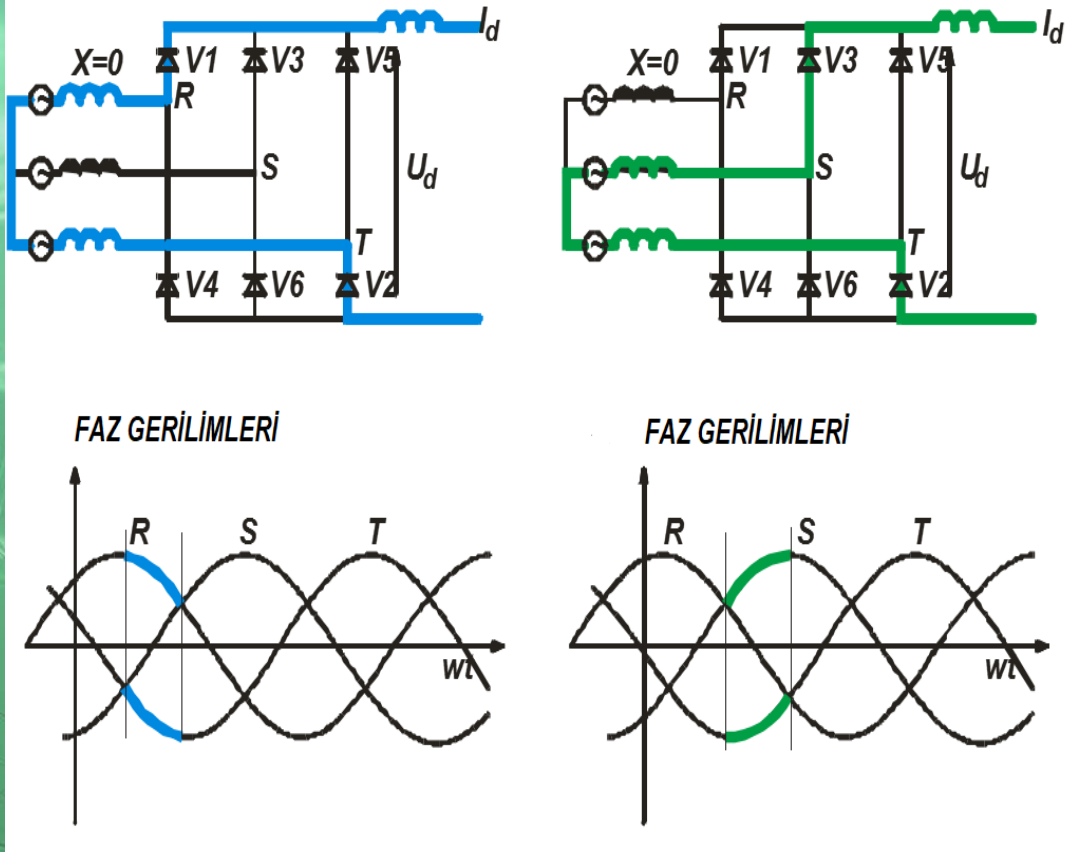
Bunlar arasında U_p , sargının V anma faz gerilimidir; I_p , sargının A anma faz akımıdır.

Valf tarafı sargısı bir Y bağlantısı olduğunda, komütasyon reaktansı ($2X_T$), seri halindeki iki fazlı sargının reaktans değeridir (Ω) (Şekil.4).

$$2(X_T) = 2X_p = 2x \frac{U_x U_p}{100 \times I_p} = 2x \frac{U_x}{100} x \frac{U_1 / \sqrt{3}}{I_1} = \frac{2}{\sqrt{3}} x \frac{U_x}{100} x \frac{U_1}{I_1}, \Omega \quad (5)$$

Bunlar arasında: U_1 dönüştürücü değişken valf tarafı V'nin nominal hat gerilimidir; I_1 Valf tarafı dönüştürücü değişken A'nın nominal hat akımıdır. Valf tarafı sargısı D-bağlantı olduğunda komütasyon reaktansı ($2X_T$) seri iki sargının reaktans değeri (Ω) 'dur ve diğer faz sargısında paraleldir.

$$2(X_T) = \frac{2X_p * X_p}{2X_p + X_p} = \frac{2X_p}{3} = \frac{2}{3} x \frac{U_x U_p}{100 \times I_p} = 2x \frac{U_x}{100} x \frac{U_x}{\frac{I_1}{\sqrt{3}}} = \frac{2}{\sqrt{3}} x \frac{U_x}{100} x \frac{U_1}{I_1}, \Omega \quad (6)$$



Şekil 4: Komütasyon reaktansı

Bu nedenle, valf tarafı sargısının bir Y bağlantısı mı yoksa D bağlantısı mı olduğuna bakılmaksızın (2XT) aşağıdaki formülle hesaplanır:

$$2(X_T) = \frac{2}{\sqrt{3}} \times \frac{U_X}{100} \times \frac{U_1}{I_1}, \Omega \quad (7)$$

Genel olarak komütasyon dönüşümünün komütasyon reaktansı (teorik olarak hesaplanan değer) (1), (2) ve (7) formüllerinden elde edilir. Dönüştürücü kapasitesi büyükse U_r göz ardı edilebilir. O zaman da $U_x \approx U_z$ dir. Denklem (7) şöyle olur:

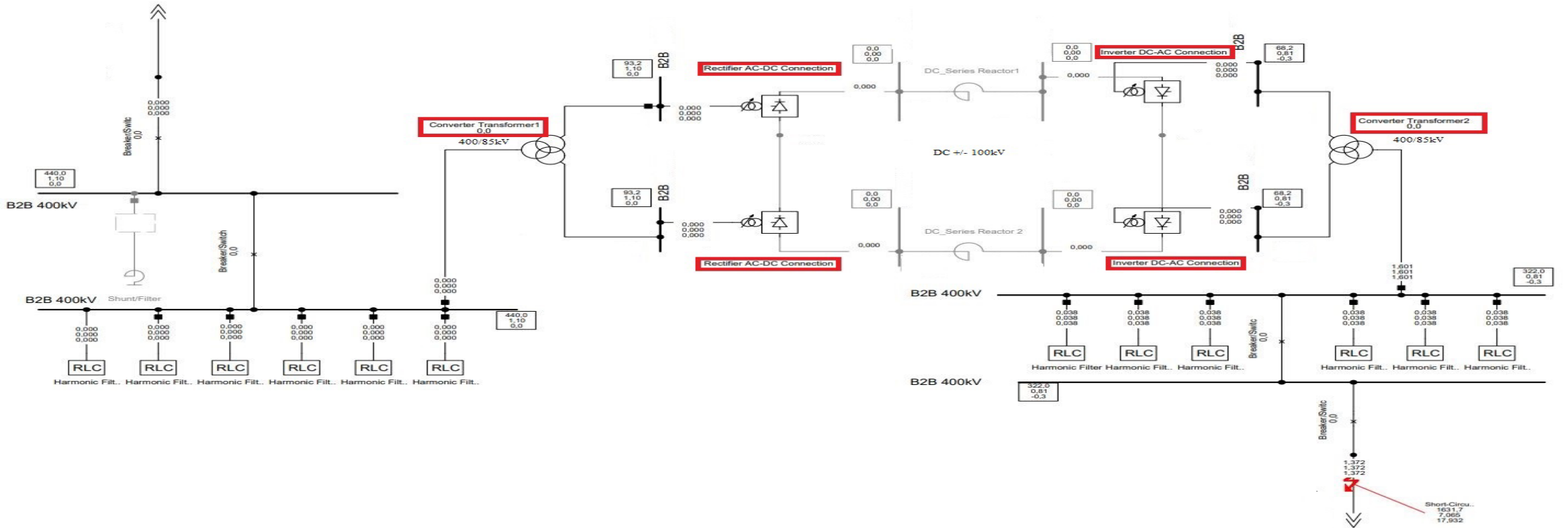
$$2(X_T) = \frac{2}{\sqrt{3}} \times \frac{U_z}{100} \times \frac{U_1}{I_1}, \Omega \quad (8)$$

Örneğin 400/85 kV bir dönüştürücü transformatör için CF'nin valf hol reaktansı hesaplanır ise;

$$U_z = 15,88 \% , U_1 = 85/\sqrt{3} \text{ kV}, I_1 = 2500 \text{ A}$$

$$X_T \approx 0,036 \Omega.$$

2.1 Simülasyon Modeli



Şekil 5: Simülasyon modeli

Tablo 1: Simülasyon model parametreleri

	Doğrultucu (Rectifier)	Evirici (Inverter)	Birim
Sürekli Anma Gücü	550	550	MW
Anma DC Gerilimi	±100	±100	kV
Anma DC Akımı	2750	2750	A
Boşta İdeal DC Gerilim	±114	±114	kV
Görünür Güç	360	360	Mvar
Valf AC Etkin Gerilim	85	85	kV
Kontrol Karakteristiği	P _{dc} / I _{dc}	P _{dc} / I _{dc}	Güç/Akım
	Ateşleme Açısı (α)		Derece
Nominal	15	N/A	°C
Maksimum	15+2,5	N/A	°C
Minumum	15-2,5	N/A	°C
	Sönümleme Açısı (β)		Derece
Nominal	N/A	18	°C
Maksimum	N/A	18+1	°C
Minumum	N/A	18-1	°C

Bu model AC hatlar ile iki farklı şebekede redresör ve AC şebeke bir kaynak tarafında, İnvertör ve diğer AC şebeke başka bir kaynak tarafında olmak kaydıyla modellenmiştir.

$P_{DC} = \frac{SCMVA - S_{filter}}{ESCR}$ gösterilen formüle göre hesaplandı. P_{DC} MW olarak güvenli DC gücü temsil eder. S_{filtre} MVar olarak filtre gücünü ve SCMA ise MVA olarak şebeke kısa devre gücünü temsil eder. Şebeke için kabul edilen ESCR ≥ 2,5' tir.

İnverter tarafta bağlı AC hatlarda kış ve bahar durum arızalarında oluşan kısa devre akımlarına göre hesaplanan taşınabilir P_{DC} güçleri Tablo 2'de gösterilmiştir.

Tablo 2: Bağlı AC hatların arıza durumlarında P_{DC}

Fider Adı	B2B DÖNÜŞTÜRÜCÜ MERKEZ			
	Durum1-Kış		Durum2-Bahar	
	Güvenli		Güvenli	
	SCMVA	P_{DC}	SCMVA	P_{DC}
B2B-F1	1543.0	473,6	1631,7	508.7
F1-F2	1381.9	408,8	1453,6	437.4
F1-F3	1384.5	409,8	1459,3	439.7
F1-F4	1472.9	445,2	1552,8	477.1
F2-F5	2036.3	670.5	2254.1	757.6

¹B2B Merkezde 360 MVar Filtre bağlı olduğu varsayılmıştır. P_{DC} = MW

²B2B Merkezde F1,F2,F3,F4,F5 İnverter tarafta şebekeye bağlı hatlar.

Tablo 2’de gösterilen değerlere göre B2B merkezin çalıştırılması için gereken DC güç 408,8 MW’tır. Bu değer altında ve bağlı hatların arıza kısa devre akımlarında dikkate alınarak komütasyon arızaları oluşabilir. Bu nedenle F1, F2, F3, F4, F5 hatların bağlantı durumları kontrolü ve korumaları kontrol altında tutularak olası bir komütasyon arızasının önüne geçilmelidir. Hatlar şebekenin zayıf ve güçlü durumlarına göre seçilmiştir.

3. Komütasyon arızalarının önlenmesi

Komütasyon arızası, kapanması gereken bir dönüştürücü valf çalışmaya devam ettiğinde meydana gelen olumsuz bir dinamik olaydır. Bu nedenle ateşleme sırasında akım bir sonraki valfe aktarılmaz. Arızanın oluşması iletilen gücün geçici olarak kesilmesine ve dönüştürücü ekipmanın zorlanmasına neden olur [17]. Ayrıca önemli ölçüde doğru akımın artışına neden olduğu için valflerin daha da ısınmasına ve ömürlerini kısalmasına yol açar [18]. AC sistem arızalarından dolayı oluşan gerilim bozulmaları birçok komütasyon arızasına sebep olur ve bu durum hiçbir zaman tamamen önlenemez [19].

Yöntemler dört ana kategoriye ayrılabilir: (I) Koruma ve kontrol özelliğini optimize etmek, (II) Yardımcı ekipmanların kurulumu, (III) DC güç koordinasyonu, (IV) Dönüştürücünün yapısının değiştirilmesi.

Bu yöntemlerin tamamı geleneksel HVDC sistemlerde geliştirilebilir ve kullanılabilir.

3.1. Koruma ve kontrol özelliğinin optimize edilmesi

HVDC'nin CF'lerini azaltmak için kullanılan en yaygın yöntem koruma ve kontrol özelliklerini optimize etmektir. İyi bir maliyete sahip olan HVDC dayanma gerilim seviyesi iletim kapasitesi ile sınırlı değildir. Gerilime bağlı akım sırası (VDCOL- Gerilim kontrol fonksiyonu) ve komütasyon arızası ile ilgili parametrelere dayalı diğer kontrol yöntemleri CF'nin kestirimci kontrolüne bölünebilir.

3.2. Yardımcı ekipmanların kurulumu

HVDC sistemlerde, ortak yardımcı ekipmanlar arasında reaktif güç kompanzasyon cihazı, süper iletken arıza akımı sınırlayıcı (SCFL) ve birleşik güç akış kontrolörü (UPFC) bulunur. HVDC sistemlerin çok beslemeli ve hiyerarşik yapılardan dolayı, DC alt sistemlerde yardımcı ekipman yararlarının en üst seviyeye çıkarılması için nasıl bir koordinasyon yapılması gerektiği araştırmanın odak noktasıdır.

3.3. DC Güç koordinasyonu

HVDC sistemlerde özellikle DC hatların büyük iletim kapasitesinden dolayı, her bir DC hattın ve DC gücün makul kullanımını ve birbiriyle koordinasyonu CF'leri etkili bir şekilde hafifletebilir. Sabit sönme açısının kontrol etkisi nedeniyle sönme açısının γ sabit olduğu varsayılmıştır. O zaman DC tarafından tüketilen güç iletimin aktif gücünün azalmasıyla azalır ve arızadan sonra sistemin kurtarma özellikleri iyileştirilir. Aynı zamanda yüksek DC gücü iletimi nedeniyle DC akım I_d yüksek bir seviyede olur ve komütasyon sürecinde sönme açısı küçük olursa, CF riskide yüksek olur [20].

3.4. Dönüştürücünün yapısının değiştirilmesi

CF'lerin fiziksel özü, tristörün kendi kendini kapatma kabiliyetinden yoksun olmasıdır. IGBT gibi tamamen kontrol edilen cihazların kullanılması CF'leri esasen ortadan kaldırabilir [21,22].

Ancak tam kontrollü cihazlara dayalı HVDC iletim sistemleri yüksek inşaat maliyeti, yüksek teknik zorluk, sınırlı gerilim seviyesi ve yetersiz iletim kapasitesi gibi bazı problemlere sahiptir [23]. Bir tarafın hat komütasyon dönüştürücü (LCC) tabanlı dönüştürücü kullandığı ve diğer tarafın bir gerilim kaynağı dönüştürücü (VSC) veya modüler çoklu dönüştürücü (MMC) kullanıldığı bir değiş tokuş şeması önermektedir [24]. Bu dört CF önleme yöntemi HVDC iletim sistemlerinin CF direncini doğrudan iyileştirebilir, mevcut araştırmalar altında teknik zorluk seviyesi ve yatırım maliyetinden CF'leri önlemek için koruma ve kontrol stratejisini optimize etmenin daha avantajlı olduğu görülebilir [25].

4. Sonuçlar

AC/HVDC hibrit güç sistemlerinin güvenlik ve kararlılığına yönelik en büyük tehditlerden biri LCC bağlantıların CF'leridir. Komütasyon temeline dayanarak bu makale mevcut stratejileri CF inhibisyon ve analizlerini için onların özelliklerini ve eksikliklerini gözden geçirir.

- I. Tristör invertör topolojisi, dönüştürücü transformatörü ve diğer primer ekipman komütasyonunu artırabilir. Ancak primer ekipmanlar pahalıdır ve diğer yöntemlere göre daha az güvenilirdir.

II. Kontrol sistemindeki iyileştirmeler ana akım stratejileridir. Gelecek vaat eden bir yaklaşım kontrol stratejisinin hızlı ve güvenilir bir şekilde tahmin edilmesi optimisyonda yatan kestirimci kontroldür. Mevcut kestirimci yöntemler ve kötü gerçek zamanlı performans bu tür yöntemlerin bir başka zayıflığıdır.

III. HVDC sistemleri için CF önleme çalışmaları esas olarak küçük aralıklarda duyarlılık analizlerine dayanmaktadır. Büyük bozulmalar altında geçici süreçlerin nicel analizleri büyük ölçüde yetersiz kalmıştır. Bu durumda CF inhibisyonun kontrol stratejilerinin doğru bir şekilde değerlendirmesinde yöntem eksikliğine yol açmıştır.

Ayrıca komütasyon gerilim-zaman alanı teorisine dayanarak, komütasyon gerilim genliği, ateşleme açısı, harmonik bileşen, DC akımı ve DC kontrol karakteristiklerinin hepsinin HVDC'nin CF'lerini etkilediği belirtilmektedir. Ayrıca koruma ve kontrol özelliklerinin optimize edilmesi, yardımcı ekipmanların kurulması, DC gücünün koordine edilmesi ve dönüştürücü yapısının değiştirilmesi gibi dört çeşit CF önleme yöntemi özetlenmiştir.

5. Kaynaklar

- [1] Y. Tang, F. Li, Q. Wang, et al., Power stability analysis of UHVDC systems hierarchically connected to AC systems, *Electr. Power Syst. Res.* 163 (B) (2017) 715–724.
- [2] Y. Xiong, W. Yao, J. Wen, S. Lin, X. Ai, J. Fang, J. Wen, S. Cheng, Two-level combined control scheme of VSC-MTDC integrated offshore wind farms for onshore system frequency support, *IEEE Trans. Power Syst.* 36 (1) (2021)
- [3] H. Son, H. Kim, An algorithm for effective mitigation of commutation failure in high-voltage direct-current systems, *IEEE Trans. Power Deliv.* 31 (4) (2016) 1437–1446.
- [4] A. Alassi, S. Banales, ~ O. Ellabban, et al., HVDC transmission: technology review, market trends and future outlook, *Renew. Sustain. Energy Rev.* 112 (2019) 530–554.
- [5] Y. Zhu, S. Zhang, D. Liu, et al., Prevention and mitigation of high-voltage direct current commutation failures: a review and future directions, *IET Gener. Transm. Distrib.* 13 (24) (2019) 5449–5456.
- [6] K. Sun, W. Yao, J. Fang, X. Ai, J. Wen, S. Cheng, Impedance modeling and stability analysis of grid-connected DFIG-based wind farm with a VSC-HVDC, *IEEE Trans. Emerg. Sel. Top. Power Electron.* 8 (2) (2020) 1375–1390.
- [7] J. Liu, B. Wang, X. Dong, et al., Review of consecutive commutation failure research for HVDC transmission system, *Electr. Power Autom. Equip.* 29 (9) (2019) 116–123.
- [8] Shao Y, Tang Y. Fast evaluation of commutation failure risk in multi-infeed HVDC systems. *IEEE Trans on Power Syst* 2018;33(1):646–53.
- [9] Xiao H, Li Y, Zhu J, Duan X. Efficient approach to quantify commutation failure immunity levels in multi-infeed HVDC systems. *IET Gener Transm Distrib* 2016;10 (4):1032–8.
- [10] Thio CV, Davies JB, Kent KL. Commutation failures in HVDC transmission systems. *IEEE Trans Power Deliv* 1996;11(2):946–57.
- [11] Li G, Zhang S, et al. A method of detecting commutation failure in multi-infeed HVDC systems based on critical failure impedance boundary. 2017 IEEE Power & Energy Society General Meeting 2017:1–5.
- [12] Liu L, Lin S, et al. A calculation method of pseudo extinction angle for commutation failure mitigation in HVDC, in *IEEE Trans. on Power Deliv.* 34(2) (2019) 777–779.
- [13] Wei Z, Fang W, et al. A criterion for accurate identification of commutation failure in HVDC systems. *Electr Power Syst Res* 184(18) (2020) 106338.
- [14] S. Ruan, K. Xu, D. Liu, et al., Statistical analysis and suggestions on resistance measures for commutation failures of HVDC transmission system, *Autom. Electr.*
- [15] A. Ekström, High power electronics HVDC and SVC. Royal Institute of Technology, 1990.
- [16] I. Oketch, Improvement in algorithm for commutation failure prevention in LCC HVDC
- [17] Cigre, “Commutation failures—causes and consequences,” Cigre Working Group 14.05, Paris, 1995.
- [18] E. Rahimi, A. Gole, J. Davies, I. T. Fernando, and K. Kent, “Commutation failure analysis in multi-infeed hvdc systems,” *Power Delivery, IEEE*
- [19] Y.-Z. Sun, L. Peng, F. Ma, G. Li, and P. Lv, “Design a fuzzy controller to minimize the effect of hvdc commutation failure on power system,” *Power Systems, IEEE Transactions on*, vol. 23, no. 1, pp. 100–107, 2008.
- [20] C. Thio, J. Davies, K. Kent, and G. Andersson, “Commutation failures in hvdc transmission systems. discussion,” *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 11, no. 2, pp. 946–957, 1996.
- [21] X. Hao, Y. Li, J. Zhu, et al., Efficient approach to quantify commutation failure immunity levels in multi-infeed HVDC systems, *IET Gener. Transm. Distrib.* 10 (4) (2016) 1032–1038
- [22] X. Ni, C. Zhao, Y. Guo, et al., Enhanced line commutated converter with embedded fully controlled sub-modules to mitigate commutation failures in high voltage direct current systems, *IET Power Electron.* 9 (2) (2016) 198–206.
- [23] C. Guo, C. Li, C. Zhao, et al., An evolutionary line commutated converter integrated with thyristor based full-bridge module to mitigate the commutation failure, *IEEE Trans. Power Electron.* 32 (2) (2017) 967–976.
- [24] J. He, K. Chen, M. Li, et al., Review of protection and fault handling for a flexible DC grid, *Prot. Control Mod. Power Syst.* 5 (2020) 15, <https://doi.org/10.1186/>
- [25] H. Zhou, W. Yao, X. Ai, et al., Comprehensive review of commutation failure in HVDC transmission systems.

**GÜÇ SİSTEMLERİ
KONFERANSI IV**



TEŞEKKÜRLER