

**T.C.
GEBZE TEKNİK ÜNİVERSİTESİ
FEN BİLİMLERİ ENSTİTÜSÜ**

**ETKİN TOPRAKLANMAYAN ŞEBEKELERDE KORUMA VE
KOORDİNASYON**

**MERT BEKİR ATSEVER
YÜKSEK LİSANS TEZİ
ELEKTRONİK MÜHENDİSLİĞİ ANABİLİM DALI**

**GEBZE
2019**

T.C.
GEBZE TEKNİK ÜNİVERSİTESİ
FEN BİLİMLERİ ENSTİTÜSÜ

ETKİN TOPRAKLANMAYAN
ŞEBEKELERDE KORUMA VE
KOORDİNASYON

MERT BEKİR ATSEVER
YÜKSEK LİSANS TEZİ
ELEKTRONİK MÜHENDİSLİĞİ ANABİLİM DALI

DANIŞMANI
PROF. DR. MEHMET HAKAN HOCAOĞLU

GEBZE

2019

T.R.
GEBZE TECHNICAL UNIVERSITY
GRADUATE SCHOOL OF NATURAL AND APPLIED SCIENCES

**PROTECTION AND COORDINATION IN
NON-EFFECTIVELY GROUNDED
SYSTEMS**

MERT BEKİR ATSEVER
**A THESIS SUBMITTED FOR THE DEGREE OF
MASTER OF SCIENCE**
DEPARTMENT OF ELECTRONIC ENGINEERING

THESIS SUPERVISOR
PROF. DR. MEHMET HAKAN HOCAOĞLU

GEBZE
2019



YÜKSEK LİSANS JÜRİ ONAY FORMU

GTÜ Fen Bilimleri Enstitüsü Yönetim Kurulu'nun 16.01/2019 tarih ve 2019.04 sayılı kararıyla oluşturulan jüri tarafından 28.01/2019 tarihinde tez savunma sınavı yapılan Mert Bekir ATSEVER'in tez çalışması Elektronik Mühendisliği Anabilim Dalında YÜKSEK LİSANS tezi olarak kabul edilmiştir.

JÜRİ

ÜYE

(TEZ DANIŞMANI) : PROF. DR. MEHMET HAKAN HOCAOĞLU

ÜYE

:DR. ÖĞR. ÜYESİ TUBA GÖZEL

ÜYE

:DOÇ. DR. MURAT ERHAN BALCI

ONAY

Gebze Teknik Üniversitesi Fen Bilimleri Enstitüsü Yönetim Kurulu'nun
...../...../..... tarih ve/..... sayılı kararı.

İMZA/MÜHÜR

ÖZET

Elektrik dağıtım sistemlerinde kullanılan yeraltı kablosu yoğunluğu şehirleşme ve sanayileşme ile birlikte artmaktadır. Bu durum dağıtım sistemlerinde yönsüz koruma pratiğinin yetersizliğine ve yönlü koruma pratiğinin bazı durumlarda zorunluluk haline gelmesine yol açmaktadır. Yönlü koruma pratiği ilave ölçü trafoları gerektiği için geleneksel yöntemlere kıyasla daha maliyetlidir. Bu nedenle hangi durumlarda yönlü korumanın gerekli olduğunun bilinmesi önem arz etmektedir.

Dağıtım sisteminde gerçekleşen arıza sırasında koruma röleleri tarafından görülen tek-faz toprak arıza akımının genliği hat uzunluğu ve nötr topraklama direncinden etkilenmektedir. Buna bağlı olarak dağıtım sistemleri etkin topraklanan şebeke ve etkin topraklanmayan şebeke olarak ikiye ayrılmaktadır. Etkin topraklanmayan şebekelerde kablo mesafesine bağlı olarak ortaya çıkan faz-toprak kapasitesi arıza akım genliği üzerinde temel belirleyici etken olmaktadır. Bu durum, sistemde kullanılan koruma rölelerinin seçiciliğinin kablo mesafesi ve topraklama direncine göre değerlendirilmesini gerektirmektedir.

Bu tezde radyal dağıtım sisteminde gerçekleşen tek faz toprak arızası için yönsüz koruma pratiği ile seçici çalışma aralığı kablo mesafesi ve nötr topraklama direnci cinsinden incelenmiştir. Bu çalışmanın sistem operatörünün hatalı açmaların önüne geçme ve arz güvenliğini artırma noktasında faydalı bilgi sağlaması hedeflenmektedir. Seçiciliğin sağlanamadığı aralıklar için literatürde kullanılan koruma algoritmaları kapsamlı bir şekilde araştırılmış ve örnek dağıtım sisteminde test edilmiştir. Yönlü koruma yöntemlerinin en uygun çalıştığı kablo mesafesi ve topraklama direnç değerleri belirlenmiştir. Yönlü koruma rölelerinin koruma koordinasyonu için sabit zamanlı röle karakteristiği seçilmiştir.

Anahtar Kelimeler: yönlü koruma, etkin topraklanmayan şebeke, seçicilik, tek faz toprak arızası, röle koordinasyonu.

SUMMARY

With large scale urbanization and industrialization, underground cable usage in distribution system has increased. The extensive usage of underground cables results in non-directional protection practice unable to cope with distribution systems protection needs. Consequently, directional protection has become imperative. Directional protection is more expensive than conventional methods as additional instrument transformers are required. For this reason, it is necessary to know the cases in which directional protection is required.

The amplitude of the fault current seen by the relays during the ground fault is affected by the neutral grounding resistance and the phase-to-earth capacity depending on cable length. Accordingly, distribution systems divided into two folds; these are effectively and non-effectively grounded systems. In non-effectively grounded systems the phase to ground capacity is the main determinant of the fault current amplitude. This requires evaluation of the selectivity of the protection relays used in the system according to the cable distance and grounding resistance.

In this thesis, the selective ranges of the non-directional method are determined in terms of cable length and grounding resistance for the single line to ground fault. Though extensive analysis, useful information has been provided to prevent the system operators from false tripping and to increase the supply security. In addition, alternative protection algorithms used in the literature are critically analyzed and tested in a sample distribution system. Efficient operating range of various protection algorithms have been determined. For the protection coordination of directional protection relays the characteristics of the definite time in this thesis.

Key words: directional protection, non-effectively grounded systems, selectivity, single line to ground fault, relay coordination.

TEŞEKKÜR

Yüksek lisans eğitimimde ve bu çalışmanın oluşmasında hiçbir desteğini esirgemeyen danışman hocam Prof. Dr. Mehmet Hakan HOCAOĞLU'na

Bilgi ve tecrübesini esirgemeyerek, çalışmalarına destek olan hocam Dr. Özgür KARACASU'ya

Başta tezimde emeği geçen Onur ÖZTÜRK ve Ahmet KÖKSOY olmak üzere, güzel bir çalışma ve dayanışma ortamı oluşturdukları için tüm iş arkadaşlarıma,

Tüm destek ve anlayışlarıyla her zaman yanımda olan değerli aileme en içten teşekkürlerimi sunarım.

İÇİNDEKİLER

	<u>Sayfa</u>
ÖZET	v
SUMMARY	vi
İÇİNDEKİLER	viii
SİMGELER VE KISALTMALAR DİZİNİ	x
ŞEKİLLER DİZİNİ	xii
TABLolar DİZİNİ	xiv
1. GİRİŞ	1
1.1. Tezin Amacı	2
1.2. Tezin Sınırları	3
1.3. Tezin Yapısı	3
2. GÜÇ SİSTEMLERİNDE NÖTR TOPRAKLAMA	4
2.1. Nötr Noktası Direkt Topraklı Şebeke	6
2.2. Nötr Noktası İzole Şebeke	7
2.3. Nötr Noktası Direnç Üzerinden Topraklı Şebeke	8
2.3.1. Düşük Direnç Üzerinden Topraklı Şebeke	9
2.3.2. Yüksek Direnç Üzerinden Topraklı Şebeke	9
2.4. Nötr Noktası Kompanze Şebeke	9
2.5. Etkin ve Etkin Topraklanmayan Şebeke	10
2.6. Sonuç ve Değerlendirme	11
3. GÜÇ SİSTEMLERİNDE KORUMA FELSEFESİ	12
3.1. Dağıtılmış Üretime Sahip Radyal Dağıtım Sisteminde Yönlü Koruma Gerekliliği	15
3.2. Dağıtılmış Üretime Sahip Olmayan Radyal Dağıtım Sisteminde Yönlü Koruma Gerekliliği	17
4. YÖNLÜ KORUMA ALGORTIMALARI	21
4.1. Akım Polarizasyonlu Yönlü Eleman Yöntemi	21
4.2. Gerilim Polarizasyonlu Yönlü Eleman Yöntemi	23
4.3. Pozitif Sıra Yönlü Eleman Yöntemi	26
4.4. Negatif Sıra Yönlü Eleman Yöntemi	28

4.5. Karşılıklı Polarizasyon Yönlü Eleman Yöntemi	31
4.6. Wattmetrik Yönlü Eleman Yöntemi	33
5. YÖNLÜ KORUMA ALGORİTMALARININ ANALİZ ÇALIŞMASI	35
5.1. APYE Yönteminin Dağıtım Sistemine Uygulanması	36
5.1.1. APYE Yöntemi için Sonuçlar ve Değerlendirme	45
5.2. GPYE Yönteminin Dağıtım Sistemine Uygulanması	45
5.2.1. GPYE Yöntemi için Sonuçlar ve Değerlendirme	49
5.3. PSYE Yönteminin Dağıtım Sistemine Uygulanması	50
5.3.1. Pozitif Sıra Açığı Değişiminin İncelenmesi	52
5.3.2. Pozitif Sıra Empedans Değişiminin İncelenmesi	55
5.3.3. PSYE için Sonuçlar ve Değerlendirme	56
5.4. NSYE Yönteminin Dağıtım Sistemine Uygulanması	57
5.4.1. Negatif Sıra Empedans Değişiminin İncelenmesi	60
5.4.2. NSYE Yöntemi için Sonuç ve Değerlendirmeler	62
5.5. Karşılıklı Polarizasyon Yönteminin Dağıtım Sistemine Uygulanması	63
5.5.1. Karşılıklı Polarizasyon Yöntemi Sonuç ve Değerlendirmeler	68
5.6. WYE Yönteminin Dağıtım Sistemine Uygulanması	68
5.6.1. WYE Yöntemi Sonuç ve Değerlendirmeler	71
6. GÜÇ SİSTEMLERİNDE KOORDİNASYON	73
6.1. Sabit Zamanlı Röle Karakteristiği	74
6.2. Sabit Akımlı Röle Karakteristiği	75
6.3. Ters Zamanlı (IDMT) Röle Karakteristiği	75
6.4. Röle Set Ayarları	77
7. SONUÇLAR ve ÖNERİLER	79
KAYNAKLAR	81
ÖZGEÇMİŞ	86
EKLER	87

SİMGELER VE KISALTMALAR DİZİNİ

<u>Simgeler ve</u> <u>Kısaltmalar</u>	<u>Açıklamalar</u>
AGF	: Açık Güvenlik Faktörü
APYE	: Akım Polarizasyonlu Yönlü Eleman
ATP	: Alternative Transient Program
CTR	: Current Transformer Ratio (Akım Trafosu Dönüştürme Oranı)
DÜ	: Dağıtık Üretim
EI	: Extremely Inverse
EMTP	: Electro Magnetic Transient Program
GPYE	: Gerilim Polarizasyonlu Yönlü Eleman
IDTM	: Inverse Definite Minimum Time
IEC	: International Electrotechnical Commission
KPYE	: Karşılıklı Polarizasyon Yönlü Eleman
LTI	: Long Time Inverse
MTA	: Maksimum Tork Açısı
MI	: Moderately Inverse
NSYE	: Negatif Sıra Yönlü Eleman
OLF	: Over Load Factor (Aşırı Yük Faktörü)
PSYE	: Pozitif Sıra Yönlü Eleman
PSM	: Plug Setting Multiplier (Röle Akım Ayarı)
SI	: Standart Inverse
TDS	: Time Dial Setting (Röle Zaman Ayarı)
VI	: Very Inverse
WYE	: Wattmetrik Yönlü Eleman
R_0	: Sıfır Sıra Direnci
X_0	: Sıfır Sıra Reaktansı
X_1	: Pozitif Sıra Reaktansı
L_p	: Peterson Bobini
C_0	: Sıfır Sıra Kapasitesi
I_0	: Sıfır Sıra Akım
I_{pol}	: Referans Akım

I_{0s}	: Sistem Kapasitif Akımı
I_{0G}	: Nötr Noktası Akımı
V_0	: Sıfır Sıra Gerilimi
R_G	: Nötr Topraklama Direnci
X_{0T}	: Transformator Sıfır Sıra Reaktansı
θ_{ref}	: Referans Açısı
θ_{max}	: Maksimum Açısı
θ_{min}	: Minimum Açısı
V_1	: Pozitif Sıra Gerilimi
I_1	: Pozitif Sıra Akımı
ΔZ_1	: Pozitif Sıra Empedans Değişimi
V_2	: Negatif Sıra Gerilimi
I_2	: Negatif Sıra Akımı
Z_2	: Negatif Sıra Empedans
β	: Açısı Farkı
V_{BC}	: Sağlıklı Fazların Gerilimi
I_A	: Arızalı Fazın Akımı
$p_0(t)$: Ani Güç
P_0	: Aktif Güç
$V_0(t)$: Zaman Domeyninde Sıfır Sıra Gerilimi
$I_0(t)$: Zaman Domeyninde Sıfır Sıra Akımı
ϵ	: Wattmetrik Eşik Değeri
Δ_{pf}	: Arıza Sonrası Açısı Farkı
$t(I)$: Röle Çalışma Süresi
TDS	: Röle Süre Ayar Değeri
I_{nom}	: Nominal Yük Akımı
I_{pickup}	: Akım Eşik Değeri
t_{margin}	: Zaman Aralığı

ŞEKİLLER DİZİNİ

<u>Sekil No:</u>	<u>Sayfa</u>
2.1: Nötr noktası direkt topraklı sistem.	6
2.2: Nötr noktası izole şebeke.	7
2.3: Nötr noktası direnç üzerinden topraklı sistem.	8
2.4: Nötr noktası kompanze topraklı şebeke.	10
3.1: Tek fider radial dağıtım sistemi ve koruma bölgeleri.	13
3.2: İki kaynaklı güç sistemi.	14
3.3: Paralel fiderli güç sistemi.	14
3.4: DÜ bulunan fiderde arıza akımı.	16
3.5: DÜ bulunmayan fiderde arıza akımı.	17
3.6: Üç fiderli radyal dağıtım sistemi.	18
3.7: Sistemin sıfır sıra devresi.	19
4.1: Akım polarizyonlu yönlü eleman yöntemi çalışma aralığı.	22
4.2: GPYE yöntemi için referans sinyal değişimi.	24
4.3: GPYE yönteminde a) MTA'siz b) MTA'lı yönlü röle karakteristiği.	26
4.4: TFT arızası için $\Delta Z1$ açısı değişimi.	28
4.5: Negatif sıra bileşen röle karakteristiği.	30
4.6: TFT arızası için V_{BC-IA} rölesi.	32
5.1: Modellenen dağıtım sistemi.	35
5.2: F_2 TFT arızasının koruma bölgesindeki rölelerin akım değişimi.	37
5.3: F_2 TFT arızası koruma bölgesi dışında bulunan rölelerin akım değişimi.	38
5.4: Arıza noktasına göre seçici çalışmayan röle sayısı.	39
5.5: Geleneksel yönsüz yöntem ile seçici bölgeler.	40
5.6: Açık ayarsız F_2 TFT arızasında APYE yöntemi.	41
5.7: APYE ile MTA ayarı.	42
5.8: F_2 noktasını için rölelerin sıfır sıra açıları ve çalışma bölgesi.	43
5.9: APYE yöntemi ile seçicilik kıyası.	43
5.10: İki farklı koruma yönteminin karşılaştırılması.	44
5.11: F_2 TFT arızası için MTA ayarsız GPYE yöntemi.	46
5.12: F_2 TFT arızası için MTA ayarlı GPYE yöntemi.	47
5.13: GPYE yöntemi ile seçicilik bölgesi.	48

5.14: APYE ve GPYE seçicilik yüzde kıyası.	49
5.15: F ₂ için koruma bölgesi içinde bulunan pozitif sıra akım değişimleri.	50
5.16: Pozitif sıra genlik değişimine göre elde edilen seçicilik bölgesi.	51
5.17: Pozitif sıra genlik değişimine göre seçici röle sayısının değişimi.	52
5.18: PSYE yönteminin performansı.	53
5.19: Pozitif sıra açığı ve pozitif sıra genlik değişiminin seçicilik eğrileri.	54
5.20: Pozitif sıra akım ve açığı değişimi yöntemlerinin karşılaştırılması.	54
5.21: F ₆ arızası için $\Delta Z1$ değişim yöntemi.	55
5.22: Pozitif sıra bileşen temelli üç koruma yönteminin karşılaştırılması.	56
5.23: F ₂ için koruma bölgesindeki rölelerin negatif sıra akım değişimi.	57
5.24: F ₂ için CB4 rölesinin negatif sıra akım değişimi.	58
5.25: Arıza noktasına göre seçici çalışmayan röle sayısı (negatif sıra).	59
5.26: Negatif sıra empedansının değişimi.	61
5.27: Negatif sıra empedans yönteminin sonuçları.	61
5.28: Negatif sıra bileşen temelli üç koruma yöntemlerinin kıyaslanması.	62
5.29: F ₂ arızası için koruma bölgesi dışında bulunan rölelerin faz akımları.	64
5.30: Faz akımını genliğine göre seçicilik bölgesi.	64
5.31: 10 Km uzunluğundaki kablo şebekesi faz akımlarının açısı.	65
5.32: 20 Km uzunluğundaki kablo şebekesi faz akımlarının açısı.	66
5.33: Karşılıklı polarlama röle karakteristiği a)30° MTA b)120° MTA.	67
5.34: Karşılıklı polarizasyon yöntemi ile seçici alanın artırılması.	67
5.35: Sıfır sıra temelli üç yöntemin seçicilik aralıkları.	70
5.36: WYE yönteminin seçicilik yüzdesinin değişimi.	70
6.1: Radyal dağıtım sisteminde koordinasyon.	73
6.2: Sabit zamanlı röle karakteristiği.	74
6.3: Sabit akımlı röle karakteristiği.	75
6.4: Ters zamanlı röle karakteristiği.	76
B1.1: Modellenen sistemin ATP Draw şeması.	87
B1.2: Kablo geometrisi.	88

TABLolar DİZİNİ

<u>Tablo No:</u>	<u>Sayfa</u>
2.1: Dağıtım sistemlerinde topraklama yöntemlerinin oranı (şebeke).	5
2.2: Dağıtım sistemlerinde topraklama yöntemlerinin oranı (endüstri).	5
4.1: Farklı tipte röle bağlantıları.	32
4.2: Yönlü koruma yöntemlerinin kıyas tablosu.	34
5.1: Kablo uzunluğu senaryoları.	36
5.2: Seçici koruma ve koordinasyon için röle çalışma süreleri.	36
5.3: Farklı arıza noktaları için NSYE yöntemi (2 km).	59
5.4 : Farklı arıza noktaları için NSYE yöntemi (10 km).	60
5.5: WYE yöntemi sonuçları (20 km).	69
5.6: Radyal dağıtım sistemi için kıyas tablosu.	72
6.1: Ters zaman röle katsayıları.	77
B1.1: Kablonun R-X-C matrisi.	88

1. GİRİŞ

Son yüzyılda elektrik enerjisi gerek günlük yaşantımızda gerekse sanayide üstlendiği rol itibari ile insanlık için vazgeçilmez enerji türü olmuştur. Bu nedenle elektrik enerjisinin sürekli üretilip sanayi ve evsel kullanıcılara dağıtılması gerekmektedir [1]. Elektrik enerjisi üretim noktasından dağıtım noktalarına yüksek gerilim ile iletilmektedir. Dağıtım noktasından sanayi ve evsel kullanıcılara orta gerilim seviyesinde dağıtılmaktadır. Artan nüfus ve sanayileşme elektrik enerjisine olan talebi ve yük çeşitliğinin artmasına neden olmaktadır. Bu durum dağıtım sistemlerinin iletim sistemine kıyasla daha karmaşık bir hal almasına yol açmaktadır. Dağıtım seviyesinde oluşacak herhangi bir sorunun kullanıcılar üzerinde direkt etkisi vardır. Bu nedenle sistemin sürekli izlenmesi ve korunması gerekmektedir. Sistemin korunması ve izlenmesi için koruma röleleri, kesiciler, ayırıcılar, sigortalar gibi koruma ekipmanları geliştirilmiştir [2], [3].

Koruma ekipmanlarının yanı sıra nötr noktasının topraklama yapısı arıza durumunda sistemin davranışı belirlediği için koruma uygulamalarında etkisi söz konusudur. Sistemin güvenli bir şekilde işletilmesi için pek çok nötr topraklama yöntemi geliştirilmiştir. Her nötr topraklama yönteminin kendi içerisinde avantaj ve dezavantajları mevcuttur. Nötr topraklama yöntemleri efektif ve efektif olmayan topraklama olarak iki ana başlık içerisinde incelenebilir. Efektif topraklı şebekede sıfır sıra reaktansı pozitif sıra reaktansının üç katından daha düşüktür. Bu nedenle yüksek genlikli arıza akımları gözlemlenmektedir. Efektif topraklanmayan şebekede ise sıra reaktansı pozitif sıra reaktansının üç katından daha büyüktür. Bu durum etkin topraklı şebekeye kıyasla daha düşük genlikli arıza akımına ve aşırı gerilimlere sebep olmaktadır [4].

Türkiye’de ve dünyanın pek çok bölgesinde dağıtım sistemleri radyal olarak işletilmektedir. Radyal dağıtım sistemlerinde güç akışı kaynaktan yüke tek yönlüdür. Bu nedenle radyal dağıtım sistemleri yönsüz koruma röleleri ile korunması pratiği yaygındır [5]. Dağıtım sistemlerinin enerji talebi ile doğru orantılı olarak büyümesi dağıtım sistemlerinin çok fiderli yapıya bürünmesine yol açmaktadır. Şehirleşmesinin artması ile birlikte daha estetik görüntü sunması ve taşıma kapasitesinin yüksek olması dağıtım sisteminde yeraltı kablosu kullanım oranını arttırmaktadır. Sistemde kullanılan yeraltı kablosunun yoğunluğunun artması sistemin sahip olduğu toplam faz-toprak kapasitesini arttırmaktadır. Sistemin sahip olduğu faz-toprak kapasitesi etkin

topraklanmayan şebekede arıza akımına ek yol sağlamaktadır [6]. Etkin topraklanmayan şebekede tek-faz toprak (TFT) arızası sırasında sistemde akan şarj akımları röle tarafından görülen arıza akımının büyüklüğünü etkilemektedir. Bununla birlikte arızanın olmadığı bölgede bulunan koruma rölesi tarafından görülen arıza akımını artmaktadır. Bu durum koruma rölesinin hatalı çalışmasına (false /sympathetic tripping) sebebiyet vermektedir. [7], [8].

Koruma rölelerin sistemi izlerken genel olarak akımı ve zaman bilgisini kullanmaktadır [9], [10]. Bununla birlikte etkin topraklanmayan şebekede arıza durumunda koruma rölelerinin akım ve zaman bilgisini kullanması yeterli değildir. Akım ve zaman bilgisinin yetersiz olduğu durumlarda koruma rölesi yön bilgisini kullanmalıdır. Böylece arıza akımının yönü belirlenip koruma rölesinin hatalı çalışması engellenebilir. Arıza akımının yönü temel olarak iki sinyalin kıyaslanması ile belirlenmektedir [11]. Bununla birlikte yönlü korumanın ne zaman kaçınılmaz olduğunun belirlenmesi maliyet açısından koruma sistemi tasarımı için elzemdir. Radyal sistemlerde yaygınlaşmaya başlayan yönlü koruma röleleri bu alanda yapılan çalışmaların artmasına neden olmaktadır [12].

Literatürde kullanılan yönlü koruma algoritmaları araştırılmış ve örnek bir radyal dağıtım sistemine uygulanmıştır. Böylece her yöntem için kablo mesafesi ve topraklama direnci parametrelerine göre yönlü korumanın gerekli olduğu bölgeler bulunmuştur. Bununla birlikte her yöntemin etkin çalıştığı kablo uzunluğu ve topraklama direnç değeri belirlenmiştir. Analizlerde kullanılan röleler için koruma koordinasyonu çalışmasında TFT arızası incelendiği için sabit zamanlı röle karakteristiği seçilmiştir.

1.1. Tezin Amacı

Bu tezin ana amacı iletim sistemlerinde yaygın olarak kullanılan yönlü koruma yöntemlerinin ve yönlü koruma rölelerinin etkin topraklanmamış radyal dağıtım sistemlerine uygulamaktır. Her yöntemin sağlıklı çalıştığı bölgeler belirlenmiştir. Bu tez neticesinde sistem operatörü hangi durum ve şartlarda yönsüz koruma ile sistemini koruyabilir hangi durumlarda yönlü koruma uygulaması gerekir bilgisine sahip olması beklenmektedir. Bu bilgilerin yanı sıra uygulanan yöntemin etkin olduğu şartlarda sunulmuştur.

1.2. Tezin Sınırları

Güç sistemlerinde gerçekleşme oranı en yüksek arıza TFT arızası olduğu için bu tezde TFT arızası incelenmiştir. Diğer iki-faz toprak, üç faz dengeli arızalar analiz dışında tutulmuştur. Analizler 34.5 kV'luk radyal dağıtım sistemi ile sınırlı tutulmuştur. Radyal dağıtım sistemde dağıtık üretim incelenmemiş, güç akışı tek yönlü olarak ele alınmıştır. Aynı yükü besleyen paralel fider yapısı kullanılmamıştır. Bunun yerine çoklu fider yapısı tercih edilmiştir. Radyal dağıtım sistemi iki alt bölge ve üç fiderden oluşturulmuştur. Analizi yapılan yönlü koruma yöntemleri akım polarizasyonlu yönlü eleman, gerilim polarizasyonlu yönlü eleman, pozitif sıra yönlü eleman, negatif sıra yönlü eleman, karşılıklı polarizasyon yönlü eleman, wattmetrik yönlü eleman yöntemi olarak sıralanmıştır. Bunun yanı sıra yönlü koruma algoritmalarının topraklama direnci ve kablo mesafesi cinsinden hangi ölçüde etkilendiği parametrik analizler ile ortaya konmuştur.

1.3. Tezin Yapısı

Tez akışı şu sıra ile devam etmektedir. Tezin ikinci bölümünde nötr noktasının topraklama türleri hakkında bilgi verilmiştir. Tezin üçüncü bölümünde koruma felsefesi hakkında bilgi verilmiştir. Bununla birlikte radyal dağıtım sisteminde dağıtık üretim bulunmasa dahi yönlü koruma uygulamanın gerekliliği ortaya konmuştur. Tezin dördüncü kısmında literatürde çalışması yapılan, uygulamalarda sıklıkla kullanılan yönlü koruma algoritmaları araştırılmıştır. Tezin beşinci kısmında üç fiderli radyal dağıtım sistemi için TFT arızası altında farklı nötr topraklama direnci ve kablo mesafesine bağlı olarak yönlü koruma yöntemlerinin performansı incelenmiştir. Tezin altıncı kısmında güç sistemlerinde koruma koordinasyonu için kullanılan röle karakteristikleri incelenmiştir. Tezin yedinci ve son kısmında sonuç ve öneriler verilmiştir.

2. GÜÇ SİSTEMLERİNDE NÖTR TOPRAKLAMA

Elektrik güç sistemlerinde meydana gelen arızalar sistemin sürekli ve sağlıklı çalışmasını engellemektedir. Güç sisteminde meydana gelen arızalar sonucu sistemde yüksek genlikli arıza akımları akabilir. Sistemden akan yüksek genlikli akımlar koruma ekipmanlarının ve sistem elemanlarının hasar görmesinin yanı sıra insan hayatını için de tehlike oluşturmaktadır. Yüksek genlikli arıza akımları ile beraber sistemde aşırı gerilimler gözlemlenebilmektedir. Sistemde görülen aşırı gerilimler ekipmanların izolasyonunun bozulmasına sebep olmaktadır. Bu nedenle sistemde meydana gelen arıza durumunda sistemin güvenliğini ve güvenilirliğini sağlamak için iletim sistemleri ve dağıtım sistemleri nötr noktasından birçok durumda topraklanmaktadır [13], [14].

Güç sistemlerinde nötr topraklama yöntemleri nötr noktasının bağlantı türüne ve nötr topraklamasının etkin veya etkin olmama durumuna göre ayrılmaktadır. Nötr noktasının bağlantı şekline göre; direkt topraklı sistem, nötr noktası direnç üzerinden topraklı sistem, nötr noktası empedans üzerinden topraklı sistem, nötr noktası izole şeklinde sıralanmaktadır. Sistemin simetrik bileşen cinsinden topraklama türü ise etkin ve etkin topraklanmayan sistem şeklinde sıralanmaktadır.

Direkt topraklı sistemde nötr noktası direkt topraklanmaktadır. Yüksek arıza akımları gözlemlenmektedir. Arıza tespiti kolaydır. Direnç ile topraklı sistemde nötr noktası direnç üzerinden topraklanarak arıza akımının genliğinin azaltılması hedeflenmektedir. Nötr noktası empedans üzerinden topraklı sistemde nötr noktası empedans üzerinden topraklanmaktadır. Empedans değerinin sistemde bulunan kapasitif akımları kompanze etmesi ile kompanze topraklı sistem geliştirilmiştir. Bu yöntem için özel değerli bir reaktör kullanılmaktadır. Böylece arıza akımının genliği çok düşük değerlere ulaşmaktadır. Diğer topraklama sistemi ise nötr noktası izole sistemdir. Nötr noktası fiziksel topraktan izole edilir. Topraksız sistem olarak da isimlendirilmektedir.

Türkiye’de iletim şebekesi yıldız noktası doğrudan doğruya topraklı olarak işletilmektedir. Arıza sırasında yüksek genlikli arıza akımları oluşmaktadır. Bu nedenle arıza tespiti kolaydır. Arıza tespitinin kolay olmasının yanı sıra toprak arızaları sırasında aşırı gerilimler gözlemlenmez. Orta gerilim şebekesinde ise indirici transformatörlerin sekonder tarafının yıldız noktası direnç üzerinden topraklı olarak işletilmektedir. Direnç değerinin bağlı olarak arıza akımı sınırlandırılır. Bununla birlikte

sistemde aşırı gerilimler gözlemlenmektedir. Alçak gerilim seviyesindeki dağıtım sistemlerinde ise topraklama yöntemi olarak direkt topraklı sistem kullanılmaktadır. Dünya genelinde şebeke ve endüstri tesislerinde kullanılan topraklama türlerinin oranı Tablo 2.1’de ve Tablo 2.2’de gösterilmiştir [15]

Tablo 2.1: Dağıtım sistemlerinde topraklama yöntemlerinin oranı (şebeke).

Ülke	Efektif	Düşük Direnç	Yüksek Direnç	Kompanze	İzole
ABD	% 85	% 10	-	-	% 5
Avustralya	% 95	% 5	-	-	-
Brezilya	% 97	% 2	-	-	% 1
Meksika	% 100	-	-	-	-
Çek Cumhuriyeti	% 0	% 20	-	% 75	% 5
Peru	% 20	-	-	-	% 80
Türkiye	% 5	% 95	-	-	-

Düşük direnç üzerinden topraklı dağıtım sistemleri dünya genelinde düşük oranda kullanılmasının yanı sıra Türkiye’de oldukça yaygındır. Ülkemizde yaygın olarak 154/34.5 kV indirici transformatörlerin sekonder kısmı 20 Ω üzerinden topraklanmaktadır [16].

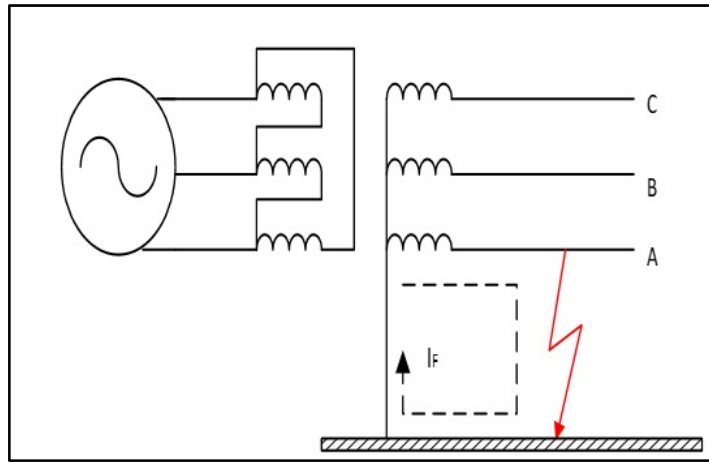
Tablo 2.2’de görüldüğü gibi endüstriyel tesislerde efektif topraklama yönteminin oranı azalmaktadır. Orta gerilim endüstriyel tesislerde genel olarak en yüksek orana sahip topraklama yöntemi düşük direnç üzerinden topraklı sistemdir. Orta gerilim şebekesi incelendiğinde nötr noktası izole sistem orta gerilim endüstriyel tesislerde daha yüksek oranda kullanılmaktadır. Bunun nedeni olarak petrol sanayisi gösterilebilir. Bununla birlikte Tablo 2.2’de görüldüğü gibi Çek Cumhuriyeti nötr noktası izole sistemin en yaygın kullanıldığı ülkedir.

Tablo 2.2: Dağıtım sistemlerinde topraklama yöntemlerinin oranı (endüstri).

Ülke	Efektif	Düşük Direnç	Yüksek Direnç	Kompanze	İzole
ABD	% 35	% 53	-	-	% 2
Avustralya	% 100	-	-	-	-
Brezilya	% 15	% 55	% 20	-	% 10
Meksika	% 30	% 70	-	-	-
Çek Cumhuriyeti	% 0	% 20	-	% 35	% 45
Peru	% 20	%80	-	-	% 20
Türkiye	% 25	% 60	% 2	-	% 13

2.1. Nötr Noktası Direkt Topraklı Şebeke

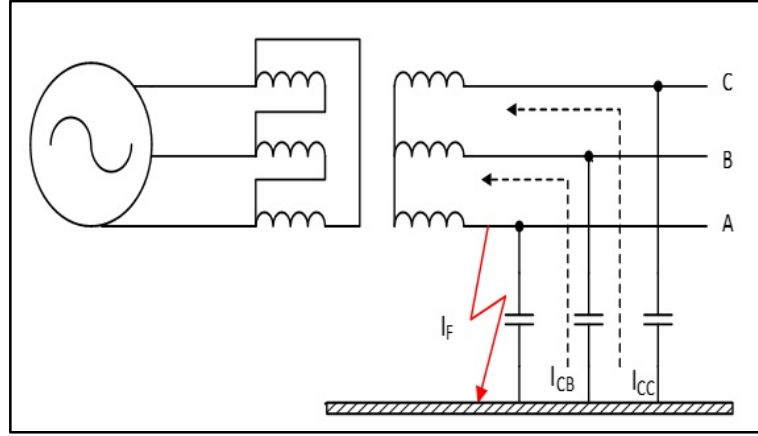
Transformatörün nötr (yıldız) noktasının Şekil 2.1’de görüldüğü gibi toprak ile direkt bağlandığı topraklama yöntemidir. Direkt topraklı şebekede TFT arıza akımının genliği oldukça yüksektir. Yüksek akımların gözlemlenmesi arızayı algılamada ve izole etmede avantaj oluşturmaktadır. Bu nedenle seçicilik problemi gözlemlenmemektedir. Yüksek genlikli akımların gözlemlenmesinin yanı sıra direkt topraklı şebekede genel olarak aşırı gerilimler ortaya çıkmamaktadır. Bu nedenle iletim sistemleri direkt topraklıdır [16]. Nötr noktası direkt topraklı şebekede TFT arıza akımı üç-faz arızasının akım genliğinden yüksek olabilmektedir. Bununla birlikte arıza akımının genliği kaynak ile arıza noktası arasındaki seri empedans değerine bağlıdır. Bu nedenle, çok uzun hatlarda hattın empedans değeri arttığından dolayı TFT arızası sonucu arıza akımı azalmaktadır. Nötr noktası direkt topraklı şebeke orta gerilim seviyesinde kullanıldığında kablo başlıklarının zarar görmesine sebep olabilmektedir. Bunun yanı sıra motor, generatör ve transformatör sargılarına zarar verip yanmalara sebep olabilmektedir. Nötr noktası direkt topraklı şebekede diğer bir olumsuz etkisi ise koruma ekipmanları üzerinedir. Koruma ekipmanlarında ısıl stresler ortaya çıkmaktadır. Bununla birlikte Türkiye’de ve dünya genelinde yüksek gerilim ve alçak gerilim sistemleri direkt topraklı olarak işletilmektedir [16]. Şebeke direkt topraklı olduğu için havai hattın veya kablonun faz-toprak kapasitesinin arıza akım genliğinde ve röleler tarafından görülen arıza akımının genliğinde etkisi ihmal edilecek seviyelerdedir.



Şekil 2.1: Nötr noktası direkt topraklı sistem.

2.2. Nötr Noktası İzole Şebeke

Transformatör nötr noktasının Şekil 2.2’de görüldüğü gibi toprak ile fiziksel bağlantısının bulunmadığı topraklama yöntemidir. Fiziksel bağlantı bulunmamasına rağmen şebeke hattın faz-toprak kapasiteleri üzerinden tabii olarak topraklıdır.



Şekil 2.2: Nötr noktası izole şebeke.

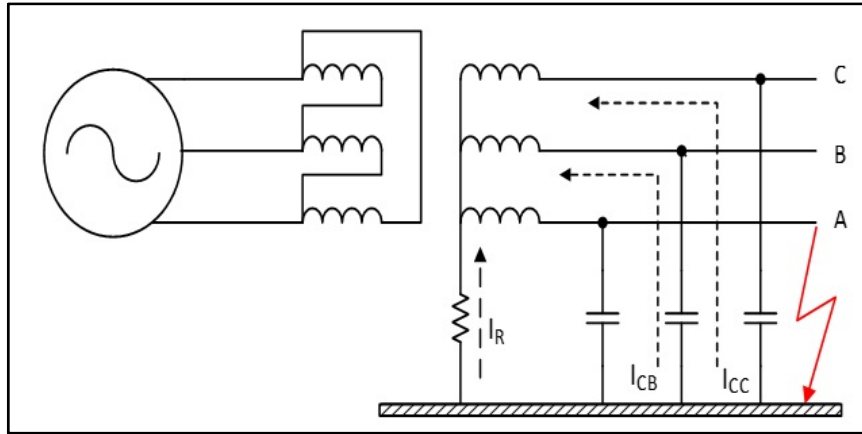
Bununla birlikte nötr noktası çok yüksek empedans ya da aşırı gerilime karşı koruma cihazı üzerinden toprağa bağlanan şebekeler de nötr noktası izole şebeke sayılmaktadır [16]. Nötr noktası topraklama yöntemlerinden en eski uygulama yöntemi nötr noktası izole şebekedir. Sistemde meydana gelecek TFT arızası sonucu oluşan arıza akımı hattın sahip olduğu faz-toprak kapasitesine bağlıdır. Bu nedenle arıza akımı çok düşük olabileceği gibi kablo veya hat kesitine bağlı olarak yüksek genlikli arıza akımları da gözlemlenebilir. Fakat her durumda yük akımından daha düşük arıza akımı görülmektedir. Bu nedenle nötr noktası izole şebeke için akım genliğine göre seçicilik problemi geçerliliğini sürdürmektedir. Nötr noktası izole edilmiş şebeke için Şekil 2.2’deki gibi tek fiderli çıkışa sahip bir dağıtım sisteminde sistemde arıza akımı dolaşmasına rağmen hat başından ölçülen sıfır sıra akımının değeri sıfırdır. Bu durumda sıfır sıra akım genliği ile arıza tespiti yapılamamaktadır.

Nötr noktası izole edilmiş şebekede arıza öncesi ve arıza sonrası faz-faz gerilimleri değişmez. Bu nedenle yükün üçgen bağlandığı durumda sistem TFT arızası altında çalışmaya devam edebilir. Bu nedenle endüstriyel tesislerde nötr noktası izole edilmiş sistem tercih edilmektedir [15]. Herhangi bir topraklama empedansı gerektirmediği için uygulama pratiği açısından ucuz bir yöntemdir. Bununla birlikte TFT arızası sırasında arızanın gerçekleşmediği fazların faz-toprak gerilimleri 6 katına

kadar çıkmaktadır. Ortaya çıkan aşırı gerilimler kablonun izolasyon seviyesinin en düşük olduğu yerde izolasyon delinmesine neden olabilir. Bunun sonucu olarak ikinci bir TFT arızası meydana gelebilir. Bu nedenle nötr noktası izole edilmiş sistemin arıza altında çalıştırılması önerilmez. Makul süre içerisinde arıza sistemden izole edilmelidir [17].

2.3. Nötr Noktası Direnç Üzerinden Topraklı Şebeke

Transformatör sekonderinin nötr noktasının Şekil 2.3’de görüldüğü gibi direnç üzerinden topraklandığı sistemlerdir. Nötr noktası direnç ile topraklanarak arıza akımının genliğinin azaltılması amaçlanmaktadır. Bunun yanı sıra arıza anında oluşan arkın yakıcı ve eritici etkisinin azaltma, arızanın ekipmanlar ve baralar üzerindeki mekanik stresini azaltma ve topraklama yüzeyinde olabilecek bir temasta can kaybını önleme gibi nedenler sayılabilmektedir.



Şekil 2.3: Nötr noktası direnç üzerinden topraklı sistem.

Nötr noktası direnç üzerinden topraklı sistem için arıza akım değeri; E faz-nötr gerilimi, Z_1 pozitif sıra empedansı, Z_2 negatif sıra empedansı, Z_0 sıfır sıra empedansı ve R_N nötr noktasında bulunan direnç olmak üzere eşitlik (2.1) ile hesaplanmaktadır.

$$I_F = \frac{3E}{Z_1 + Z_2 + Z_0 + 3R_N} \quad (2.1)$$

Nötr noktasında kullanılan R_N değerine göre sistem düşük ve yüksek direnç üzerinden topraklı sistemle olarak iki ana başlık altında incelenebilir.

2.3.1. Düşük Direnç Üzerinden Topraklı Şebeke

Nötr noktasının düşük direnç üzerinden topraklama ile arıza akımı sınırlandırılır. Arıza akımı nötr noktasından akan akım ve sistemin şarj akımının vektörel toplamıdır. Arıza akımı genel olarak 100 A ile 1000 A arasındadır [18]. Geleneksel aşırı akım röleleri ile arıza tespit edilebilmektedir. Türkiye’de genel olarak 154/34.5 kV indirici transformatörlerin sekonderi yaygın olarak 20 Ω üzerinden topraklıdır. Bununla birlikte farklı topraklama direnç değerlerine sahip 154/34.5 kV indirici transformatörlerde bulunmaktadır.

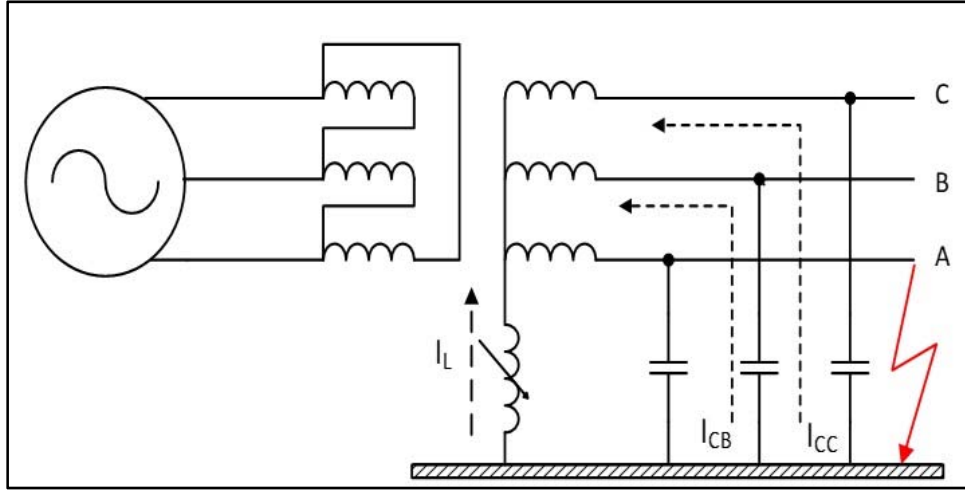
2.3.2. Yüksek Direnç Üzerinden Topraklı Şebeke

Transformatörün nötr noktasının yüksek direnç üzerinden topraklandığı şebekelerdir. Bu direnç değeri genel olarak sistemin toplam faz-toprak kapasitesine eşit veya daha az bir değerde seçilmektedir [19]. Bu yöntem ile arıza akımının genliği azaltılmaktadır. Arıza akımının genliği azaldığı için daha hassas koruma pratikleri uygulanmalıdır [20]. Nötr noktası izole sistemde olduğu gibi yüksek direnç üzerinden topraklı sistemde faz-faz gerilim üçgeni bozulmamaktadır. Bu nedenle sistem arızalı durumda yükü beslemeye devam edebilmektedir. Bununla birlikte gözlemlenen faz-toprak gerilim artışından dolayı arıza makul bir zaman içerisinde sistemden izole edilmelidir. İzole sistemden farklı olarak yüksek direnç ile topraklı şebekede geçici hal bölgesindeki aşırı gerilim değeri düşürülmektedir.

2.4. Nötr Noktası Kompanze Şebeke

Transformatör nötr noktasının Şekil 2.4’da gösterildiği gibi özel bir reaktör değeri ile topraklandığı sistemlerdir. Uzun hatlarda ve kablo mesafelerinde ortaya çıkan yüksek genlikli kapasitif akımlarının bobin etkisi ile söndürülmesi mantığına dayanmaktadır [13]. Seçilen bobin değeri sistemin toplam kapasitif reaktans değerine eşit seçilmektedir. Sistemin kompanze topraklı olması için gereken bobin değeri eşitlik (2.2) ile hesaplanmaktadır. Burada C_0 sistemin toplam sıfır sıra kapasitesidir.

$$L = \frac{1}{\omega^2 \cdot C_0} \quad (2.2)$$



Şekil 2.4: Nötr noktası kompanze topraklı şebeke.

Eşitlik (2.3) ile hesaplanan reaktör değeri Peterson bobini veya ark söndürme bobini olarak isimlendirilmiştir. Bobin değerine bağlı olarak sistem aşırı kompanze veya düşük kompanze olarak isimlendirilmektedir. Nötr noktasına yerleştirilen bobin değeri sistemin toplam kapasitif reaktansından küçük ise sistem düşük kompanzedir. Nötr noktasına yerleştirilen bobin değeri sistemin toplam kapasitif reaktansından büyük ise aşırı kompanzedir. Dağıtım sistemi sürekli yenilediği ve sistemin toplam sıfır sıra kapasitesi değiştiği için peterson bobinin değerinin değiştirilmesi gerekmektedir.

2.5. Etkin ve Etkin Topraklanmayan Şebeke

Güç sisteminde nötr noktasının topraklanması nötr bağlantı türüne göre kategorize edilebileceği gibi şebekenin simetrik bileşen parametrelerine göre de kategorize edilebilmektedir. Şebekenin simetrik bileşen ifadesine göre nötr noktası topraklama türü etkin ve etkin topraklanmayan şebeke olarak iki kategoride incelenebilir.

Bir şebekenin etkin topraklanıp topraklanmadığı simetrik bileşenler cinsinden ifade edilmektedir [21].

$$R_0 \leq X_1 \quad (2.3)$$

$$X_0 \leq 3X_1 \quad (2.4)$$

Eşitlik (2.3) ve eşitlik (2.4) ile ifade edildiği gibi sıfır sıra direncinin pozitif sıra reaktansından küçük olması, sıfır sıra reaktansının pozitif sıra reaktansından üç kat küçük olması gerekmektedir. Bu koşulların sağladığı durumda sistem etkin topraklanmıştır. Aksi takdirde sistem etkin topraklanmamıştır. Sistemde yer altı kablosunun kullanılması ortak empedans etkisinden dolayı X_0 değerinin çok daha büyük olmasına neden olmaktadır. Bu nedenle, dağıtım şebekesinde yeraltı kablosu kullanıldığında sistem genel olarak etkin topraklanmamış olarak davranmaktadır. Simetrik bileşen ifadesinin yanı sıra arıza akımının genliği sistemin etkin topraklanması hakkında bilgi vermektedir. Sistemin etkin topraklandığı durumda TFT arızasının genliği üç faz kısa devresinin %60'ından eşit veya daha büyüktür [21].

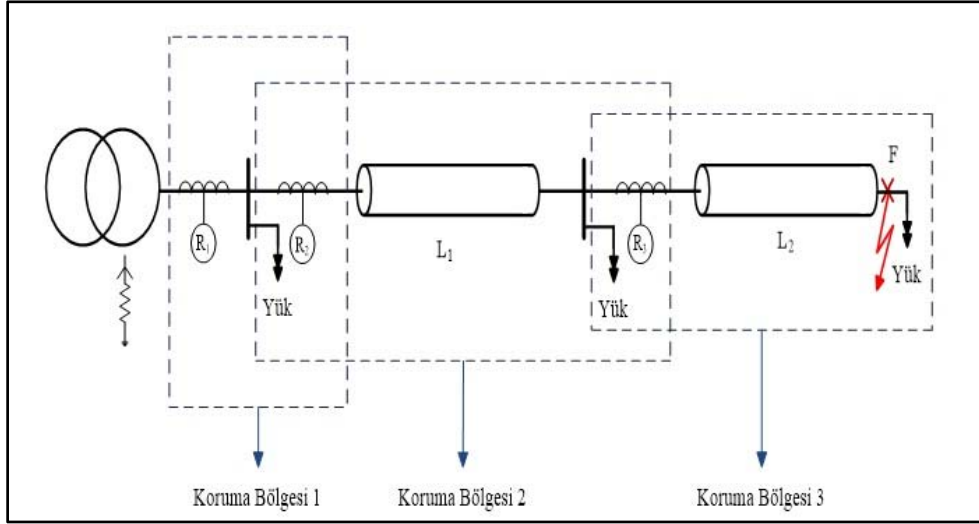
2.6. Sonuç ve Değerlendirme

Bu bölümde güç sistemlerinde kullanılan topraklama yöntemlerinden bahsedilmiştir. Bununla birlikte her yöntemin kendi içinde avantaj ve dezavantajları belirtilmiştir. Bu durum tek bir topraklama yönteminin kullanılmasına engel olmaktadır. Bunun yanı sıra her topraklama türü TFT arızası sırasında arıza akımının genliği açısından farklı davranış sergilemektedir. Direkt topraklı sistemde TFT arızası oldukça yüksek olabilirken, nötr noktası izole sistemde arıza akımı yük akımının çok altında kalmaktadır. Bununla birlikte nötr noktasının toprak ile fiziksel temasını sağlayan direnç ve empedans değeri TFT arızası sırasında arıza akımının genliğini etkilemektedir. Bu nedenle sistem kullanıcıları tarafından işletme amacına uygun topraklama yöntemi belirlenmelidir. Bununla birlikte seçilen topraklama yöntemine göre sistemin seçici çalışıp çalışmayacağı ve hangi koruma yöntemlerinin uygulanabilir olduğunun kullanıcı tarafından belirlenmesi gerekmektedir.

3. GÜÇ SİSTEMLERİNDE KORUMA FELSEFESİ

Güç sistemlerinin etkili bir şekilde işletilmesi için enerjinin üretim aşamasından son kullanıcıya kadar kesintisiz şekilde devam etmesi gerekmektedir. Fakat güç sisteminde meydana gelen arızalar, aşırı gerimler gibi istenmeyen olaylar gerçekleşmektedir. Sistemde gerçekleşen bu olaylar sonucu sistem ekipmanları zarar görmektedir. Bu zararları engellemek veya etkisini en aza indirmek için güç sisteminin sürekli izlenmesi ve sistem ekipmanlarının korunması gerekmektedir. Elektrik güç sistemlerinde meydana gelen herhangi bir arızanın algılanmasında, ilgili kesiciye açtırma sinyali gönderilmesinde koruma röleleri kullanılmaktadır [22]. Yapılarına göre koruma röleleri geçmişten günümüze elektromekanik röleler, dijital röleler ve nümerik röleler olarak sıralanmaktadır. Elektromekanik rölelerde röle kontaklarının kapanması mekanik güçle gerçekleşmektedir. Mekanik güç için rölenin manyetik sargılarından akım geçmektedir. Böylece koruma rölesinin bobini enerjilenir ve röle kontakları kapatılır. Dijital röleler ise mikroişlemci temellidir. Röle için ölçülecek akım veya gerilim bilgisi dijital bilgiye dönüştürülür. Röle bu dijital bilgiye göre çalışmaktadır. Nümerik röleler ise dijital rölelerden farklı olarak pek çok koruma yöntemini ve matematiksel algoritmaları gerçekleştirebilen röle tipidir. Dağıtım sisteminde en yaygın kullanılan röle tipidir. Bununla birlikte röleler arasında haberleşmede bulunmaktadır. Günümüzde kullanılan rölelerin çoğunluğu dijital ve nümerik koruma rölelerdir [5].

Sistemde gerçekleşen arıza sırasında sadece arıza ile ilgisi olan koruma rölesinin veya koruma rölelerinin sinyal üretmesi istenmektedir. Bu durum literatürde seçicilik olarak isimlendirilmiştir [23]. Beklenen sayıdan fazla koruma rölesinin açma sinyali üretmesi arızanın olmadığı bölgede dahi müşterilerin enerjisiz kalmasına sebep olabilmektedir. Bu nedenle röleler arasında etkili bir sıra ilişkisi oluşturulmalıdır. Röleler arasında sıra ilişkisini sağlamak için çeşitli röle karakteristikleri ve röle eğrileri geliştirilmiştir. Bu karakteristikler ve eğriler temel olarak akımın genliği ve zaman parametrelerine dayanmaktadır. Bunun yanı sıra her bir rölenin koruma ile sorumlu olduğu koruma bölgeleri bulunmaktadır. Şekil 3.1’de tek fiderli radyal dağıtım sistemi ve koruma bölgeleri gösterilmiştir. Şekil 3.1’de F noktasında meydana gelen TFT arızanın seçici olabilmesi için üç temel şartı sağlamalıdır. Bunlar; minimum sayıda rölenin çalışması, maksimum sayıda yükün devrede kalması ve arıza ile ilgisi bulunmayan rölelerin çalışmaması olarak sıralanabilir.

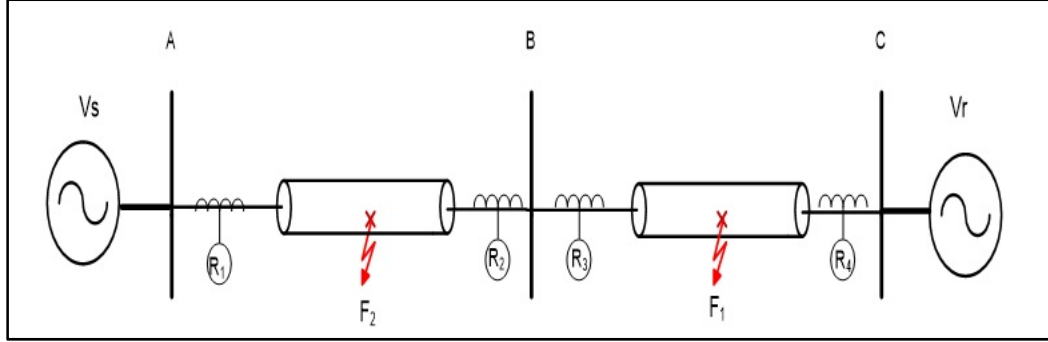


Şekil 3.1: Tek fider radial dağıtım sistemi ve koruma bölgeleri.

Geleneksel yönsüz koruma pratiği uygulandığında röleler sadece arıza akım genliğini ölçmektedir. Rölenin gördüğü akım ayarlanan eşik değerini aştığı zaman röle çalışmaktadır. F noktasındaki TFT arızası Koruma Bölgesi 3'te bulunmaktadır. Bu nedenle R₃ rölesi birincil açma yapmalıdır. R₃ rölesinin açma yapmadığı durumlarda R₂ rölesi açma sağlamalıdır. Seçici korumanın sağlanması için R₁ ve R₂ röleleri R₃'ten önce açma yapmamalıdır.

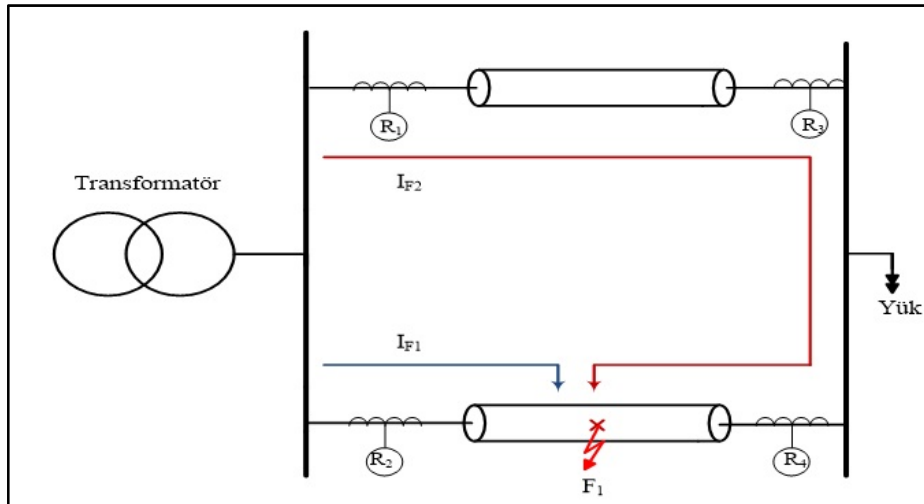
Radyal dağıtım sisteminin sahip olduğu tek yönlü güç akışının aksine iletim sistemleri genel olarak birden fazla kaynağa sahiptir. Bu nedenle sistemde gerçekleşen arıza durumunda arıza akımını her iki yönde de akmaktadır. Arıza noktasının tespiti için arızanın yönünün belirlenmesi gerekmektedir. Bununla birlikte iletim sistemleri direkt topraklı olduğu için arıza akımları oldukça büyüktür. Böylece hem genlik hem yön tespiti dağıtım sistemine kıyasla daha hızlı şekilde yapılabilir. Şekil 3.2'de iki kaynaklı iletim sistemi gösterilmiştir. Şekil 3.2'de A, B ve C baraları, F₁ ve F₂ arıza noktalarını göstermektedir. R₂ ve R₃ röleleri yönlü koruma rölesidir. Şekil 3.2'deki sistemde F₁ noktasında gerçekleşen arıza için arıza noktası her iki kaynaktan beslenmektedir. F₁ arızasının temizlenmesi için R₃ ve R₄ röleleri açma sinyali üretmeli ve ilgili kesicilerin açma yapması sağlanarak arıza sistemden izole edilmelidir. Bununla birlikte R₃ rölesi yönlü koruma özelliğine sahip olmasaydı R₂ ve R₁ röleleri açma sinyali üretip B barasına bağlı olan yük veya yüklerin devre dışı kalmasına sebebiyet verebilirdi. Böylece F₁ noktasındaki arıza için sistem seçici çalışmazdı. R₂ rölesinin yönlü koruma rölesi olması sebebiyle F₁ arızasında arızayı geri yönlü algılayıp açma sinyali üretmemektedir. Böylece F₁ noktasındaki arıza için seçici

koruma sağlanmaktadır. Benzer şekilde F_2 noktasında gerçekleşen arıza için R_3 yönlü koruma rölesi açma sinyali üretmemektedir. Böylece F_2 noktasındaki arıza için seçici koruma sağlanmaktadır.



Şekil 3.2: İki kaynaklı güç sistemi.

Yönlü koruma rölelerin uygulamalarda yaygın olarak kullanılan diğer bir uygulaması ise paralel hat yapısıdır. Paralel hat yapısı kullanılarak daha fazla gücün iletilmesi veya dağıtılması sağlanmaktadır. Bunun yanı sıra aynı güç değeri için yükün çektiği akım paralel fiderlerce paylaşılmaktadır. Böylece kullanılan kablunun aşırı yüklenmesi ve ısınması engellenmektedir. Paralel hat pratiği Türkiye dağıtım şebekesinde yaygın olarak kullanılmamaktadır. Şekil 3.3'de paralel fiderli sistem gösterilmiştir.



Şekil 3.3: Paralel fiderli güç sistemi.

Şekil 3.3'de gösterilen sistemde geleneksel yönsüz koruma sistemi ile korunduğunda sadece R_1 ve R_3 yönsüz aşırı akım röleleri ile korunmaktadır. F

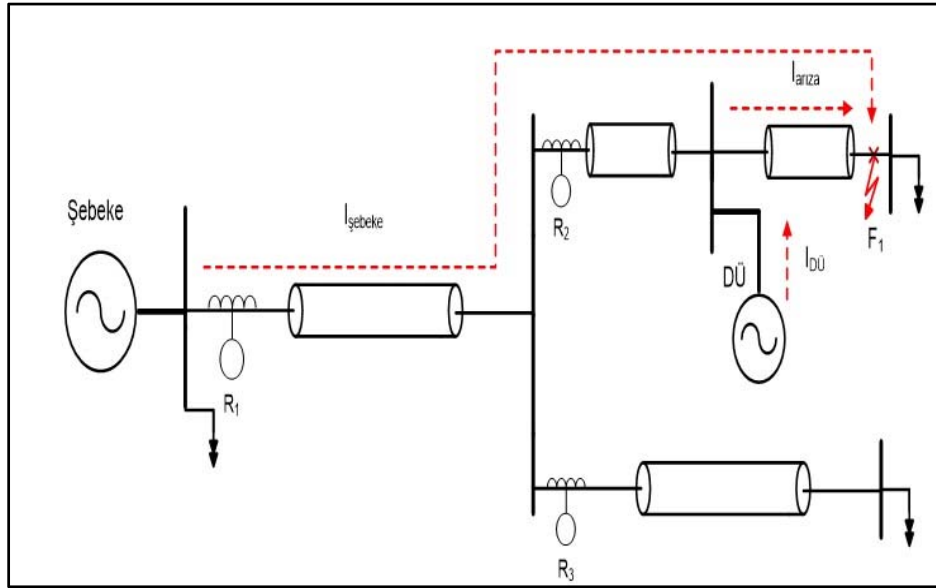
noktasında gerçekleşen arızada R_1 ve R_3 rölelerinden arıza akımı akmaktadır. Bu nedenle bu iki röle arızanın yer aldığı fidere bakmaksızın açma sinyali üretmektedir. Böylece iki fider sistemden izole edilip yük devre dışı kalmaktadır. Bu durum paralel fiderli yapıda F noktasında gerçekleşen arıza için seçiciliğin sağlanamamasına neden olmaktadır. Seçicilik problemini ortadan kaldırmak için paralel fiderli sistemde yön bilgisine ihtiyaç duyulmaktadır. Seçiciliği sağlamak için R_1 ve R_3 yönsüz aşırı akım rölelerine ilave olarak hat sonuna R_2 ve R_4 yönlü koruma röleleri eklenmelidir [24]. Yönlü koruma rölelerinin eklendiği durumda IF_2 arıza akımı R_1 , R_3 ve R_4 rölelerinden geçmektedir. R_1 rölesi arızayı algılamaktadır fakat R_3 rölesinden daha önce açma sinyali üretmesi zaman gecikmesi ayarlanarak engellenmektedir. R_3 rölesi ise arızayı ters yönlü olarak görüp açma sinyali üretmemektedir. R_4 rölesi ise arızayı ileri yönlü olarak görüp açma sinyali üretmektedir. R_4 rölesi ile ilgili kesicinin açma yapması ile birlikte tüm arıza akımı R_2 rölesi üzerinden akmaktadır. Böylece R_4 rölesinden sonra R_2 rölesi de açma sinyali üretip arızalı fider sistemden izole edilmektedir.

IEEE standartlarına göre yönlü koruma rölesi 67 numara ile belirtilmektedir [22]. Yönlü rölenin çalışması için pek çok yönlü koruma algoritması geliştirilmiştir. Yönlü koruma algoritması arıza akımının yönünün referans bir sinyal ile kıyaslayarak tayin etmektedir. Referans sinyal koruma algoritmasına göre akım veya gerilim olabilir. Yönlü koruma algoritmaları temel olarak üç farklı kategoride sınıflandırılabilir [25]. Akım-akım kıyaslama, akım-gerilim kıyaslama, sıra bileşenleri kıyaslama. Akım-akım kıyaslama yönteminde genel olarak trafo sekonderinden ölçülen nötr akımı fider başlarında bulunan rölelerin akımları ile kıyaslanmaktadır. Akım gerilim kıyaslamada sağlıklı fazların gerilimi arızalı fazın akımı ile kıyaslanmaktadır. Sıra bileşen kıyaslamada ise pozitif, sıfır veya negatif sıra akımları kendi sıra gerilimleri ile kıyaslanmaktadır. Yönlü koruma yönsüz korumaya kıyasla daha seçici koruma sağlamaktadır. Bununla birlikte, yönlü korumada ilave ölçüm trafolarının kullanılması gerekmektedir. Bu nedenle yönsüz koruma ile kıyaslandığında yönlü koruma daha maliyetli koruma pratiğidir.

3.1. Dağıtılmış Üretime Sahip Radyal Dağıtım Sisteminde Yönlü Koruma Gerekliliği

İletim sistemleri genel olarak birden çok kaynaktan beslenmektedir. Bu nedenle TFT arızası sırasında arızanın yerinin bulunması ve arızasının sistemden izole

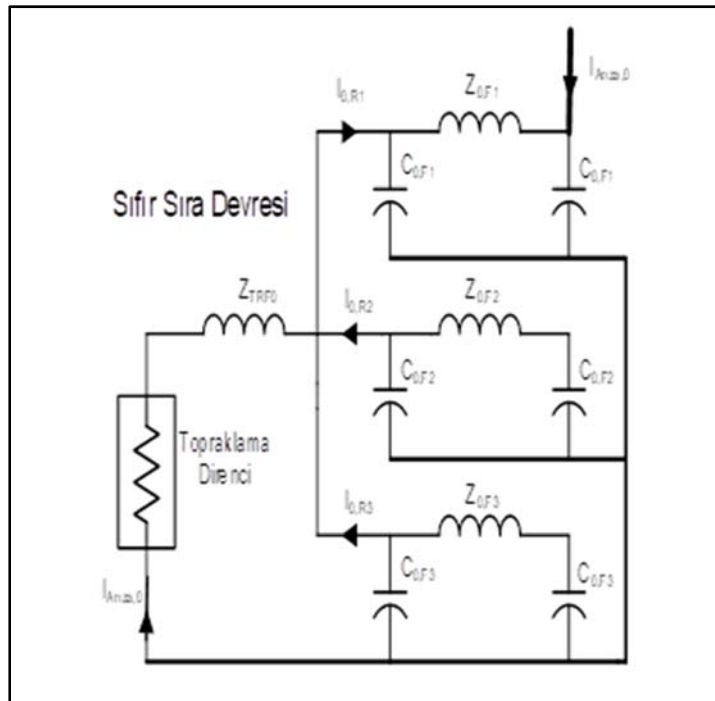
edilebilmesi için yön bilgisine ihtiyaç duyulmaktadır. Literatürde yapılan çalışmalarda genel olarak iki kaynaklı sistemler kullanılmıştır. Yönlü koruma algoritmaları iki kaynaklı sistemde test edilmiştir [26]. Bununla birlikte Türkiye’de dağıtım sistemi çoğunlukla radyal olarak işletilmektedir. Radyal dağıtım sistemleri genel olarak yönsüz aşırı akım röleleri ile korunmaktadır. Bununla birlikte artan enerji talebi dağınk üretim (DÜ) radyal şebekede kullanılmasına neden olmaktadır. Güneş panelleri ve rüzgâr tribünleri orta gerilim seviyesinde sisteme dahil olmaktadır. DÜ kullanım oranının artması koruma algoritmalarının değişmesini gerektirmektedir [27]. Şekil 3.4’de iki fiderli radyal dağıtım sistemi gösterilmiştir. Birinci fiderde DÜ bulunmaktadır. Birinci fiderde DÜ’nün olmadığı durumda R_2 rölesi şebekeden gelen arıza akımını algılar. Herhangi bir seçicilik problemi gözlemlenmez. DÜ’nün olduğu durumda hat sonunda meydana gelen TFT arızası sonucunu arıza akımının bir kısmı şebekeden bir kısmı DÜ’den oluşmaktadır. Bu durumda R_2 rölesinin gördüğü akım azalmaktadır. Bu nedenle R_2 rölesi arızayı algılayamayabilir.



Şekil 3.4: DÜ bulunan fiderde arıza akımı.

DÜ’nün bulunmadığı fiderde meydana gelen TFT arızası sonucu arıza akımının dağılımı Şekil 3.5’de gösterilmiştir. Şekil 3.5’de birinci fiderde DÜ bulunmadığı durumda arıza akımının tümü şebekeden akmaktadır. Birinci fiderde DÜ bulunduğu durumda arıza akımı şebeke ve DÜ’den oluşmaktadır. CB2 rölesinin üzerinden geçen $I_{DÜ}$ akımı rölenin eşik değerinden büyük olduğu durumda hatalı açma gerçekleşebilir. Bu durumda R_2 rölesi ve R_3 rölesi açma sinyali üretir. Seçicilik

Kablo mesafesinin yanı sıra nötr noktasının topraklama tipi ve değeri seçici koruma ve buna bağlı olarak koruma koordinasyonuna etki eden parametrelerdendir. Transformatörün nötr noktasından akan arıza akımı ve fider başlarında görülen sıfır sıra akımının genliği topraklama direncine göre değişmektedir. Nötr noktasının topraklama direncinin artması ile birlikte faz-toprak kapasitenin ehemmiyeti artmaktadır. Aynı uzunluktaki kablo şebekesi için yüksek topraklama direnç değerlerinde sağlıklı fiderlerde daha yüksek genlikli sıfır sıra akımlar görülmektedir. Tam tersi çıkarım olarak aynı topraklama direnç değeri için uzun mesafeli kablolarda daha yüksek sıfır sıra akımlar görülmektedir. Bu nedenle düşük nötr topraklama direncinde dahi seçicilik problemi gözlemlenmektedir. Tezin beşinci kısmında örnek bir dağıtım sistemi için seçiciliğin kaybedildiği aralıklar topraklama direnci ve kablo mesafesi cinsinden ifade edilmiştir. Böylece en basit yöntemle sistemin hangi mesafelerde ve hangi topraklama direnç değerinde seçici çalışabileceği gösterilmiştir. Bu sayede sistem operatörünün hatalı açmaların önüne geçme ve arz güvenliğini artırma noktasında faydalı bir bilgi sağlanmıştır. Bunun yanı sıra sistemde gerçekleşen TFT arızası sonucu dağıtım sisteminin sıfır sıra devresi Şekil 3.7’de gösterilmiştir.



Şekil 3.7: Sistemin sıfır sıra devresi.

Şekil 3.7’de gösterilen sıfır sıra devre için arıza akımının değeri fider başında görülen sıfır sıra akım $I_{0,Rn}$ olmak üzere eşitlik (3.1) ile hesaplanmaktadır.

$$I_{Arıza,0} = 3(I_{0,R1} + I_{0,R2} + I_{0,R3}) \quad (3.1)$$

Eşitlik (3.1) göz önüne alındığında sıfır sıra genliğine göre yapılan geleneksel koruma pratiğinin diğer bir sakıncalı noktası çok yüksek topraklama direnç değerlerinde veya sistemin izole edilmesi durumunda transformatörün sekonderin tarafında bulunan rölenin destek koruma sağlayamamasıdır. Tezin ilerleyen kısımlarında bu problem içinde yöntemler denenmiş ve uygun yöntemler bulunmuştur. Yönlü koruma yöntemi dağıtım sistemine uygulanmadan önce basit yönsüz yönteme göre seçici korumanın sağlandığı aralıklar topraklama direnç değeri ve kablo mesafesi cinsinden ifade edilmiştir. Bu nedenle topraklama direnci ve kablo mesafesine bağlı olarak parametrik analizler gerçekleştirilmiştir.

4. YÖNLÜ KORUMA ALGORTİMALARI

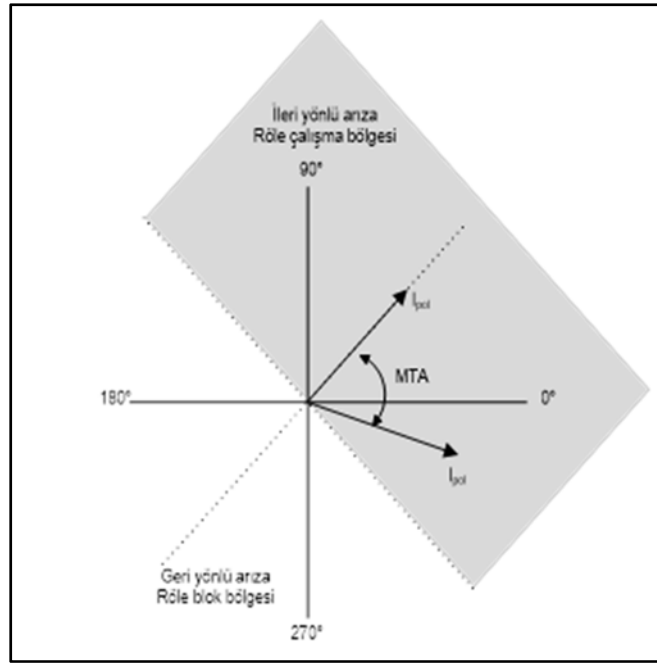
Tezin bu kısmında güç sistemlerinde kullanılan yönlü koruma yöntemleri anlatılmaktadır. Sistemde meydana gelen arızayı ve arıza akımının yönünü tespit etmek için pek çok yöntem ve yönlü koruma rölesi geliştirilmiştir. Yönsüz koruma rölesinin aksine yönlü koruma rölesinde karşılaştırma yapılması için iki giriş gerekmektedir. Temel olarak yönlü koruma rölesi için referans büyüklük (polarizasyon) ve işletme büyüklüğü gerekmektedir [11]. Bu büyüklükleri ölçebilmek için ilave akım veya gerilim trafoları gerekmektedir. Bu durum yönlü koruma pratiğinin daha maliyetli bir koruma türü olmasına neden olmaktadır.

4.1. Akım Polarizasyonlu Yönlü Eleman Yöntemi

Sistemde meydana gelen arızayı ve arıza akımının yönünü tespit etmek için pek çok yöntem ve röle tipi geliştirilmiştir. Geliştirilen yönlü koruma yöntemlerinden biri Akım Polarizasyonlu Yönlü Eleman (APYE) yöntemidir. APYE yöntemi en eski yönlü koruma yöntemlerinden biridir. Temel olarak yönlü koruma rölesi için referans büyüklük (polarizasyon) ve işletme büyüklüğü gerekmektedir. Referans büyüklük ve işletme büyüklüğü genel olarak akım ve gerilimdir. Bu nedenle şebekedeki gerilimlerin ölçülmesi gerekmektedir. Bu durum dağıtım sisteminde gerilim trafosunun kullanılmasına ve ek maliyet ortaya çıkmasına neden olmaktadır. APYE yönteminde çalışma aralığının belirlenmesi için gerilim bilgisine ihtiyaç yoktur. Böylece gerilim trafosu maliyeti giderilmektedir.

APYE yönteminde referans büyüklük olarak transformatörün nötr noktasından akan arıza akımı referans akım olarak kabul edilmektedir. Fider başlarında bulunan röleler tarafından görülen sıfır sıra akımları ise işletme akımı olarak kabul edilmektedir [30]. Referans sinyal sayesinde rölelerin çalışma aralığı belirlenmektedir. Fider başlarından görülen işletme akımının açısının referans akımın belirlediği çalışma alanı içinde olup olmadığı kontrol edilir. Eğer işletme akımı referans akımın belirlediği çalışma alanı içerisinde ise röle kontakları kapanır ve ilgili kesiciye açma sinyali gönderilir. TFT arızası sırasında röleler tarafından görülen arıza akımının genliği kaynak ile arıza noktası arasında bulunan hat empedansı, kaynak empedansı ve topraklama direnci gibi büyüklüklerden etkilenmektedir. Bu nedenle röleye Maksimum Tork Açısı (MTA) girilerek rölenin çalışma alanı saat yönünün tersine

girilen açı değeri kadar döndürülmüş olur. Böylece daha hassas, hızlı ve seçici koruma sağlanır. Bununla birlikte APYE yönteminin ve MTA ayarı ve buna bağlı olarak elde edilen çalışma noktasının vektör diyagramı Şekil 4.1’de gösterilmiştir. Şekil 4.1’de görüldüğü gibi nötr noktasından akan arıza akımı saat yönünün tersinde MTA değeri kadar döndürülüp, yeni referans akım vektörü elde edilmiştir. Fider başında bulunan yönlü koruma rölesi sıfır sıra akımının açısının çalışma bölgesinde olup olmadığını kontrol eder. Açı çalışma bölgesinde ise koruma rölesi arızayı ileri yön ilan eder ve kesiciye açma sinyali gönderilir. Aksi durumda röle çalışmaz.



Şekil 4.1 Akım polarizyonlu yönlü eleman yöntemi çalışma aralığı.

Elektromanyetik rölelerde ise bu algoritma indüksiyon disklerinin dönüş yönüne göre belirlenir. Referans akımı ve işletme akımı için ayrı bir indüksiyon diski bulunmaktadır. İndüksiyon disklerinin dönmesi ile birlikte tork üretilir. Üretilen bu torkun işareti arıza akımının yönünü teyit eder. Elektromanyetik röle için üretilen fiziksel tork I_0 hat başlarından ölçülen sıfır sıra akımı, I_{pol} nötr noktasından ölçülen referans akım, MTA rölenin açı ayarı olmak üzere eşitlik (4.1) ile hesaplanmaktadır.

$$T_{cp} = 3|I_0| \cdot |I_{pol}| \cdot \cos(\angle I_{pol} - \angle I_0 + \angle MTA) \quad (4.1)$$

Eşitlik (4.1) ile hesaplanan torkun işareti pozitif ise arıza yönü ileri olarak belirlenip kesiciye açma sinyali gönderilir. Tork işareti negatif ise arıza ters yönlü algılanıp kesicinin açma yapması engellenir. Böylece röle bloklanır. Referans akım temel olarak çalışma bölgesini belirlediğinden dolayı doğru bir şekilde ölçülmelidir. Referans akımını elde etmenin pek çok yöntemi bulunmaktadır. Transformatör sekonderinde yerleştirilen akım trafosu ile referans akımın ölçümü, transformatörün tersiyer sargısındaki akım trafoları ile referans akımının ölçümü yöntemlerden bir kaçıdır. Akım polarizasyonu yöntemi sıfır sıra akım kaynağına direkt olarak bağlıdır. Bu nedenle trafonun bağlantı şekli APYE yöntemini etkilemektedir [31].

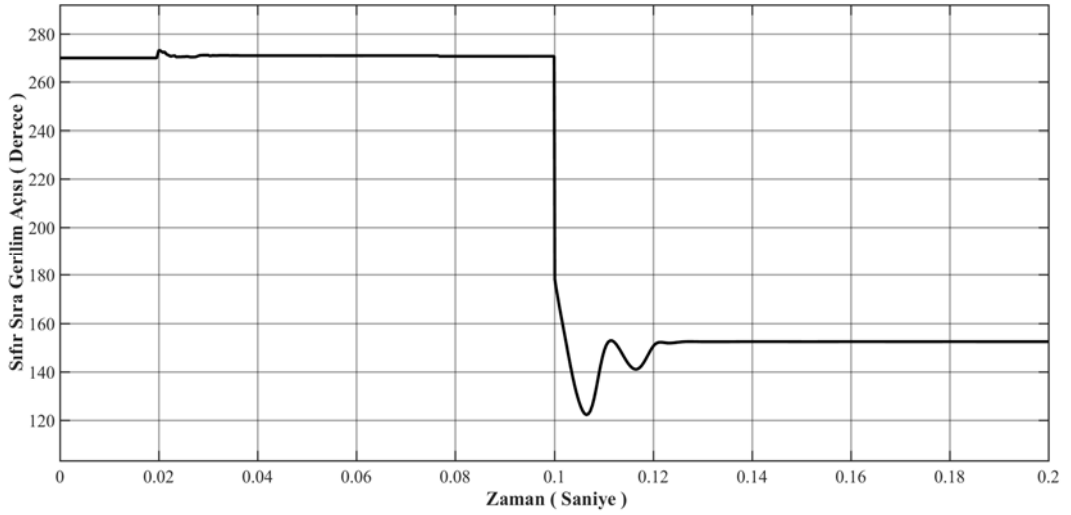
Transformatörün nötr noktası topraklı dahi olsa bazı durumlar nötr noktası akımı referans akım olarak kullanılamamaktadır. Üçgen-yıldız bağlantısında nötr direncinden referans akım kolayca elde edilebilir. Bununla birlikte trafonun primer ve sekonderi direnç üzerinden topraklı ise referans akım alçak gerilim ile yüksek gerilim sargılarında birbirine eşit ve zıt yönlü olarak akacaktır. Bu nedenle transformatör nötründen akan toplam referans akım değeri sıfırdır. Ölçülen nötr akımı sıfır olduğu için polarizasyon akımı olarak kullanılamaz. Yıldız noktası izole-yıldız noktası topraklı sistemde transformatörün primer tarafı izole olduğu için sıfır sıra akımlar görülmemektedir. Bu nedenle transformatörün sekonderinde de sıfır sıra akımı görülmez. Bu nedenle transformatör sekonderindeki akım trafosundan ölçüm alınmamaktadır. Sekonderin üçgen bağlandığı durumda her bir sargıya akım trafosunun bağlanması gerekmektedir. Pozitif ve negatif sıra akımları sistemden izole etmek için üç akım trafosunun paralel bağlanması gerekmektedir. Transformatörün bağlantı şeklinden etkilenmesinin yanı sıra bu yöntemin diğer bir handikabı kaynaktan çok uzak arızalarda (remote faults) seçiciliğin sağlanamamasıdır. Çünkü sistemin uzak barasında nötr akımı akmamaktadır. Bu nedenle uzak barada bulunan röleler tarafından ölçülen sıfır sıra akımların nötr akımı ile kıyaslanması yapılamamaktadır. Bunun yanı sıra üçgen/yıldız topraklı sistemde paralel fiderlerin korunmasında kullanılmaktadır.

4.2. Gerilim Polarizasyonlu Yönlü Eleman Yöntemi

Arıza akımının yönünü tespit etmek geliştirilen diğer nötr noktası tabanlı yöntem Gerilim Polarizasyonlu Yönlü Eleman (GPYE) yöntemidir. GPYE yönteminde referans büyüklük olarak rölenin bağlı bulunduğu koruma bölgesindeki baranın sıfır

sıra gerilimi referans büyüklük olarak belirlenir. Baradaki sıfır sıra gerilim ölçülebileceği gibi, röle tarafından görülen faz-toprak gerilimlerinden sıfır sıra gerilim hesaplanır. Röle için seçilen işletme büyüklüğü ise APYE yönteminde de kullanılan rölenin gördüğü sıfır sıra akımıdır.

Şekil 3.7’de gösterilen örnek dağıtım sisteminin F noktasında gerçekleşen TFT arızası sırasında arızalı fazın faz-toprak gerilimi nominal gerilimin altına düşmektedir. Sağlıklı fazların gerilimi ise yükselmektedir. Bu durum gerilim üçgeninin bozulmasına ve sıfır sıra geriliminin artmasına neden olmaktadır. Röle sıfır sıra gerilimini gördüğünde arıza olduğu algılamaktadır. Bununla birlikte bu durum arızanın hangi fiderde olduğuna dair bilgi vermemektedir. Geleneksel yönsüz koruma pratiği uygulandığı zaman ortak baradaki sıfır sıra gerilimleri tüm fiderlerin açma yapmasına sebep olabilmektedir. Bununla birlikte GPYE yöntemi uygulandığında ortak baradaki sıfır sıra gerilimi referans sinyal olarak kullanılmaktadır. Referans sinyalin TFT arızasına göre değişimi Şekil 4.2’de gösterilmiştir. Dağıtım sisteminde gerçekleşen TFT arızası sonucu sıfır sıra geriliminin açısı arıza zamanı olan 0.1 saniyede değişmektedir. Bununla birlikte 0.12 saniye sonra sürekli duruma geçmektedir. Böylece bara gerilimine göre çalışma aralığı belirlenmektedir.



Şekil 4.2: GPYE yöntemi için referans sinyal değişimi.

Fider başlarında bulunan koruma röleleri arızayı algıladıktan sonra akım trafosundan sıfır sıra akım bilgisini alır. Koruma röleleri başlatma sinyalini aldıktan sonra sıfır sıra akımının çalışma aralığında olup olmadığını kontrol eder. Sıfır sıra akımı çalışma alanının içerisinde ve ayarlanan eşik değerinin üzerinde ise röle çalışır

aksi durumda röleler çalışmaz [30]. Koruma rölesini çalışması ile birlikte açma sinyali üretilir ve ilgili kesicinin açma yapması sağlanarak arıza sistemden izole edilir. Elektromanyetik rölelerde tork oluşuma göre röle arızanın yönünü teyit eder. GPYE yöntemi ile üretilen tork değeri I_0 hat başlarından ölçülen sıfır sıra akımı, V_0 rölenin bağlı olduğu baranın sıfır sıra gerilimi, MTA açma ayarı olmak üzere eşitlik (4.2) ile hesaplanmaktadır.

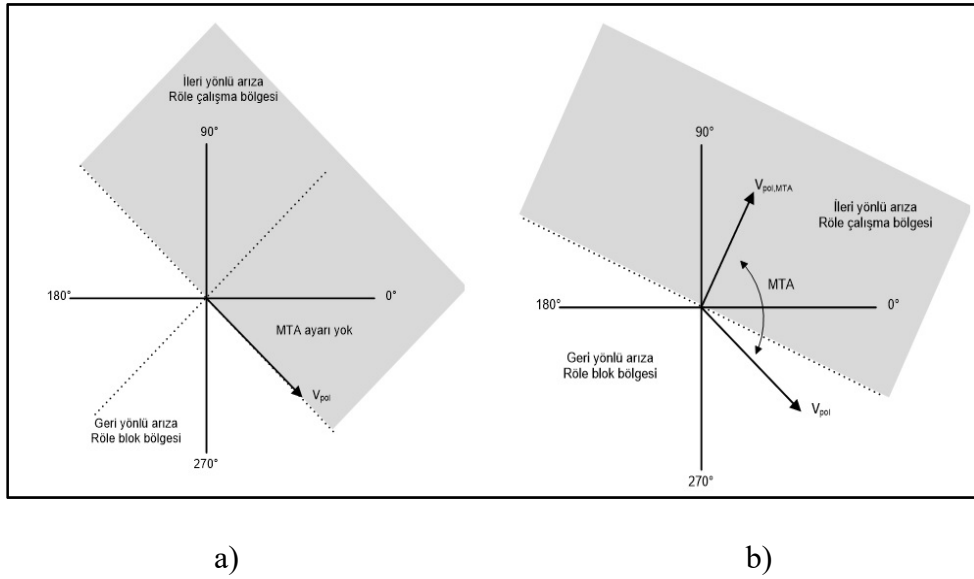
$$T_V = 3|V_0| \cdot |I_0| \cdot \cos(\angle - V_0 - \angle I_0 + \angle MTA_V) \quad (4.2)$$

APYE yöntemine benzer şekilde eşitlik (4.2) ile hesaplanan torkun işareti pozitif ise arıza yönü ileri olarak belirlenip açma sinyali üretilir. Tork işareti negatif ise arıza ters yönlü algılanıp röle bloklanır. Röle teknolojisinin gelişmesi ile birlikte MTA değeri kullanıcı tarafından belirlenebilmektedir. Yük akımına hattın yapısına fiderin uzunluğuna göre sıfır sıra akım ve gerilim bileşenlerinin büyüklüğü ve açısı değişmektedir. Böylece MTA değeri de değişmektedir. Farklı MTA değerleri uygulamalarda kullanılmaktadır. Bununla birlikte [32] numaralı çalışmada farklı arıza tipleri için 4 farklı MTA değerinde (0° , 30° , 60° , 90°) analizler yapılmış en uygun MTA değeri bulunmaya çalışılmıştır. Bunun yanı sıra [5] numaralı çalışmada ise dirençle topraklı sistemde MTA değerinin 0° 'ye, direkt topraklı sistemde ise dağıtım seviyesinde 45° , iletim seviyesinde 60° 'ye ayarlanması önerilmiştir; [15] numaralı çalışmada ise MTA değerinin set edilmesi deneye dayalı formüllerle ifade edilmiştir. MTA değeri R_G topraklama direncinin değeri, X_{0T} transformatörün sıfır sıra reaktans değeri, AGF ise açma güvenliği faktörü olmak üzere eşitlik (4.3) ile hesaplanmaktadır. AGF uygulamalarda 30° alınmaktadır.

$$MTA_V = \text{acot}\left(\frac{3R_G}{X_{0T}}\right) - \text{AGF} + 90 \quad (4.3)$$

Şekil 4.3'de MTA ayarı yapılmayan ve MTA ayarı yapılan GPYE yönteminin kullanıldığı yönlü koruma rölesinin vektör diyagramı gösterilmiştir. Şekil 4.3'de görüldüğü gibi MTA'nın değerine bağlı olarak GPYE yönteminin kullanıldığı yönlü koruma rölesinin çalışma aralığı belirlenir. MTA değerinin değişmesi ile birlikte koruma rölesinin çalışma aralığı da değişmektedir. Literatürde MTA ayrıca Röle

Karakteristik Açısı (RTA) olarak da isimlendirilmektedir. Faz toprak, iki faz toprak arızalarında GPYE yöntemi yaygın olarak kullanılmaktadır.



Şekil 4.3: GPYE yönteminde a) MTA'siz b) MTA'lı yönlü röle karakteristiği.

APYE yönteminden farklı olarak GPYE yöntemi trafonun bağlantı şekilden etkilenmez. Farklı tip trafo bağlantılarında gerilim trafosu ile sıfır sıra gerilimler ölçülebilir. Bununla birlikte bu metot kullanılarak APYE metodunun izole sistemde uygulanamaması, uzak barada gerçekleşen arızayı görememesi gibi handikapları giderilebilmektedir. Bununla birlikte GPYE yönteminde baralardaki gerilimlerin ölçülmesi gerekmektedir. Bu nedenle ilave gerilim trafolarına ihtiyaç vardır. APYE ile kıyaslandığında ek ölçüm trafosu gerektirdiği için daha maliyetlidir [33].

4.3. Pozitif Sıra Yönlü Eleman Yöntemi

Pozitif sıra bileşen üç temel simetrik bileşenden biridir. Genliği farklı olmakla birlikte tüm arıza tiplerinde gözlemlenmektedir. Bu özelliği ile diğer simetrik bileşenlere göre avantajı mevcuttur. Faz bileşenlerinden pozitif sıra bileşene geçiş işlemi eşitlik (4.4) ve eşitlik (4.5) ile gösterilmiştir. Burada, a -120°'lik birim vektördür.

$$I_1 = \frac{1}{3}(I_a + aI_b + a^2I_c) \quad (4.4)$$

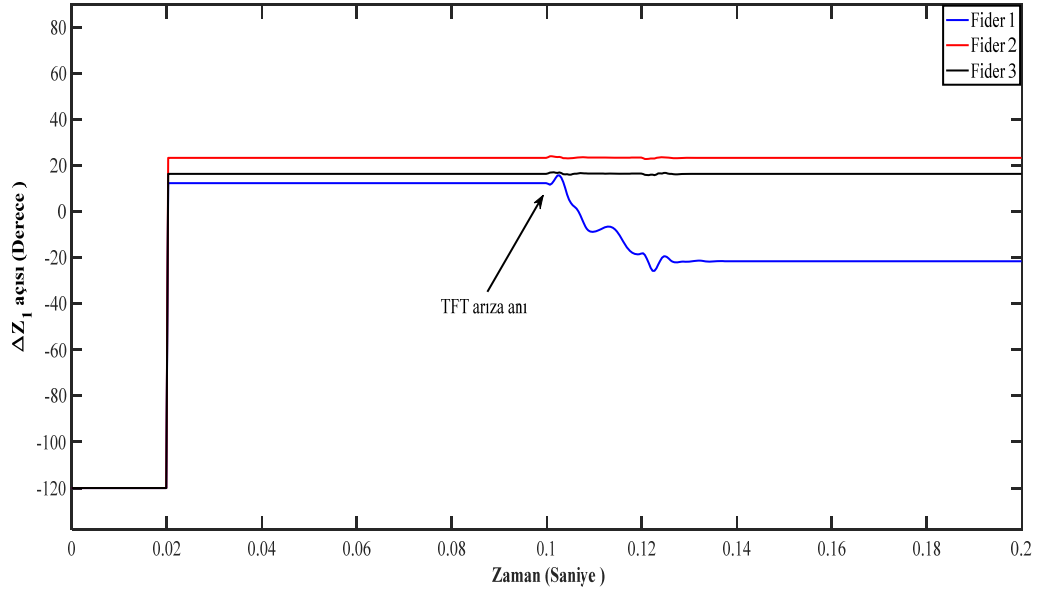
$$V_1 = \frac{1}{3}(V_a + aV_b + a^2V_c) \quad (4.5)$$

Pozitif sıra bileşeni yönlü koruma algoritmalarında kullanılmaktadır. Pozitif sıra yönlü eleman (PSYE) metodunda pozitif sıra gerilim ve pozitif sıra akımın faz açıları kıyaslanmaktadır. Pozitif sıra bileşen kullanılarak elde edilen tork ifadesi V_1 rölenin bağlı bulunduğu baranın pozitif sıra gerilimi, I_1 rölenin bağlı olduğu fiderin pozitif sıra akımı olmak üzere eşitlik (4.6) ile hesaplanmaktadır [30].

$$T_{32P} = |3V_1||3I_1|\cos(\angle V_1 - (\angle I_1 + \angle MTA)) \quad (4.6)$$

Tork değeri hesaplanırken negatif sıra gerilim vektörünün aksine saat yönün tersinde 180° döndürülmez. Faz arızalarının yönünün tespitinde ve arızalı fider seçiminde kullanılmaktadır [34]. Dengeli üç faz arızalarında negatif sıra ve sıfır sıra bileşenleri yeterli genlikte gözlemlenmediği için PSYE yöntemi kullanılmaktadır. PSYE yönteminin yük akımdan direkt etkilenmesi, tüm arıza tipleri için etkin koruma sağlayamaması gibi dezavantajları mevcuttur. PSYE methodu TFT arızasında kullanılmıştır. Fakat akım ve gerilim bileşenlerinin temel bileşenleri değil süperpoze değerleri alınmış böylece arıza anındaki akım ve gerilim değişimleri incelenmiştir [35]. Bununla birlikte çalışmalarda örnek iki fiderli radyal dağıtım sisteminde pozitif sıra yönlü elemanı metodu kullanılmıştır. TFT arızası sırasında pozitif sıra akımın değişimine bakılıp arızanın yönü tespit edilmiştir. Böylece hatalı veya sağlıklı fider ayrımı yapılabilmektedir. Bunun sonucu olarak koruma rölelerinin seçiciliği sağlanmıştır [36]. Pozitif sıra akım değişiminin yanı sıra pozitif sıra akım değerinin değişimi de bu yöntemde incelenmektedir. Pozitif sıra empedans (ΔZ_1) yönteminde temel olarak pozitif sıra akımının ve pozitif sıra geriliminin değişimi kullanılmaktadır. Pozitif sıra gerilim ve pozitif sıra akım değişiminin oranı pozitif sıra empedans değişimini vermektedir. Pozitif sıra empedans açısı arızanın yönünü teyit eder [37]. Eşitlik (4.7) ile ifade edildiği gibi pozitif sıra empedans açısı 0° ile 90° arasında olduğu durumda arıza geri yönlü olarak algılanmaktadır. Bu nedenle arızanın olmadığı fiderlerden ölçülen pozitif sıra empedans açısı bu değerler içinde olmalıdır. Aksi durumda koruma röleleri hatalı sinyal üretmektedir. TFT arızası sonucu fider başından görülen ΔZ_1 değişimi Şekil 4.4'de gösterilmiştir.

$$\arg\left(\frac{V_1}{I_1}\right) = \begin{cases} -90^\circ \text{ ile } 0^\circ \text{ ileri yönlü arıza} \\ 0^\circ \text{ ile } 90^\circ \text{ geri yönlü arıza} \end{cases} \quad (4.7)$$



Şekil 4.4: TFT arızası için ΔZ_1 açısı değişimi.

Şekil 4.4'de görüldüğü gibi TFT arızasının gerçekleştiği fiderde ΔZ_1 açısı değişimi negatiftir. Bu nedenle hat başında bulunan koruma rölesi için arıza ileri yönlü algılanıp açtırma sinyali kesiciye gönderilmektedir. Bununla birlikte ikinci ve üçüncü fiderlerde ΔZ_1 açısı değişimi pozitifdir. Bu nedenle ikinci ve üçüncü fiderde bulunan yönlü röleler için arıza geri yönlü algılanır ve açma sinyali üretilmesi engellenir.

4.4. Negatif Sıra Yönlü Eleman Yöntemi

Negatif sıra bileşeni üç temel simetrik bileşenden birisidir. Sistemde meydana gelen dengesizliklerde görülmektedir. Yükte meydana gelen dengesizlikte ve sistemde gerçekleşen arıza durumunda negatif sıra bileşen oluşmaktadır. Arızalı durumda negatif sıra bileşen oluştuğu için arıza tespitinde negatif sıra bileşen büyüklüğünden faydalanılmaktadır. Faz bileşenlerinden negatif sıra bileşene geçiş işlemi eşitlik (4.8) ve eşitlik (4.9) ile hesaplanmaktadır.

$$I_2 = 1 \frac{1}{3} (I_a + a^2 I_b + a I_c) \quad (4.8)$$

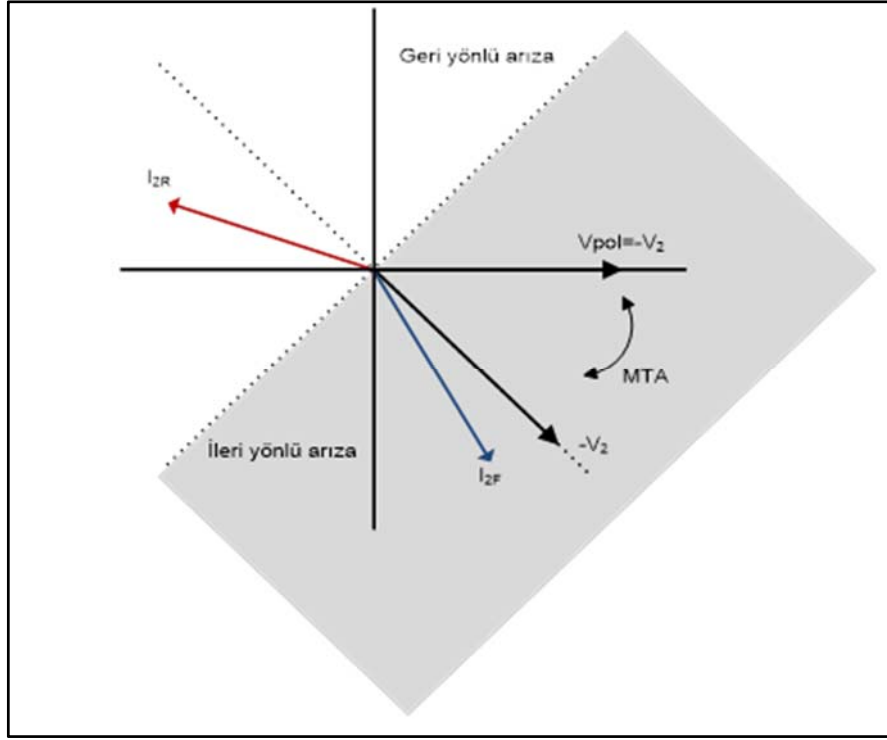
$$V_2 = \frac{1}{3}(V_a + a^2V_b + aV_c) \quad (4.9)$$

Negatif sıra bileşen kullanılarak faz-faz, faz-toprak ve iki faz-toprak arızaları tespit edilebilir. Bununla birlikte dengeli üç faz arızasında negatif sıra ölçülmez. Sistemde meydana gelen maksimum negatif sıra bileşen değeri tam dengesiz olduğu durumda elde edilir. Bu değer dengeli durumdaki pozitif sıra bileşenine eşittir. Yük akımına göre yapılan röle ayarlarında bu hususa dikkat etmek gerekmektedir.

Negatif sıra bileşen yönlü koruma algoritmalarında kullanılmaktadır. Bu yöntem negatif sıra yönlü eleman (NSYE) yöntemidir. NSYE yönteminde referans büyüklük ilgili baradan ölçülen negatif sıra gerilimidir. İşletme büyüklüğü aynı barada hatbaşından ölçülen negatif sıra akımıdır [38]. Elektromekanik rölelerde hesaplanan tork değerinin işareti arızanın yönü hakkında bilgi taşımaktadır. Tork değerinin pozitif olması ileri yönlü arıza olduğunu, tork değerinin işaretinin negatif olması geri yönlü arıza olduğunu göstermektedir. T32Q olarak isimlendirilen negatif sıra bileşen temelli torkun değeri V_2 rölenin bağlı bulunduğu baranın negatif sıra gerilimi, I_2 rölenin bağlı olduğu fiderin negatif sıra akımı olmak üzere eşitlik (4.10) ile hesaplanmaktadır [30].

$$T32Q = |3V_2||3I_2|\cos(\angle - V_2 - (\angle I_2 + MTA)) \quad (4.10)$$

Tork değeri hesaplanırken negatif sıra gerilim vektörü saat yönün tersinde 180° döndürülmektedir. Dijital ve nümerik koruma rölelerinde koruma algoritması ise açı kontrollü mantığı ile çalışmaktadır. Barada bulunan yönlü koruma rölesi ölçülen negatif sıra akımının referans negatif sıra gerilime göre belirlenen çalışma bölgesi içerisinde olup olmadığını kontrol eder. Eğer negatif sıra akımın çalışma bölgesinin içerisine düşerse röle arızayı ileri yön olarak görür ve açma sinyali üreterek ilgiyi kesinin açma yapması sağlanır. Aksi durumda yönlü röle açma sinyali göndermez. Negatif sıra yönlü eleman yöntemine göre elde edilen koruma rölesi karakteristiği Şekil 4.5'de gösterilmiştir. Şekil 4.5 ile gösterilen röle karakteristiği incelendiğinde negatif sıra gerilim vektörünün tersi alınmıştır. Böylece negatif sıra gerilim vektörü dördüncü bölgeye düşmektedir.



Şekil 4.5: Negatif sıra bileşen röle karakteristiği.

Sıfır sıra bileşene göre yapılan koruma yöntemleri karşılıklı endüktanstan etkilenmektedir. Bunun yanı sıra ölçüm sistemlerinin gelişmesi ile birlikte negatif sıranın doğru bir şekilde ölçülmektedir. Bu nedenle NSYE yönteminin kullanımı hızla artmaktadır. Paralel hatlarda ve ortak baradan beslenen çoklu fider yapısına sahip dağıtım sistemlerinde kullanılmaktadır [39], [40]. Birincil koruma yöntemi olarak kullanılmasının yanı sıra sıfır sıra bileşenlere göre yapılan koruma yöntemlerinin destek koruması olarak da kullanılmaktadır. Bunun yanı sıra nötr noktası izole tek fiderli sistemlerde TFT arızası sırasında hat başında sıfır sıra akım değeri sıfırdır. Bu nedenle hat başında bulunan fiderde sıfır sıra yerine negatif sıra akım bilgisinin kullanılması gerekmektedir. NSYE yönteminin diğer büyük handikapı üçgen bağlı yüklerde sistemin dengesiz olduğu durumda negatif sıra bileşen gözlemlenmesidir. Bu nedenle negatif sıra bileşen sıfır sıra bileşenin destek koruması olarak kullanılmaktadır. Bununla birlikte düşük kablo mesafesi ve yüksek topraklama direnç değerinde negatif sıra bileşen genliği koruma rölesinin ayar değerinden düşük olmaktadır. Bu nedenle NSYE yöntemi dezavantaj oluşturmaktadır. Nümerik rölelerin gelişmesi ile birlikte NSYE yöntemi negatif sıra empedans yöntemine dönüşmüştür. Bu yöntem ilk olarak SEL 321 koruma rölesinde koruma algoritması olarak

kullanılmıştır [41]. SEL 321 rölesi eşitlik (4.11) ile belirtilen ifadeye göre negatif sıra empedans değerini eşik değerleri ile kıyaslamaktadır.

$$Z_2 = \frac{V_2}{I_2} \quad (4.11)$$

Eşitlik (4.11) ile hesaplanan Z_2 değerinin işareti arızanın yönünü teyit etmektedir. Buna göre Z_2 'nin pozitif değerleri için arıza röle tarafından geri yönlü olarak algılanmaktadır. Z_2 'nin negatif değeri için arıza röle tarafından ileri yönlü olarak algılanmaktadır.

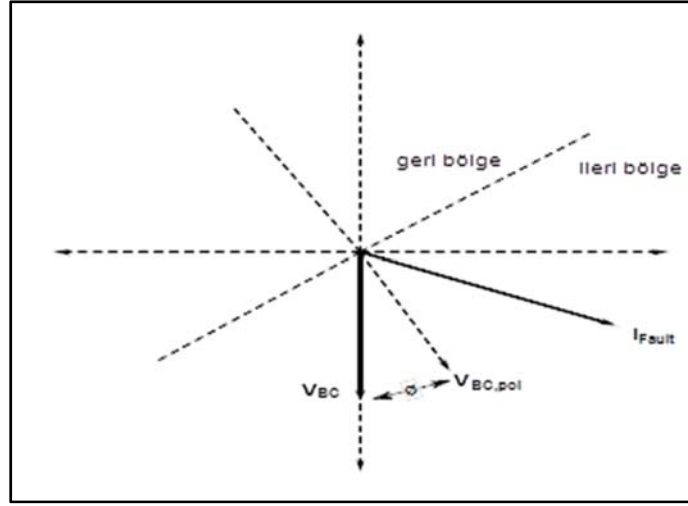
4.5. Karşılıklı Polarizasyon Yönlü Eleman Yöntemi

Karşılıklı polarizasyon (cross polarization) yönlü eleman (KPYE) yöntemi 1950 yılında Sonneman tarafından önerilmiş yönlü koruma yöntemidir [42]. KPYE yöntemi elektromanyetik rölelerde, nümerik rölelerde ve dijital rölelerde sıklıkla kullanılan bir yöntemdir. KPYE yönteminde arızanın gerçekleşmediği sağlıklı fazların gerilimi referans sinyal olarak kullanıldığı için karşılıklı polarizasyon yöntemi olarak isimlendirilmiştir. A fazında gerçekleşen arızada referans sinyal olarak V_{BC} hat gerilimi referans sinyal olarak kullanılmaktadır. Bununla birlikte I_A faz akımı işletme sinyali olarak kullanılmaktadır. Bu durumda T_{cp} KPYE yöntemi ile koruma rölesi tarafından üretilen tork V_{BC} B ve C fazlarının vektörel farkı, I_A A fazının akımı, β ise V_{BC} ve I_A arasındaki açı farkı olmak üzere eşitlik (4.12) ile hesaplanmaktadır [11].

$$T_{cp} = |V_{BC}| \cdot |I_A| \cdot \cos(\beta - 90^\circ) \quad (4.12)$$

Tork ifadesinin işaretine göre arızanın yönü belirlenmektedir. Tork işaretinin pozitif çıkması ileri yönlü arızayı, tork işaretinin negatif çıkması geri yönlü arızanın olduğunu belirtmektedir.

Karşılıklı polarizasyon yönteminin TFT arızası altında vektör diyagramı Şekil 4.6'da gösterilmiştir. Burada θ rölenin açısı ayarıdır. Genel olarak bu ayar MTA ayarı olarak isimlendirilir. Açısı ayarı ile birlikte KPYE yönteminin çalışma aralığını belirlemektedir. MTA; I_F arıza akımı, V_A referans geriliminden, 60° geride olduğu durumda gerçekleşmektedir.



Şekil 4.6: TFT arızası için V_{BC} - I_A rölesi.

Yönlü koruma rölesinin bağlantısı için yük açısı, arıza akımı açısı ve topraklama direncinin etkisi bilinmelidir. Bu büyüklüklerde meydana gelecek herhangi bir değişiklik tork açısının değişmesine neden olmaktadır. Elektromanyetik rölelerde meydana gelen her değişiklik için rölenin bağlantısının değiştirilmesi çok zahmetli olduğu için belli bağlantı şekilleri geliştirilmiştir. Farklı MTA değerleri için farklı tipte röle bağlantıları geliştirilmiştir.

Literatürde sıklıkla kullanılan röle bağlantıları Tablo 4.1’de özetlenmiştir. Elektromanyetik rölelerde kullanılan MTA değeri gelenekselleşmiş ve dijital rölelerde de aynı isimle anılmasına sebep olmuştur. Bununla birlikte dijital rölelerde röle ayar ekranına MTA değeri girilerek çalışma aralığı belirlenebilir.

Tablo 4.1: Farklı tipte röle bağlantıları.

Bağlantı Tipi	Faz	İşletme Büyüklüğü (I_{op})	Referans Büyüklük (V_{pol})
90°/30°	A	I_A	$V_{BC}+30^\circ$
	B	I_B	$V_{AC}+30^\circ$
	C	I_C	$V_{AB}+30^\circ$
90°/45°	A	I_A	$V_{BC}+45^\circ$
	B	I_B	$V_{AC}+45^\circ$
	C	I_C	$V_{AB}+45^\circ$

KPYE yöntemi üç faz dengeli arızaları algılamakta oldukça başarılıdır. Sıklıkla kullanılması ve her arıza tipinde kullanılması avantajı bulunmaktadır. Bununla birlikte bu yöntemin önemli bir dezavantajı bulunmaktadır. İleriye arızayı algılaması ile

birlikte, TFT arızası sırasında arızayı geri fazda algılamamaktadır. Böylece arızalı fider için arızanın ileri yönlü olduğu belirlenir ve hat başında bulunan röle ilgili kesiciye açtırma sinyali gönderir. Bununla birlikte sağlıklı fiderler arızayı geri yönlü algılamamaktadır [43]. Bu durumda sistem seçici koruma sağlayamamaktadır.

4.6. Wattmetrik Yönlü Eleman Yöntemi

Elektrik güç sisteminde gerçekleşen TFT arızasını tespit etmek ve yönünü belirlemek için geliştirilen bir diğer yöntem wattmetrik yönlü eleman (WYE) yöntemidir Arızalı fiderin negatif aktif güç ürettiği, sağlam fiderlerin ise aktif güç tükettiği teorisine dayanmaktadır [44]. Bu yöntemin etkin bir şekilde çalışabilmesi için ölçüm trafolarından elde edilen akım ve gerilim bilgisinin açığı hatasız ölçmesi gerekmektedir [45]. Elektrik güç sistemlerinde ani güç ifadesi eşitlik (4.13) ile hesaplanmaktadır.

$$p_0(t) = V_0(t) \cdot I_0(t) \quad (4.13)$$

Eşitlik (4.13) ile ifade edilen ani güç ifadesinin bir periyot boyunca integrali alınıp, periyot değerine bölünmesi ile ortalama güç ifadesi elde edilir. Elde edilen ortalama güç eşitlik (4.14) ile belirtilmiştir.

$$P_0 = \frac{1}{T} \int_0^T p_0(t) dt \quad (4.14)$$

Dengeli durumda gerilim ve akım bileşenleri sabit veya periyodiktir. Bu nedenle dengeli durumda integral değeri sıfırdır. Bununla birlikte arıza durumunda gerilim ve akım bileşenlerinde değişim olmaktadır. Akım ve gerilim değişmesi ile birlikte ani güç ve integral değeri sıfırdan farklı değerler almaktadır. Bu fenomenen yararlanılarak wattmetrik röle geliştirilmiştir. Geliştirilen wattmetrik rölenin matematiksel ifadesi eşitlik (4.15) ile ifade edilmektedir.

$$W = Re\{V_0 \cdot I_0^*\} \quad (4.15)$$

Burada röle tarafından hesaplanan W değeri belirlenen eşik değerinin pozitif ve negatif değeri ($+£$ ve $-£$) ile kıyaslanmaktadır. Eşit değeri $W > +£$ ise arıza geri yönlü olarak belirlenir. Bununla birlikte $W < -£$ ise arıza ileri yönlü olarak belirlenir. Rölenin eşik değeri, dengesizlik durumunda hatalı çalışmasının engellemek için sıfır sıra gerilimi nominal gerilimin yaklaşık %20'sine ayarlanır. Bunun yanı sıra tezde önerilen arıza tespiti yöntemi de kullanılabilir. WYE yöntemi tüm topraklama tiplerinde kullanılabilir. Bununla birlikte yüksek empedanslı arızalarda (high impedance fault) arızanın teyidi konusunda efektif değildir.

Literatürde araştırılması yapılan yönlü koruma yöntemlerinin belli kriterlere göre avantaj ve dezavantajları Tablo 4.2'de özetlenmiştir. Tablo 4.2'den görüldüğü gibi tüm arıza tipleri için geçerli ve etkin bir yöntem bulunmamaktadır. Bununla birlikte ger bir yöntemin maliyet açısından da farkları bulunmaktadır. Herhangi bir yöntemin dezavantajını gidermek için geliştirilen yöntemde kendi içerisinde dezavantajlara sahip olduğu görülmektedir.

Tablo 4.2: Yönlü koruma yöntemlerinin kıyas tablosu.

Yöntem	Gerekli Büyüklük	Referans Sinyal	MTA Ayarı	Avantaj	Dezavantaj
APYE	Sadece nötr akımı	Nötr Akımı	Gerekli	Tek büyüklük. Gerilim trafosuna ihtiyaç yok.	Uzak arızalarda etkisiz.
GPYE	Nötr gerilimi	Nötr Gerilimi	Gerekli	Uzak arızalarda etkili.	İlave ölçü trafosu.
PSYE	Pozitif sıra akım ve gerilim	Akım ve/veya Gerilim	Gerekli Değil.	Üç faz arızalarında her bir faz rölesi yerine tek röle.	TFT arızasında geri arızayı algılamakta sorunlu.
NSYE	Negatif sıra akım ve gerilim	Akım ve/veya Gerilim	Gerekli	Sıfır sıranın problemlerinin giderilmesi.	Üç faz arızalarında yeterli değil.
KPYE	Hat gerilimi ve faz akımı	Hat Gerilimi	Gerekli	Üç faz arızalarında etkili.	TFT arızasında geri arızayı algılamakta sorunlu.
WYE	Aktif güç	Aktif Güç	Gerekli Değil	Tüm topraklama tiplerinde ve arızalarında kullanılabilir.	Yüksek empedans arızalarında etkili değildir. Ölçümü maliyetlidir.

Literatürde kullanılan yönlü koruma yöntemlerinin Tablo 4.2'dekine ek olarak arıza mesafesi, kullanılan kablo uzunluğu ve nötr noktasının topraklama direnç değeri parametrelerine göre analizi beşinci bölümde detaylı olarak gerçekleştirilip benzer kıyas tablosu hazırlanması hedeflenmiştir.

Tablo 5.1: Kablo uzunluğu senaryoları.

Kablo Mesafesi	L (Km)	L ₁ (Km)	L ₂ (Km)
Kısa	2 km	1.2 km	1.6 km
Orta	10 km	6 km	8 km
Uzun	20 km	12 km	16 km

Kablo mesafesine ek olarak parametrik analizlerde altı farklı arıza noktası için sürekli halde gerçekleşen TFT arızaları incelenmiştir. Arıza sonucunda röleler tarafından görülen büyüklükler (akım, güç, empedans) yönlü koruma yöntemlerinde kullanılmıştır.

Modellenen dağıtım sisteminde rölelerin seçici ve uygun koruma koordinasyonunda çalışması sabit zamanlı röle karakteristiği için Tablo 5.2’de özetlenmiştir. Örneğin F₂ noktasında gerçekleşen TFT arızası sonucu arızanın gerçekleştiği koruma bölgesinde CB2 ve CB1 röleleri bulunmaktadır. Bu nedenle bu röleler dışında bulunan rölelerin arızayı algılamaması gerekmektedir. Arızayı CB1 ve CB2 röleleri algılamalıdır ve CB2 rölesi CB1’den daha önce açma sinyali gönderip, kesicisinin açma yapmasını sağlanmalıdır. Bununla birlikte F₅ noktasında gerçekleşen TFT arızası için ilk önce açma sinyali üretmesi gereken röle CB5 rölesi olmalıdır. CB2 ve CB1 röleleri CB5 rölesinin sinyal üretmemesi durumunda yedek koruma (back-up protection) sağlamalıdır.

Tablo 5.2: Seçici koruma ve koordinasyon için röle çalışma süreleri.

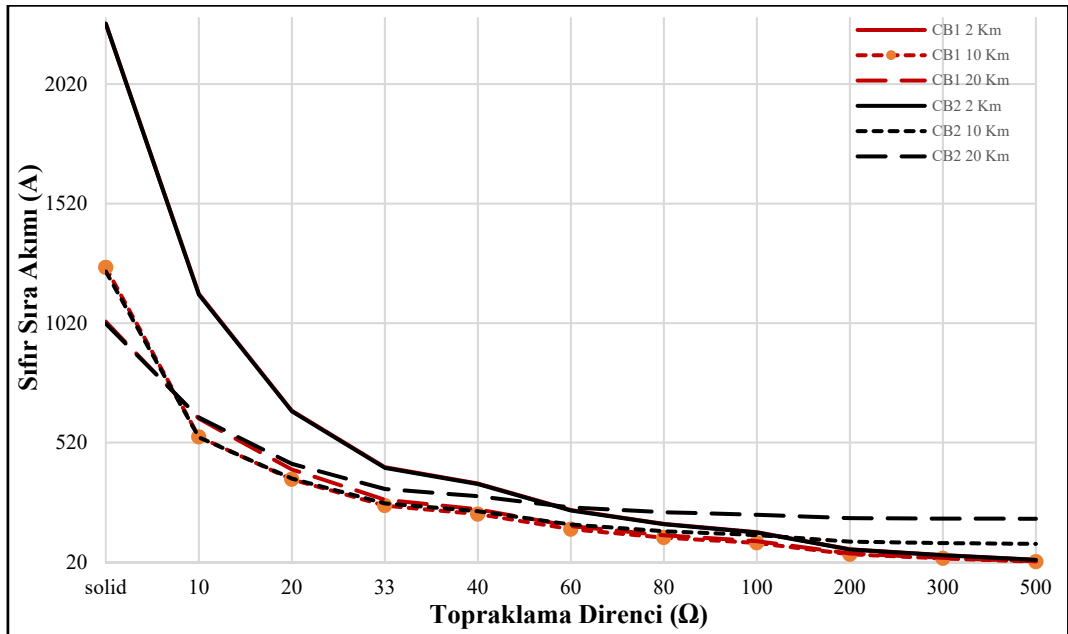
	CB1	CB2	CB3	CB4	CB5	CB7	CB9
F ₁	0.7	0.4	0	0	0.1	0	0
F ₂	0.7	0.4	0	0	0	0	0
F ₃	0.7	0	0.4	0	0	0.1	0
F ₄	0.7	0	0.4	0	0	0	0
F ₅	0.7	0	0	0.4	0	0	0.1
F ₆	0.7	0	0	0.4	0	0	0

5.1. APYE Yönteminin Dağıtım Sistemine Uygulanması

APYE yöntemi dağıtım sistemine uygulanmadan önce basit yönsüz yöntem ile sistemin seçici çalışacağı aralık topraklama direnci ve kablo mesafesi cinsinden belirlenmiştir.

APYE yönteminde işletme akımı sıfır sıra akım olduğu için tüm durum senaryolarında hat başlarından görülen sıfır sıra akımlar elde edilmiştir. Örnek bir arıza noktası için (F_2) kablo mesafesi ve topraklama direncine göre sıfır sıra akım değişimleri gösterilmiştir. F_2 noktasında gerçekleşen TFT arızası için CB1 ve CB2 röleleri koruma bölgesinde yer alan rölelerdir. Bu nedenle sadece bu rölelerin çalışması gerekmektedir. Diğer röleler koruma bölgesi dışındadır. Diğer rölelerin çalışması seçici korumanın sağlanamamasına sebebiyet vermektedir.

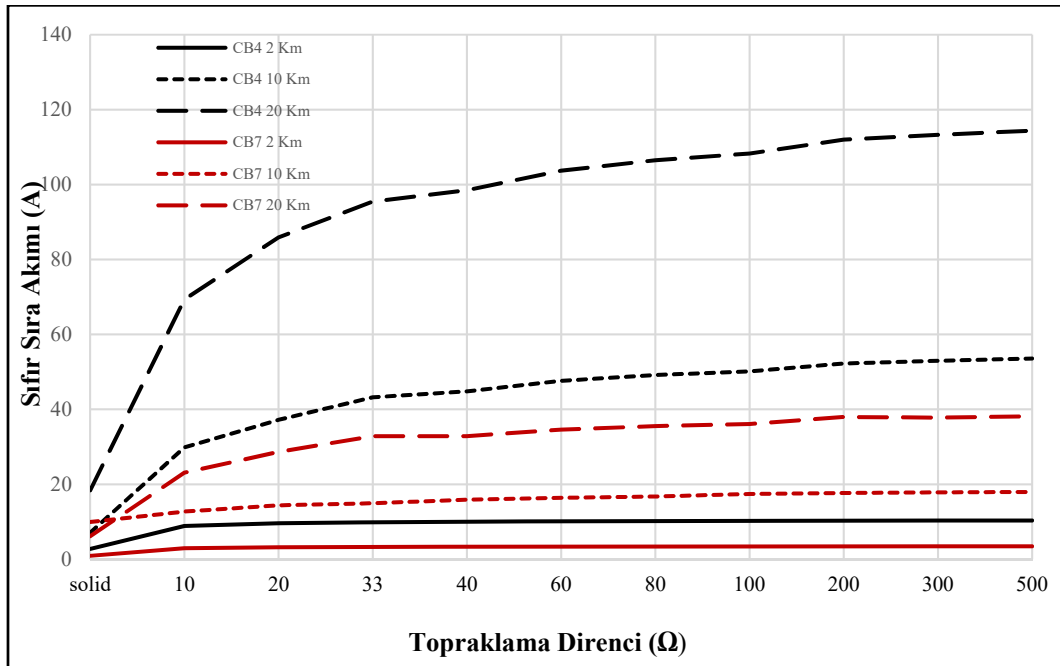
Tablo 5.1’de verilen üç farklı kablo mesafesi durumu için koruma bölgesinde bulunan CB1 ve CB2 rölelerin sıfır sıra akım değişimleri topraklama direnci ve kablo mesafesine bağlı olarak değişimi Şekil 5.2’de gösterilmiştir. CB1 ve CB2 akım eğrileri incelendiğinde 2 km uzunluğundaki kablo şebekesi için akım genliklerinin benzer olduğu görülmektedir. Kablo şebekesinin 10 km olduğu durumda 200 Ω ve üzeri değerinde, kablo şebekesinin 20 km olduğu durumda 40 Ω ve üzeri değerinde akım genliklerinin farklılaştığı görülmektedir.



Şekil 5.2: F_2 TFT arızasının koruma bölgesindeki rölelerin akım değişimi.

Şebekede kullanılan kablo mesafesinin kısa olduğu durum senaryosunda hem CB1 rölesinin hem de CB2 rölesinin sıfır sıra akım değeri azalmaktadır. Akım değerinin azalmasının yanı sıra arızanın görüldüğü rölelerde CB2 rölesi 300 Ω 'dan büyük değerlerde arıza akımının eşik değerinin (40 A) altında gördüğü için açma yapamamaktadır. Bununla birlikte CB1 rölesi 200 Ω 'dan büyük değerlerde arızayı

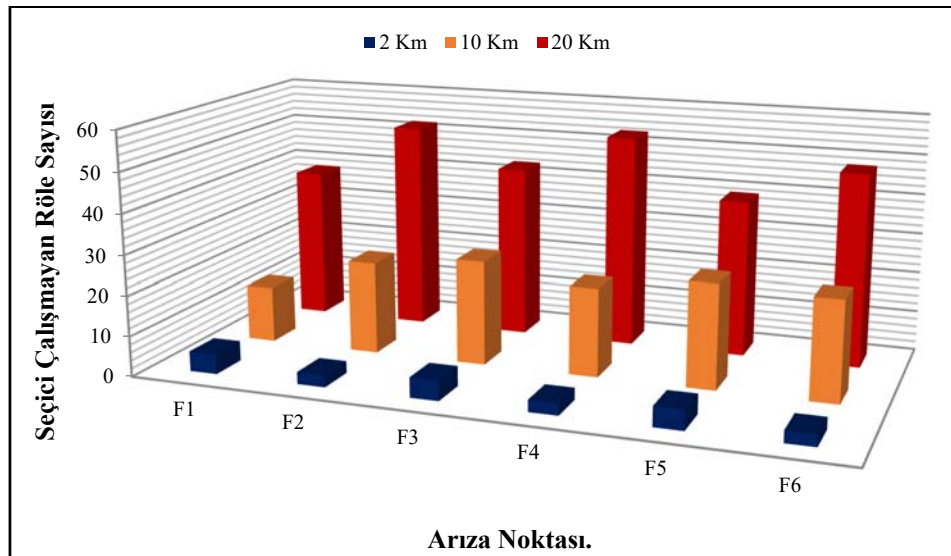
ayarlanan eşik akım değerinden (80 A) düşük olduğu için görememektedir. Şebekede kullanılan kablo mesafesinin orta uzunlukta olduğu durum senaryosunda CB1 ve CB2 rölesi 200 Ω 'dan büyük değerlerde arıza akımını görememektedir. Uzun kablo mesafesinde CB1 rölesi diğer iki kablo uzunluğundaki davranışını devam ettirmektedir. Bununla birlikte CB2 rölesi ise kapasitif akımların etkisi ile diğer durumlardan daha farklı davranmaktadır. Şekil 5.2'den görüldüğü gibi diğer kablo mesafelerinden farklı olarak yüksek topraklama direnç değerlerinde eşik değerinin üzerinde sıfır sıra akımları görülmektedir. Böylece yüksek topraklama direnci ve yüksek kablo mesafelerinde CB2 rölesi arızayı görebilmektedir. Tablo 5.1'de verilen üç farklı kablo mesafesi durumu için koruma bölgesi dışında bulunan CB4 ve CB7 rölelerin sıfır sıra akım değişimleri topraklama direnci ve kablo mesafesine bağlı olarak değişimi Şekil 5.3'de gösterilmiştir. F₂ noktasındaki TFT arızasının seçici olabilmesi için koruma bölgesi dışında bulunan rölelerin açma sinyali üretmemesi gerekmektedir.



Şekil 5.3: F₂ TFT arızası koruma bölgesi dışında bulunan rölelerin akım değişimi.

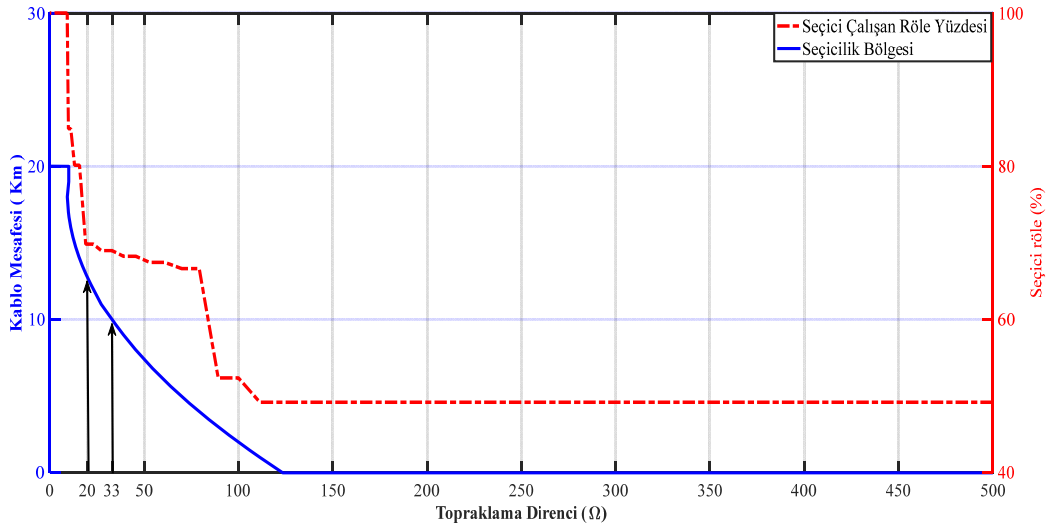
Şekil 5.3'den görüldüğü gibi topraklama direncinin artması ile birlikte koruma bölgesi dışında bulunan röleler tarafından görülen sıfır sıra akım genliği artmaktadır. Bununla birlikte bu artış kablo mesafesine göre farklılık göstermektedir. Bu nedenle kablo mesafesine göre grafiğin yorumlanması gerekmektedir. Şebekede kullanılan

kablo mesafesinin kısa olduğu durum senaryosunda hem alt akım bölgesinde bulunan CB7 rölesi hem de üst akım bölgesinde bulunan CB4 rölesi ayarlanan eşik değerini aşmamaktadır. Böylece kısa kablo mesafesinde seçicilik sağlanmaktadır. Şebekede kullanılan kablo mesafesinin orta uzunlukta olduğu durum senaryosunda alt akım yolunda bulunan CB7 rölesi hatalı açmaya neden olmaktadır. Bununla birlikte üst akım yolunda bulunan CB4 rölesi 33 Ω ve daha yüksek topraklama direnç değerlerinde eşik akımının üzerinde sıfır sıra akımı görmektedir. Bu durum koruma rölesinin 33 Ω ve daha yüksek topraklama direnç değerlerinde açma sinyalinin üretilmesine ve seçiciliğin kaybolmasına sebep olmaktadır. Uzun kablo mesafesinde en yüksek sıfır sıra akım artışı olmaktadır. Hem alt akım yolunda bulunan CB7 rölesi hem de üst akım yolunda bulunan CB4 rölesi 10 Ω ve daha yüksek topraklama direnç değerlerinde ayarlanan eşik akım değerinin üzerinde arıza akımı görmektedir. Bu durum koruma rölesinin 10 Ω ve daha yüksek topraklama direnç değerlerinde açma sinyalinin üretilmesine ve seçiciliğin kaybolmasına sebep olmaktadır. Böylece 10 Ω gibi düşük direnç değerli sistemde dahi kablo mesafesinin uzun olmasında dolayı seçici korumanın sağlanamadığı görülmüştür. Simülasyon çalışmaları diğer 5 arıza noktası ve 11 topraklama direnç değeri için gerçekleştirilmiştir. Bunun sonucunda arıza noktasına bağlı olarak seçici çalışmayan röle sayısının kablo mesafesine göre değişimi Şekil 5.4’de gösterilmiştir. Şekil 5.4’de görüldüğü gibi kablo mesafesinin uzaması ile birlikte seçici çalışmayan röle sayısı artmaktadır.



Şekil 5.4: Arıza noktasına göre seçici çalışmayan röle sayısı.

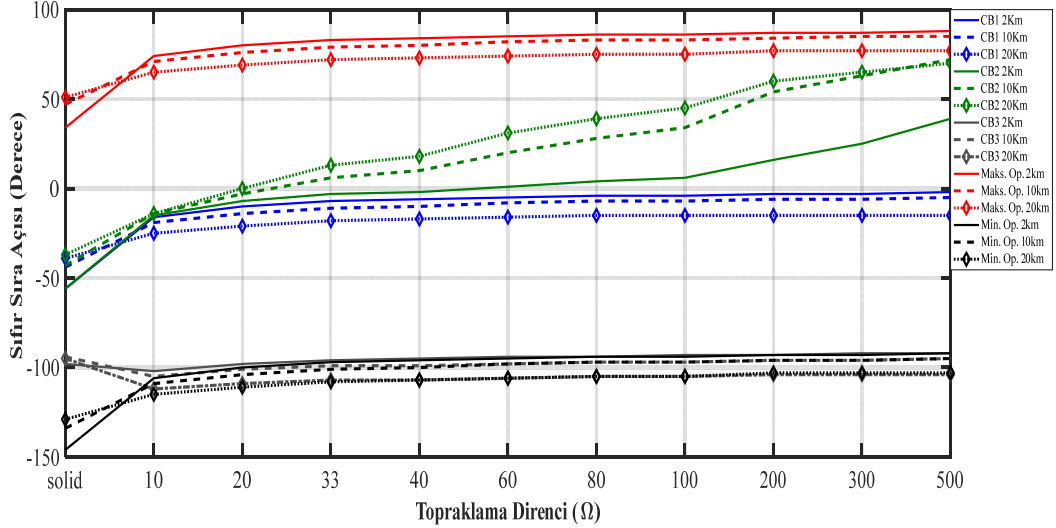
Yönsüz koruma rölesi kullanılarak yapılan sıfır sıra akım genliği analizleri sonucu seçici korumanın kablo boyu ve topraklama direncinden etkilendiği gösterilmiştir. Bununla birlikte modellenen dağıtım sisteminde yönsüz koruma rölesi kullanılarak seçiciliğin sağlandığı alan topraklama direnci ve kablo mesafesine bağlı olarak değişimi Şekil 5.5’de gösterilmiştir. Sistem operatörü Şekil 5.5’de gösterilen eğrinin altında kalan alanda basit yönsüz koruma rölesi kullanabilmektedir. Böylece bu alanda seçici koruma sağlanmaktadır. Ülkemizde yaygın olarak kullanılan 20 Ω topraklama direncinin kablo şebekesinin 14 km’den daha uzun olduğu durumda seçicilik problemine sebep olduğu görülmektedir. Bununla birlikte kablo şebekesinin 20 km uzunluğunda olduğu durumda 10 Ω gibi düşük topraklama direncinde dahi seçiciliğin kaybedildiği gösterilmiştir. Eğrinin altında kalan bölgeye düşen durum senaryolarında örneğin 4 km uzunluktaki kablo şebekesinde topraklama direncinin yaklaşık 33 Ω olduğu durumda yönlü koruma rölesi kullanmasına zorunlu kılınmamaktadır. Bu tercih tamamen sistem operatörünün inisiyatifine bırakılmıştır. Bununla birlikte eğrinin üzerinde düşen kablo mesafesi ve topraklama direnç değerlerinde yönlü koruma kullanılması elzemdir.



Şekil 5.5: Geleneksel yönsüz yöntem ile seçici bölgeler.

Geleneksel yönsüz koruma rölesi ile yapılan seçicilik ve koruma koordinasyonunun topraklama direnci ve kablo şebekesinin uzunluğuna bağlı olarak seçicilik problemleri oluşturduğu bir önceki bölümde gösterilmişti. Seçiciliğin sağlanamadığı bölgelerde seçiciliği ve koruma koordinasyonunu sağlamak için akım ve zaman bilgisinin yanı sıra açılı bilgisinin de kontrol edilmesi gerekmektedir. Bununla

birlikte APYE yönteminde sadece açı bilgisinin kontrol edilmesi yeterli değildir. Şekil 5.6’da açı ayarı yapılmadığı durumda APYE yönteminin F₂ TFT arızası sırasında röle performanslarının farklı topraklama direnci ve kablo mesafesi için gösterilmiştir.



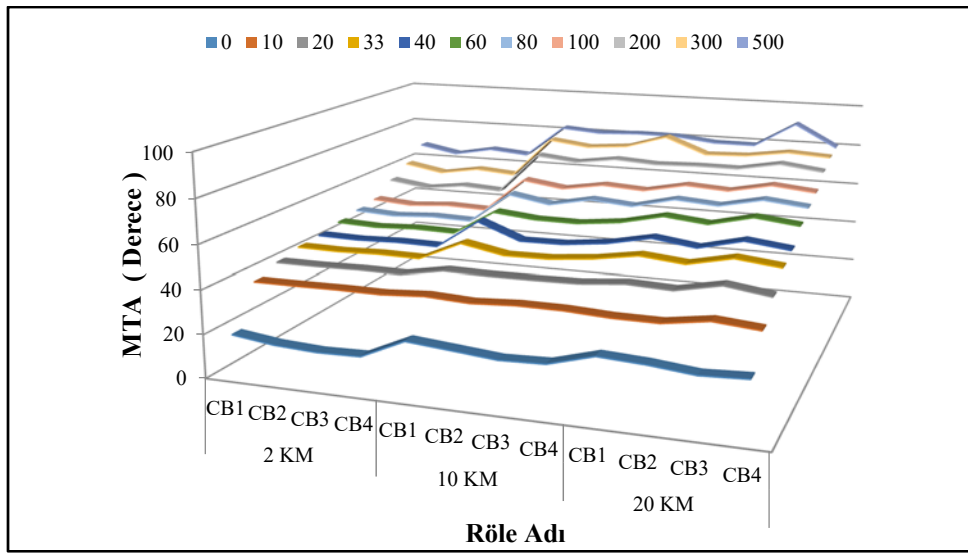
Şekil 5.6: Açı ayarsız F₂ TFT arızasında APYE yöntemi.

F₂ TFT arızasının sırasında seçici korumanın sağlanması için sadece CB1 ve CB2 röleleri arızayı ileri yönlü görmelidir. Diğer röleler hiçbir şartta arızayı algılamamalıdır veya ters yönlü görmelidir. Bununla birlikte APYE yöntemi açı ayarsız kullanıldığı durumda CB1 ve CB2 rölelerinin hat başından ölçülen sıfır sıra akım açısı tüm topraklama direnç ve kablo mesafesi değerinde minimum ve maksimum çalışma bölgesi içerisine düştüğünden dolayı arızayı ileri yönlü olarak görmektedir. Bununla birlikte arızayı görmemesi veya geri yönlü görmesi gereken CB3 rölesinin hat başından ölçülen sıfır sıra akım açısı minimum ve maksimum çalışma bölgesi içerisine düştüğünden dolayı arızayı iler yön olarak algılamaktadır. Bu nedenle CB3 rölesi açma sinyali üretir ve bu durum seçici korumanın sağlanamamasına yol açmaktadır.

APYE yönteminin açı ayarsız seçici koruma sağlayamadığı Şekil 5.6’da örnek bir arıza noktası için gösterilmektedir. Bu durumda röle açı ayarının yapılması elzemdir. Açı ayarı için nötr noktasından geçen akım MTA kadar saat yönün tersine döndürülmüştür. MTA değerinin hesaplanması ise eşitlik (5.1) ile gerçekleştirilmiştir.

$$MTA = 90^\circ + \frac{\angle I_0 + \angle -I_{0s}}{2} - \angle I_{0G} \quad (5.1)$$

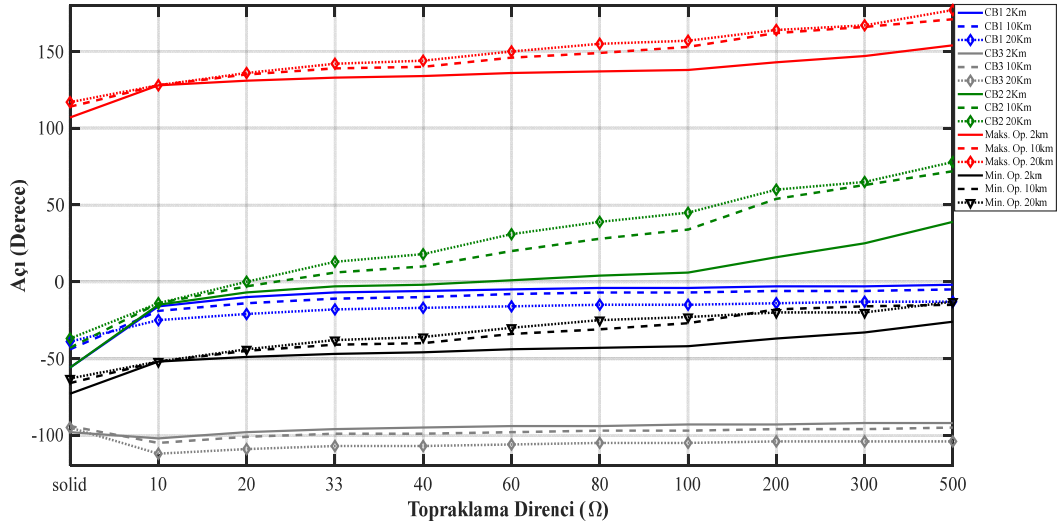
Burada; I_0 ayarı yapılan rölenin sıfır sıra akımın açısı, I_{0s} kapasitif akımların açısı, I_{0G} nötr noktasından geçen arıza akımının açısıdır. Nötr noktasından geçen arıza akımının açısı eşitlik (5.1) ile hesaplanan MTA değeri kadar saat yönünün tersine döndürülür. Döndürülen bu vektör ilgili röle için çalışma bölgesini belirlemektedir [15]. Böylece topraklama direncinin ve kablo mesafesinin etkisi açı cinsinden röleye girilmektedir. Eşitlik (5.1) kullanılarak kablo şebekesi ve topraklama direncine göre sistemde bulunan rölelerin MTA değeri hesaplanmıştır. Rölelerin MTA değeri Şekil 5.7’de gösterilmiştir.



Şekil 5.7: APYE ile MTA ayarı.

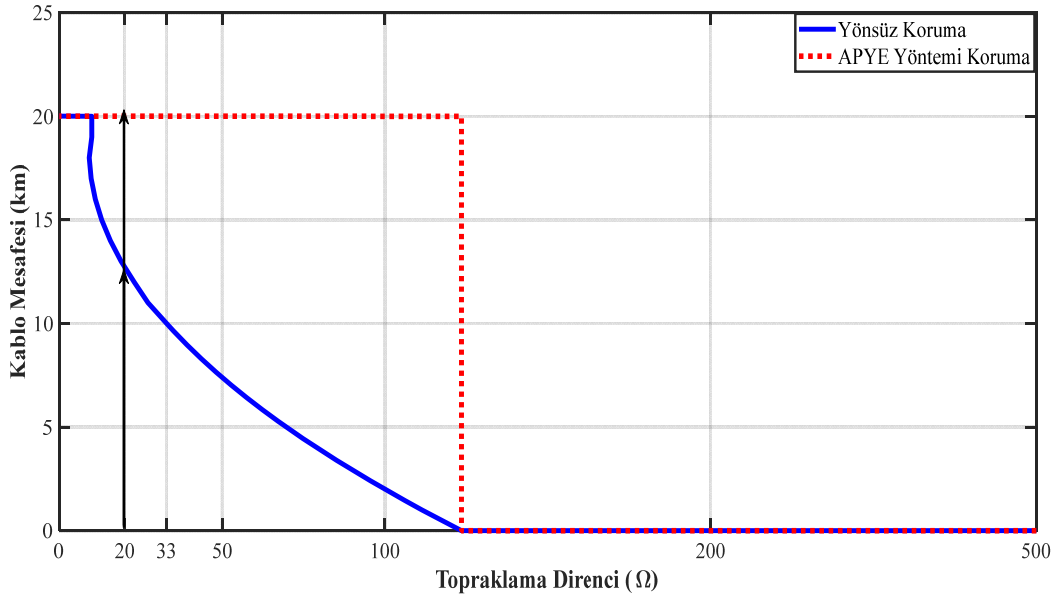
Şekil 5.7’den görüldüğü gibi CB1, CB2, CB3 ve CB4 rölelerinin MTA ayarları yapılmıştır. Bununla birlikte trafo merkezinden uzakta olan CB5, CB7 ve CB9 röleleri nötr akımını göremediği için ayarı yapılamamaktadır. APYE yöntemi kullanarak F_2 noktasında TFT arızası sırasında röle MTA ayarı yapıldığında röle performansları Şekil 5.8’de gösterilmiştir. MTA ayarsız APYE yönteminde CB3 rölesinin çalışma bölgesi içerisine düşmekteydi. Bu durum seçici korumanın sağlanamamasına sebep olmaktaydı. APYE yönteminde uygun MTA ayarı ile CB3 rölesinin hat başından ölçülen sıfır sıra akım açısı çalışma bölgesi dışında düşmektedir. Böylece seçici koruma sağlanmaktadır. Simülasyon çalışmaları diğer beş farklı arıza noktasında tüm kablo mesafesi ve topraklama direnç değerlerinde tekrar edilmiştir. Böylece APYE yöntemi kullanılarak seçici çalışma bölgesi genişletilmiştir. Bu durumda seçici

korumanın sağlanacağı topraklama direnci ve kablo mesafesi parametreleri arttırılmıştır.



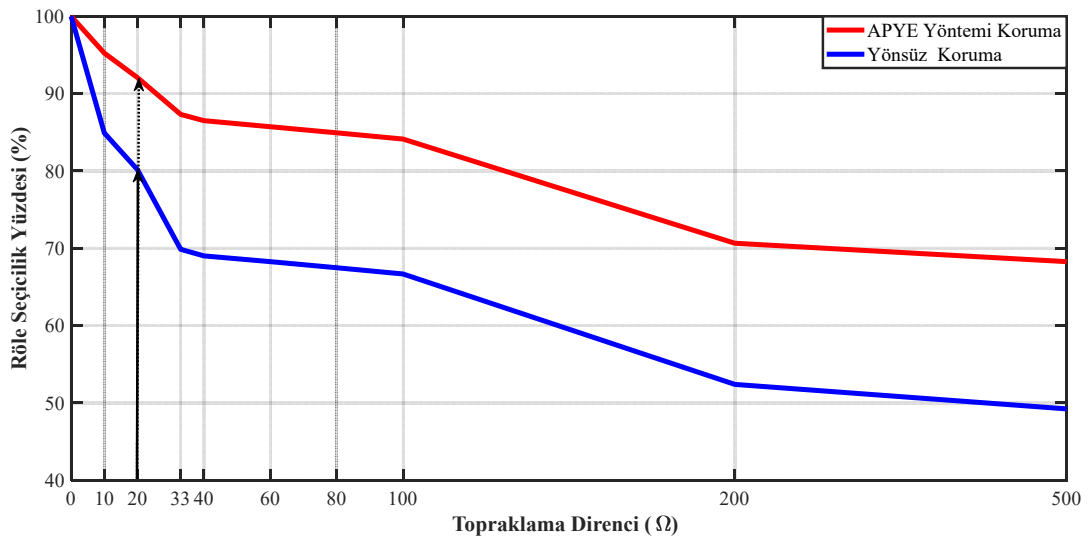
Şekil 5.8: F2 noktasını için rölelerin sıfır sıra açıları ve çalışma bölgesi.

Şekil 5.9'da yönsüz koruma için seçicilik bölgesi düz çizgi ile yönlü koruma rölesinde APYE yöntemi kullanılarak elde edilen seçicilik bölgesi ise kesikli çizgi ile gösterilmiştir.



Şekil 5.9: APYE yöntemi ile seçicilik kıyası.

Türkiye’de yaygın kullanılan 20 Ω topraklama direnci pratiği yönsüz koruma rölesinde yaklaşık 14 km kablo mesafesinde seçiciliğin kaybolmasına neden olurken, yönlü koruma rölesinde bu uzunluk 20 km uzunluğa kadar artmaktadır. Şekil 5.9’da görüldüğü gibi, APYE eleman yöntemi kullanarak yönsüz seçicilik bölgesine kıyasla daha geniş seçicilik bölgesi elde edilmiştir. Böylece daha fazla sayıda rölenin seçici çalışması sağlanabilmektedir. Bununla birlikte Şekil 5.9’da görüldüğü gibi iki koruma algoritmasında da belli bir değerden sonra seçiciliğin sağlanamadığı görülmektedir. TFT arızası sırasında CB1 rölesinde görülen sıfır sıra akımlar topraklama direncinin artması ile birlikte azalmaktadır. Bu durum CB1 rölesinin arızayı görememesine neden olmaktadır. Böylece sistemin %100 seçici çalışması sağlanamamaktadır. Bununla birlikte sistem işletmesine hangi durumlarda yönlü koruma için yatırım yapılması bilgisinin eğriden okunması sağlanmıştır. Bunun yanı sıra seçilen APYE yöntemi için koruma bölgeleri ve sınırları belirtilmiştir. Şekil 5.10’da bütün kablo mesafeleri ve arıza noktaları için topraklama direncine göre yönlü koruma rölelerinin seçicilik yüzdesinin değişimi gösterilmiştir. Buna göre basit yönsüz yöntemde 20 Ω topraklama direnci değeri için rölelerin %84’ü seçiciliğe uygun çalışmaktadır. APYE yöntemi kullanarak bu oran 20 Ω topraklama direnci için %92 değerine kadar yükseltilmiştir. Bununla birlikte 500 Ω topraklama direnci için yönsüz korumada seçicilik %49.2’den APYE yöntemi kullanarak %68 değerine yükseltilmiştir. Modellenen dağıtım sisteminde F₁, F₃ ve F₅ TFT arızaları kaynaktan çok uzak arızalardır. Bu nedenle bu arızaların neden olduğu hatalı çalışmalar APYE yöntemi ile engellenememiştir.



Şekil 5.10: İki farklı koruma yönteminin karşılaştırılması.

5.1.1. APYE Yöntemi için Sonuçlar ve Değerlendirme

Bu bölümde kablo şebekesinin mesafesinin kısa olduğu durumda basit yönsüz sabit zamanlı röle ile seçiciliğin sağlandığı gösterilmiştir. Bununla birlikte kablo mesafesinin uzaması daha düşük topraklama dirençlerinde koruma rölelerinin seçiciliğinin kaybolmasına neden olduğu gösterilmiştir. Ülkemizde yaygın olarak kullanılan 20Ω topraklama direncinin kablo şebekesinin 14 km'den daha uzun olduğu durumda seçicilik problemine sebep olduğu gösterilmiştir. Kablo şebekesinin 20 km uzunluğunda olduğu durumda 10Ω gibi düşük topraklama direncinde dahi seçiciliğin kaybedildiği gösterilmiştir. Seçiciliğin kaybedildiği bölgede APYE yöntemi önerilmiştir. MTA ayarı tüm seçici olmayan bölgeler için yapılmıştır. Böylece seçici çalışma bölgesi genişletilmiştir. Seçici çalışma bölgesinin genişlemesi ile birlikçe seçici çalışan röle yüzdesi arttırılmıştır.

5.2. GPYE Yönteminin Dağıtım Sistemine Uygulanması

Bu bölümde GPYE yönteminin dağıtım sistemindeki performansı analiz edilmektedir. Bir önceki yönteme (APYE) ek olarak nötr noktası izole sistem yapılan analizlere eklenmiştir. Topraklama direncinin değişmesi ile birlikte baralarda ölçülen sıfır sıra gerilimi (V_0) değişir. Ölçülen sıfır sıra gerilimi eşitlik (5.2) ile ifade edilebilir. Eşitlik (5.2) kullanılarak sıfır sıra geriliminin referans açısı eşitlik (5.3) ile hesaplanabilir [32].

$$V_{\text{refN}} = \sqrt{(V_{\text{refR}}^2 + V_{\text{refX}}^2)} \quad (5.2)$$

$$\theta_{\text{ref}} = \cot\left(\frac{V_{\text{refX}}}{V_{\text{refR}}}\right) \quad (5.3)$$

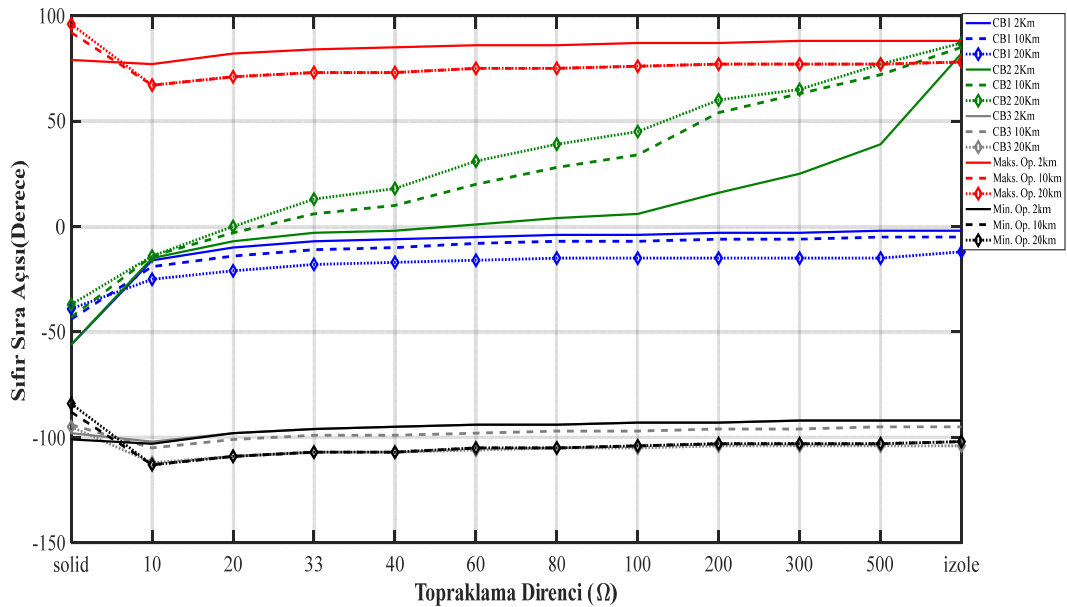
Eşitlik (5.3) ile bulunan açı ile rölenin maksimum ve minimum açısı bulunarak çalışma aralığı belirlenir.

$$\theta_{\text{max}} = \theta_{\text{ref}} + \text{MTA} + 90^\circ \quad (5.4)$$

$$\theta_{\min} = \theta_{\text{ref}} + \text{MTA} - 90^\circ \quad (5.5)$$

Röleler tarafından görülen sıfır sıra akımları eşitlik (5.4) ve eşitlik (5.5) ile bulunan çalışma aralığının içerisinde ise röleler çalışır. Aksi durumda röleler çalışmaz. Rölenin çalışmaya başlaması için sıfır sıra geriliminin belli bir değerden yüksek olması gerekmektedir. Hat sonuna bağlanan yükler yıldız bağlı olduğu durumda yüklerdeki dengesizlik sıfır sıra gerilimlerin görülmesine neden olabilmektedir. Bu nedenle algoritmanın etkin çalışması için sıfır sıra gerilimi eşik değeri yüksek bir değere set edilmelidir. Hat sonundaki yükler üçgen bağlandığı durumda yüklerde dengesizlik olsa dahi sıfır sıra gerilim görünmez. Bu çalışmada arızalı durumlar incelendiği için sıfır sıra geriliminin görülmesi arızayı tespit etmede yeterli görülmüştür.

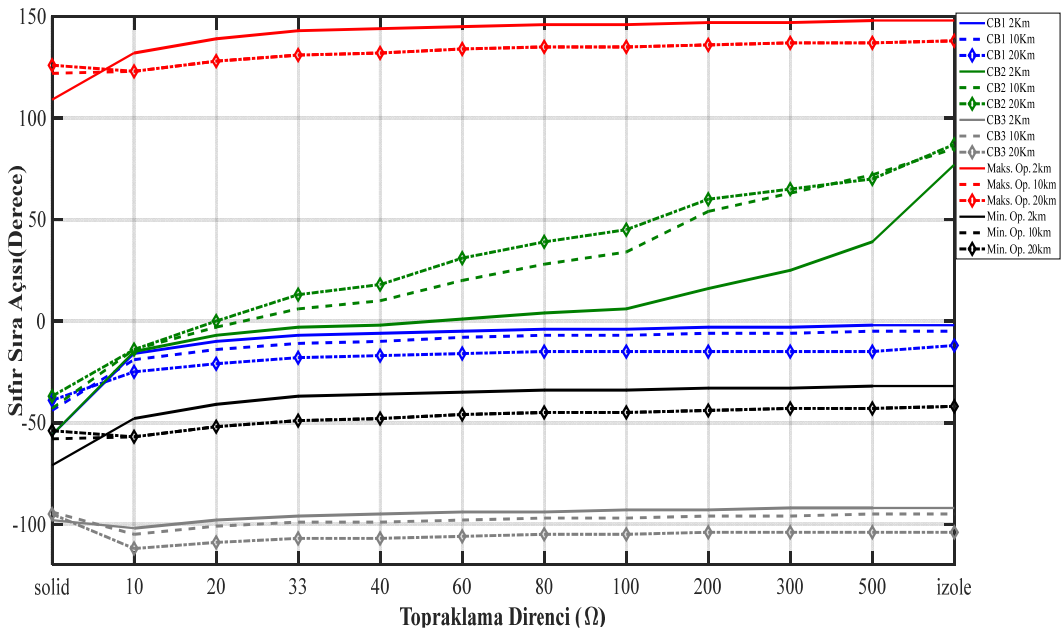
GPYE yöntemi için altı farklı arıza noktasında TFT arızaları oluşturulmuştur. GPYE yöntemi uygulanırken APYE yöntemine benzer şekilde rölelerin MTA ayarının yapılması elzemdir. Bununla birlikte rölelerin MTA ayarının yapılmadığı durumda F₂ noktasında gerçekleşen TFT arızası sırasında rölelerin sıfır sıra akım açısının değişimi kablo mesafesi ve topraklama direncine göre değişimi Şekil 5.11’de gösterilmiştir.



Şekil 5.11: F₂ TFT arızası için MTA ayarsız GPYE yöntemi.

Şekil 5.11’de görüldüğü gibi kablo mesafesinin kısa olduğu durumda sistem izole topraklandığında CB2 rölesi çalışma bölgesinin dışına düşmektedir. Bu durumda CB2 rölesi arızayı iler yön yerine geri yönlü olarak algılamaktadır. Böylece kısa

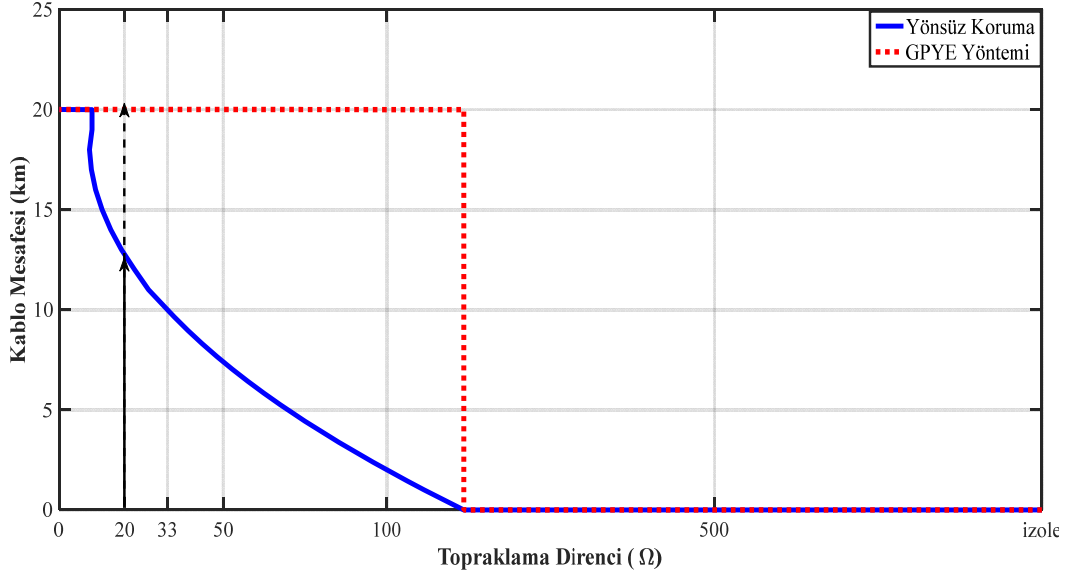
mesafeli kablo şebekesinde izole topraklı sistemde seçici koruma sağlanamamaktadır. Sistemin izole topraklı olduğu durumda kablo mesafesinin orta ve uzun mesafe senaryolarında da benzer seçicilik problemi gözlemlenmektedir. Bununla birlikte MTA ayarının yapılmaması geri yönlü algılanması gereken CB3 rölesinin ileri yönlü olarak algılanıp açma sinyali üretilmesine neden olmaktadır. Bir önceki bölümde verilen eşitlik (4.3) kullanılarak rölelerin MTA ayarı yapılmıştır. Rölelerin MTA ayarı yapıldıktan sonra GPYE yöntemi için simülasyonlar tekrar edilmiştir. GPYE yönteminin MTA ayarı yapıldıktan sonra F₂ noktasında gerçekleşen TFT arızası sırasında röleler tarafından görülen sıfır sıra akım açısının değişimi topraklama direnci ve kablo mesafesine bağlı olarak değişimi Şekil 5.12’de gösterilmiştir.



Şekil 5.12: F₂ TFT arızası için MTA ayarlı GPYE yöntemi.

Şekil 5.12’de görüldüğü gibi seçici koruma için açma sinyali üretmesi gereken CB1 ve CB2 röleleri tüm kablo mesafelerinde ve topraklama direnç değerlerinde çalışma bölgesi içerisinde bulunmaktadır. Böylece MTA ayarının yapılmadığı durumda izole topraklı sistemde meydana gelen hatalı sinyal üretme durumu MTA ayarı yapılarak giderilmiştir. Bununla birlikte MTA diğer arıza noktaları ve kablo mesafesi senaryolarının simülasyonları gerçekleştirilmiştir. Buna göre GPYE yöntemi ile elde edilen seçicilik bölgesi Şekil 5.13 ile gösterilmiştir. Şekil 5.13’den görüldüğü gibi seçici GPYE yöntemi kullanılarak çalışma bölgesi genişletilmiştir. GPYE

yöntemi ile kırmızı çizginin altında kalan durum senaryolarında sistemde tüm röleler seçici çalışmaktadır.

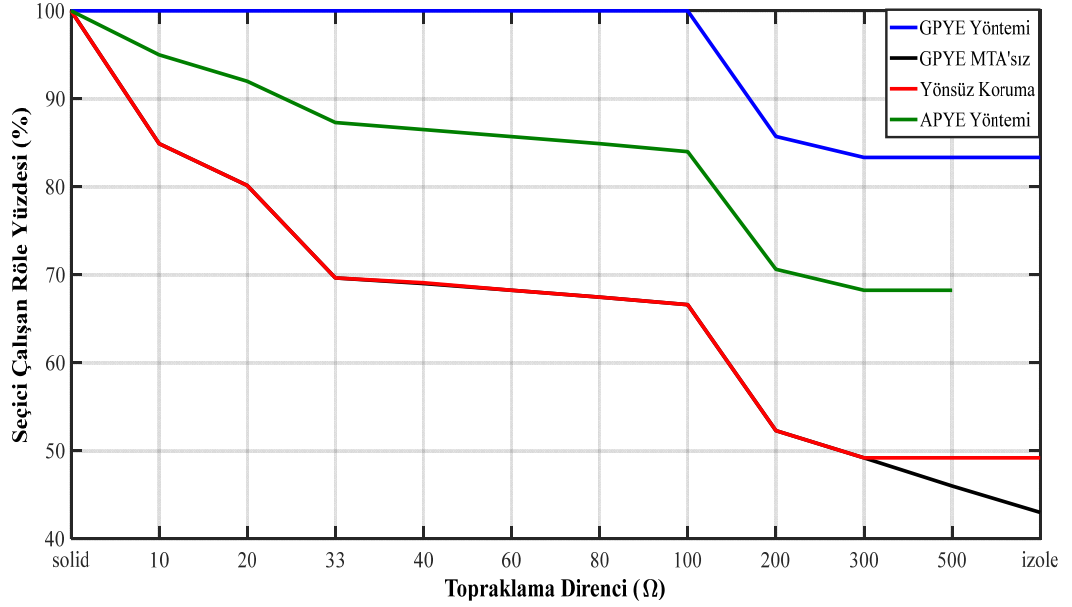


Şekil 5.13: GPYE yöntemi ile seçicilik bölgesi.

Seçici çalışma bölgesinin genişlemesi ile birlikte seçici çalışan röle yüzdesi arttırılmıştır. Kaynaktan uzaktan arızalarda etkili koruma yöntemi olduğu yapılan simülasyonlar sonucu teyit edilmiştir. AYPE yöntemi ile kıyaslandığında daha yüksek oranda röle çalışma yüzdesi elde edilmiştir. Bununla birlikte her bir baraya ilave gerilim trafosu gerektirdiği için maliyetli bir yönlü koruma yöntemidir.

Arıza noktalarına göre analizler tamamlandıktan sonra rölelerin çalışma durumları belirlenip seçicilik yüzdelerinin topraklama direnci değerine göre değişimi elde edilmiştir. Tüm kablo mesafeleri için röle seçicilik yüzdesinin topraklama direncine göre değişimi Şekil 5.14'de gösterilmiştir. AYPE yöntemi transformatör merkezinden uzakta bulunan TFT arızalarında seçici çalışma sağlayamamaktadır. AYPE yönteminde F₁, F₃ ve F₅ arızalarında hatalı açmalar engellenememiştir. Bu nedenle Şekil 5.14'de görüldüğü gibi GPYE yöntemi AYPE yöntemi ile kıyaslandığında daha yüksek seçicilik yüzdesine sahiptir. GPYE yönteminin seçicilik yüzdesi direkt topraklı sistem hariç tüm topraklama direnç değerlerinde daha yüksektir. Bununla birlikte GPYE yöntemi kullanılarak 100 Ω'a kadar %100 seçicilik sağlanmıştır. Topraklama direncinin 200 Ω olduğu durumda seçici çalışan röle yüzdesi %85.71, topraklama direncinin 300 Ω ve daha yüksek olduğu durumlarda seçici çalışan röle yüzdesi % 83.33 olarak bulunmuştur. GPYE yönteminde MTA ayarı

yapılmadığı durumda topraklama direncinin 300 Ω değerine kadar yönsüz koruma pratiği gibi davranmaktadır.



Şekil 5.14: APYE ve GPYE seçicilik yüzde kıyası.

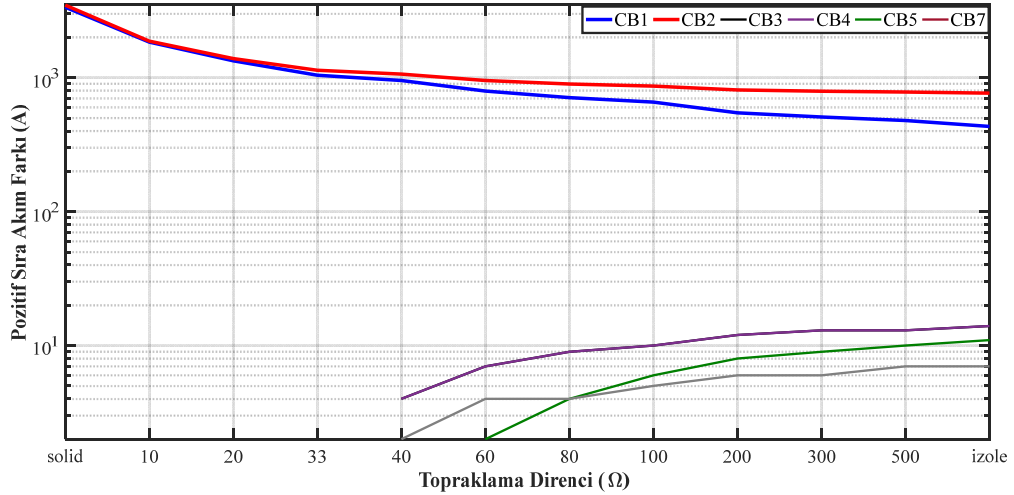
Topraklama direncinin 300 Ω 'dan daha yüksek değerlerinde 500 Ω değeri için seçici çalışan röle yüzdesi %46, izole topraklı durum için %43 olarak bulunmuştur. GPYE yöntemi APYE yönteminden daha seçici koruma sağlamaktadır. Bununla birlikte her bir baraya ilave gerilim trafosu gerektirdiği için maliyetli bir yönlü koruma yöntemidir.

5.2.1. GPYE Yöntemi için Sonuçlar ve Değerlendirme

Bu bölümde sıfır sıra bileşene genliğine göre seçiciliğin kaybedildiği bölgede GPYE yöntemi örnek radyal dağıtım sisteminde test edilmiştir. MTA ayarı tüm bölgeler için yapılmıştır. Böylece seçici çalışma bölgesi genişletilmiştir. Seçici çalışma bölgesinin genişlemesi ile birlikte seçici çalışan röle yüzdesi arttırılmıştır. Kaynaktan uzaktan arızalarda etkili koruma yöntemi olduğu yapılan simülasyonlar sonucu teyit edilmiştir. APYE yöntemi ile kıyaslandığında daha yüksek oranda röle çalışma yüzdesi elde edilmiştir. Bununla birlikte her bir baraya ilave gerilim trafosu gerektirdiği için maliyetli bir yönlü koruma yöntemidir.

5.3. PSYE Yönteminin Dağıtım Sistemine Uygulanması

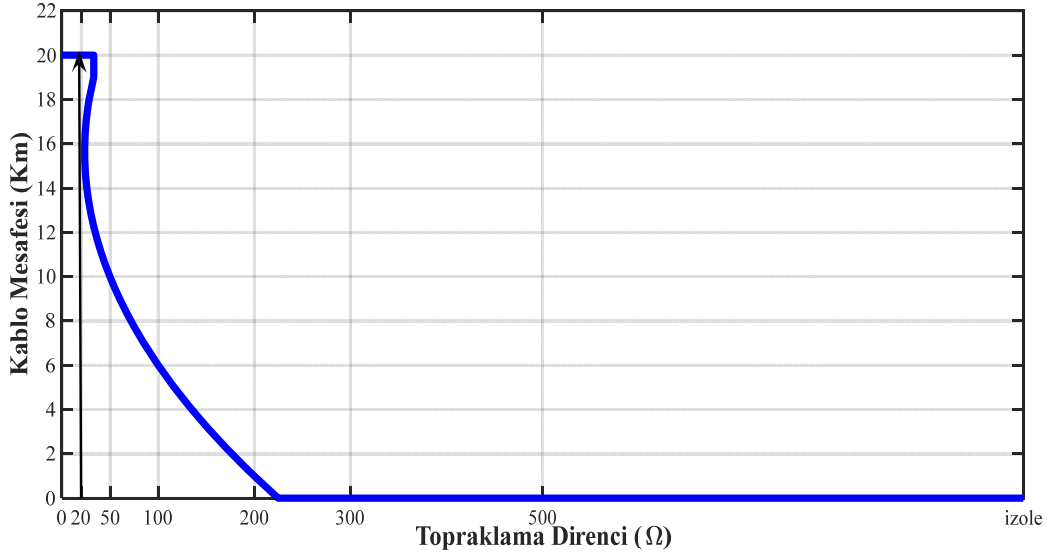
Bu bölümde [35] numaralı çalışmada kullanılan süper-poze yöntemine yöntemi kullanılmıştır. Bu yöntemde göre arıza öncesi ve arıza sonrası akım genliklerinin farkına bakılmaktadır. Akım genlik farkının işareti arıza yönünü teyit etmektedir. Akım farkının işareti pozitif ise arıza geri yönlü, akım farkının işareti negatif ise arıza ileri yönlü olarak algılanmaktadır. Bu bölümde Şekil 5.1’de gösterilen dağıtım sisteminde pozitif sıra bileşen genliğine göre seçicilik bölgesi belirlenmiştir. Literatürde yapılan çalışmalara ek olarak kablo uzunluğunun, topraklama direncinin ve arıza noktasının PSYE yöntemine etkileri incelenmiştir. Yapılan analizler sonucu topraklama direncinin ve kablo mesafesinin pozitif sıra bileşen genliğine yönteminde seçicilik problemi oluşturduğu görülmüştür. Kablo şebekesinin 20 km uzunluğundaki olduğu durumda F₂ noktasında gerçekleşen TFT arızası sonucu rölelerin pozitif sıra akım farkının topraklama direncine göre değişimi Şekil 5.15’de gösterilmiştir. Şekil 5.15’de bulunan grafik incelendiğinde koruma bölgesinde bulunan CB1 ve CB2 koruma rölelerinde tüm topraklama direnç değerlerinde pozitif sıra akımının farkının pozitif olduğu görülmektedir. Böylece tüm topraklama direnç değerleri için seçicilik sağlanmıştır.



Şekil 5.15: F₂ için koruma bölgesi içinde bulunan pozitif sıra akım değişimleri.

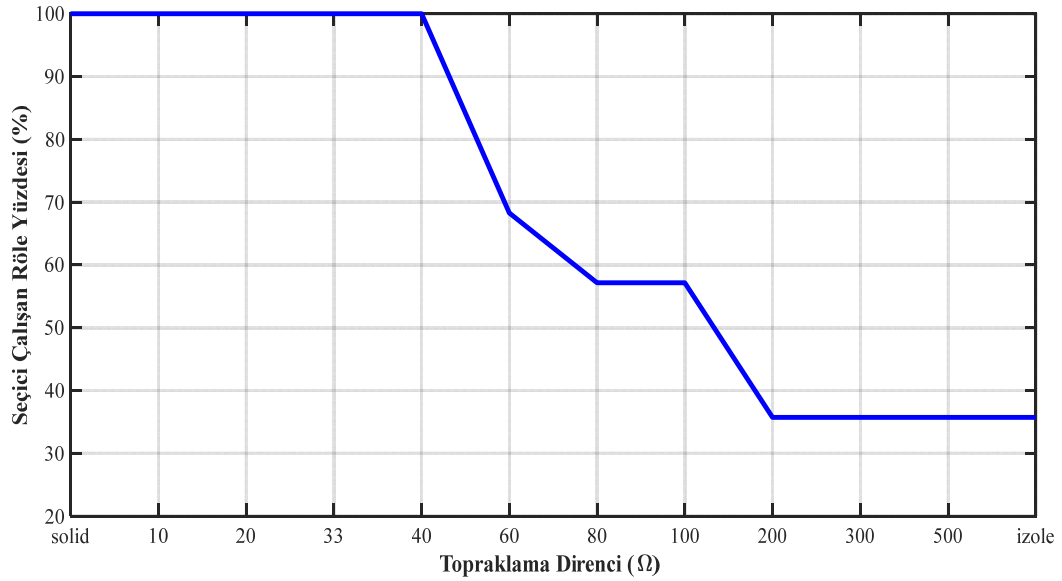
Benzer şekilde koruma bölgesi dışında bulunan rölelerin pozitif sıra akım farkı topraklama direnci değerlerinden etkilenmiştir. Topraklama direncinin 40 Ω ve üzeri değerlerinde pozitif sıra akım değişimi pozitifdir. Bu nedenle 40 Ω ve üzeri topraklama

direnci değerlerinde röleler arızayı ileri yönlü algılamaktadır. Röleler hatalı açma sinyali üretmektedir. Diğer arıza noktaları ve kablo mesafelerine göre yapılan benzetim çalışmaları sonuçlarına göre topraklama direnci ve kablo mesafesine bağlı seçicilik aralığı Şekil 5.16’da gösterilmiştir.



Şekil 5.16: Pozitif sıra genlik değişimine göre elde edilen seçicilik bölgesi.

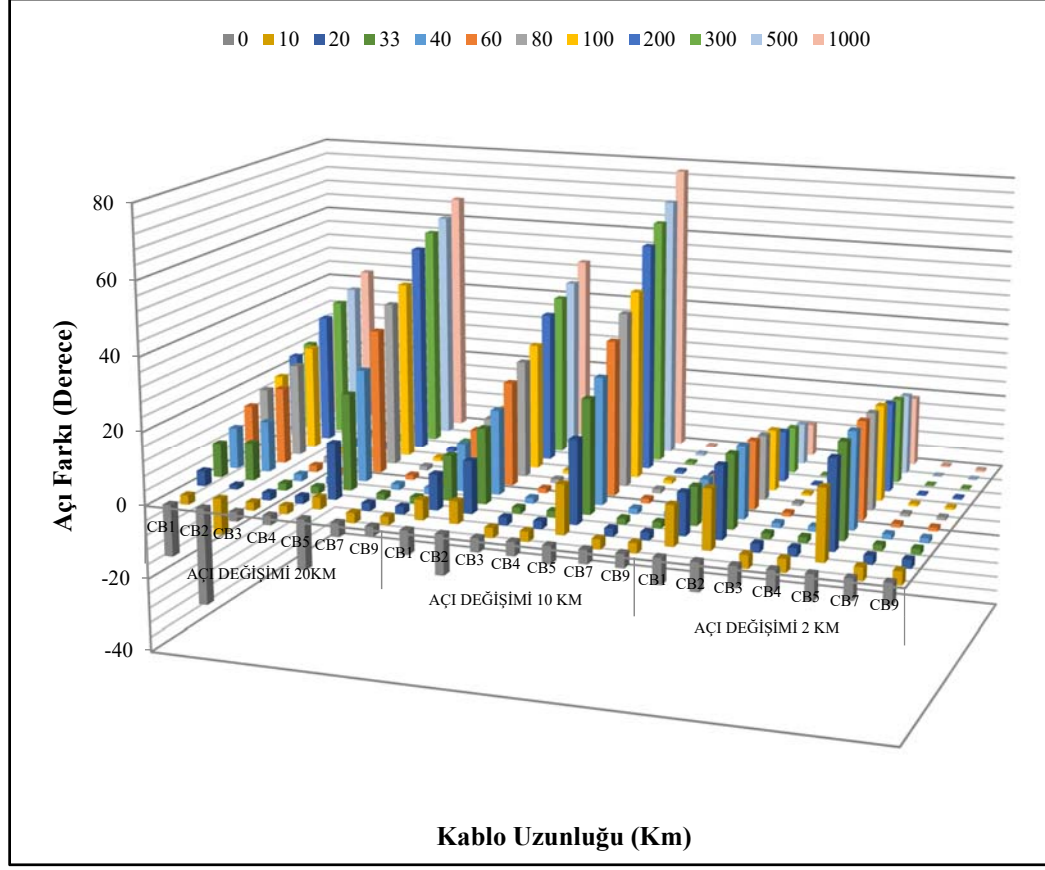
Şekil 5.16’da elde edilen seçicilik eğrisi incelendiğinde 20 Ω topraklama direnci için herhangi bir seçicilik problemi gözlemlenmemiştir. Bununla birlikte yüksek topraklama dirençlerinde daha kısa mesafe kablolarında seçicilik problemi yaşanmıştır. Kablo mesafesinin uzunluğunun artması ile birlikte seçicilik probleminin yaşandığı topraklama direnç değeri azalmıştır. Şekil 5.16’da belirtilen eğrinin üzerinde kalan bölgelerde koruma röleleri hatalı açma sinyali üretir. Örneğin nötr topraklama direncinin 100 Ω ve kablo mesafesinin 10 km olduğu senaryoda koruma röleleri hatalı açma sinyali üretmektedir. Bu nedenle seçici çalışan röle sayısı azalmaktadır. Şekil 5.17’de bütün kablo mesafeleri ve arıza noktaları için topraklama direncine göre yönlü koruma rölelerinin seçicilik yüzdesinin değişimi gösterilmiştir. Şekil 5.17’de görüldüğü gibi 40 Ω değerine kadar herhangi koruma rölelerinde herhangi bir seçicilik problemi yaşanmamıştır. Bununla birlikte topraklama direncinin artması ile birlikte seçici çalışan koruma rölesi sayısı azalmaktadır. Direkt topraklı sistemden izole sisteme topraklama direncinin artmasıyla seçici çalışan röle sayısı %100’den %35.71’e düşmektedir. Seçici çalışan röle sayısının arttırmak ve seçiciliğin sağlandığı aralığı genişletmek için pozitif sıra açığı değişimi incelenmiştir.



Şekil 5.17: Pozitif sıra genlik değişimine göre seçici röle sayısının değişimi.

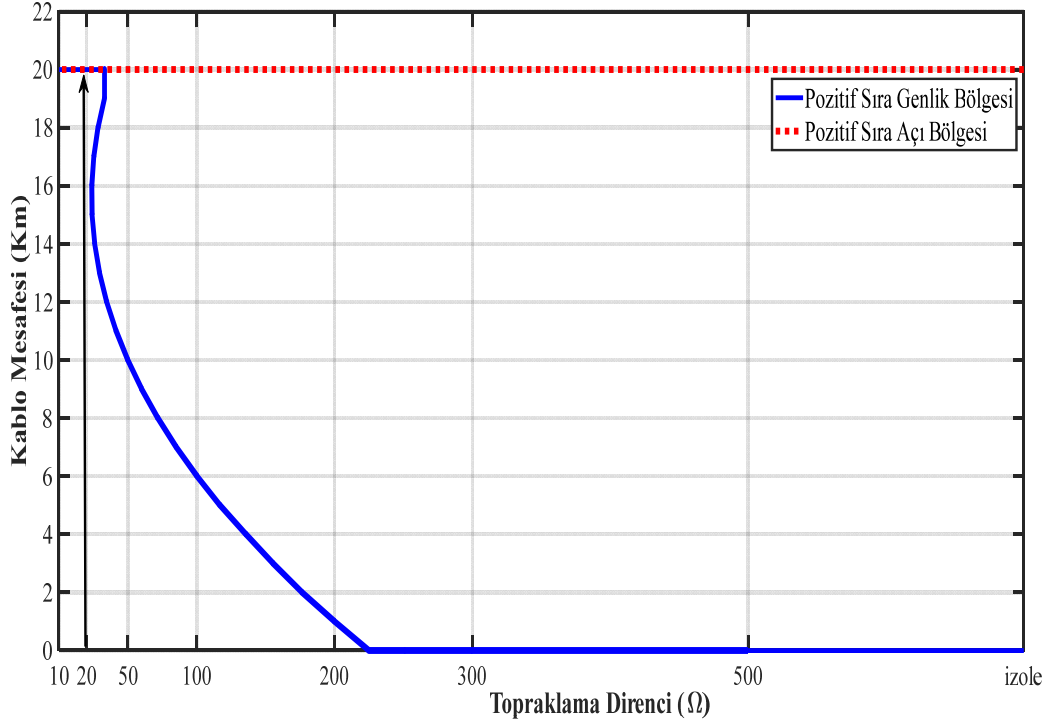
5.3.1. Pozitif Sıra Aç Değişiminin İncelenmesi

Pozitif sıranın genlik değişimine göre uygulanan koruma yönteminin topraklama direnci ve kablo mesafesinden etkilendiği gözlemlenmiştir. Bununla birlikte basit yöntemin seçici çalışan koruma rölesi sayısının arttırmak ve seçiciliğin sağlandığı aralığı genişletmek için pozitif sıra bileşenin açi değişimi incelenmiştir. Analizlerin gerçekleştirildiği dağıtım sistemine PSYE yöntemi uygulanmıştır. Dağıtım şebekesi hem arıza olmadan hem de TFT arızası altında çalıştırılmış ve fiderlerin hat başlarında bulunan rölelerden pozitif sıra akım vektörleri eşitlik (4.4) temel alınarak elde edilmiştir. Arızasız durum ve TFT arızasında pozitif sıra akımlarının açılarının farkı kontrol edilmiştir. Aç farkının pozitif olduğu rölelerde arıza ileri yönlü, aç farkının negatif olduğu rölelerde ise arıza geri yönlü algılanmıştır. Topraklama direnci ve kablo uzunluğu parametrelerine göre yapılan parametrik analizler sonucunda direkt topraklı sistemde pozitif sıra akım değişimi kaynak ile arıza noktası arasında bulunan rölelerde pozitif işaretli, diğer rölelerde negatif işaretlidir. Topraklama direncinin artması ile röleler tarafından görülen pozitif sıra akımların farkları azalmıştır. PSYE yönteminin performansı Şekil 5.18’de gösterilmiştir. Şekil 5.18’de görüldüğü gibi direkt topraklı şebekede açi değişimleri sağlıklı/arızalı fider ayrımı gözetmeksizin negatif işaretli çıkmaktadır. Bu durum direkt topraklı şebekede pozitif sıra akımının açi değişimine göre yapılan yönlü koruma algoritmasının seçici olmamasına neden olmaktadır.



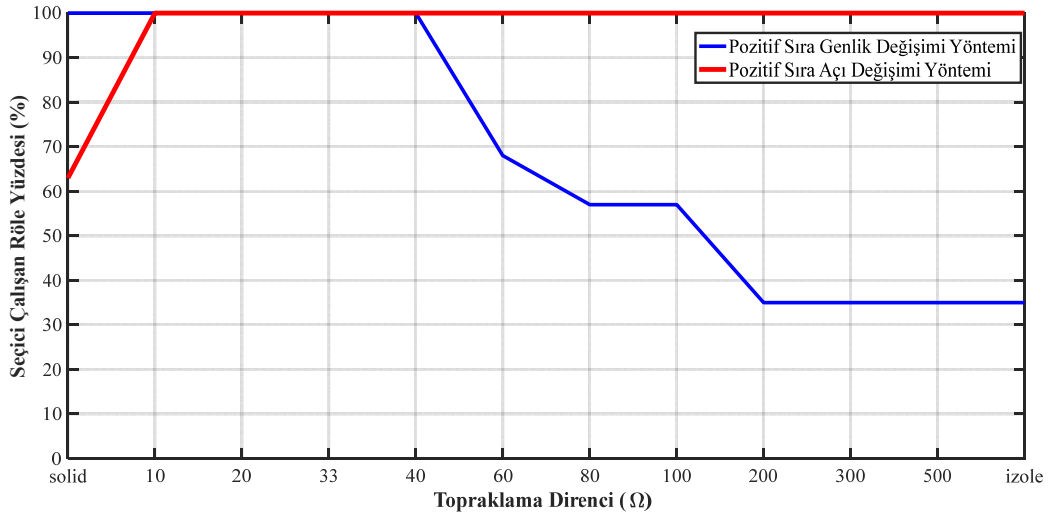
Şekil 5.18: PSYE yönteminin performansı.

Topraklama direncinin artması ile birlikte pozitif sıra akımının açı değişimi belirgin bir şekilde artmaktadır. Böylece yüksek topraklama direnci üzerinden topraklanmış şebekelerde seçici koruma sağlanmaktadır. Bununla birlikte aynı nötr topraklama direnç değeri için şebekedeki kablo mesafesinin artması ile birlikte açı değişimi daha belirgin hale gelmektedir. Böylece yüksek topraklama direnci üzerinden topraklanmış şebekelerde ve uzun mesafeli kablolarda seçici koruma sağlanmaktadır. Bu durum sıfır sıra temelli korumanın en büyük eksiliğini oluşturmaktadır. PSYE yöntemi ile eksiklik giderilmiştir. Şekil 5.19'da pozitif sıra genlik değişiminin ve pozitif sıra açı değişiminin sağladığı seçicilik bölgeleri gösterilmiştir. Şekil 5.19'daki eğriler incelendiğinde yönsüz koruma pratiğine kıyasla pozitif sıra açı değişimi yönteminin daha çok alan taradığı görülmektedir. Bununla birlikte ekstra gerilim trafosu kullanılmadan seçiciliğin sağlandığı bölgeler arttırıldığı için şebeke için gerekli ölçüm ve koruma maliyeti azaltılmıştır. Seçiciliğin sağlandığı alanı artması ile birlikte dağıtım şebekesinde seçici ve koruma koordinasyonuna uygun çalışan röle sayısı da artmıştır.



Şekil 5.19: Pozitif sıra aç ve pozitif sıra genlik değişiminin seçicilik eğrileri.

Üç farklı kablo mesafesi için seçici çalışan röle sayıları her iki yöntem için de toplanmıştır. Seçici çalışan röle sayısının topraklama direncine göre değişimi her iki yöntem için Şekil 5.20’de gösterilmektedir.



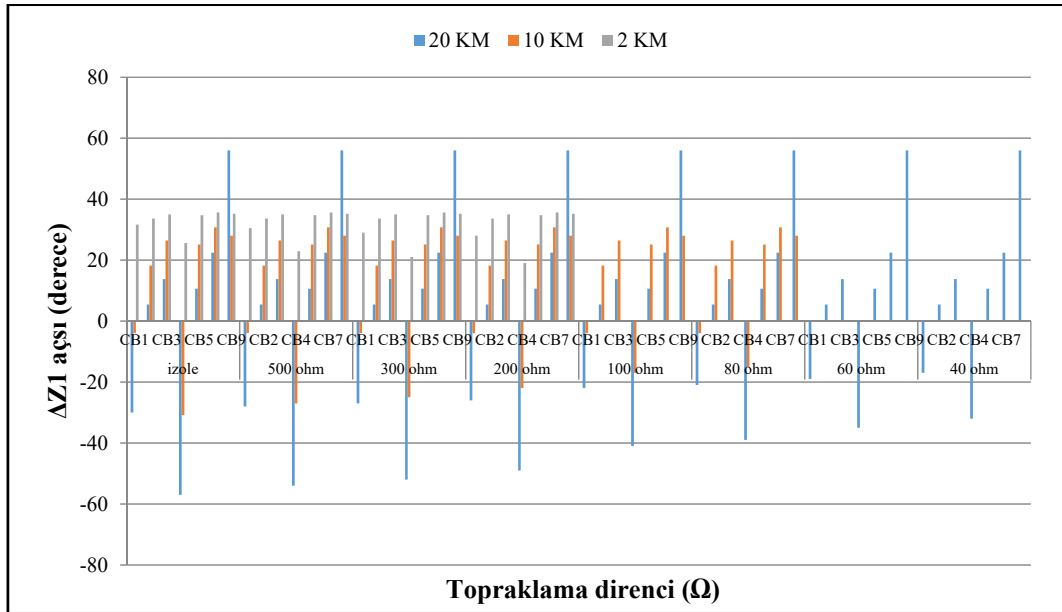
Şekil 5.20: Pozitif sıra akım ve aç değişimi yöntemlerinin karşılaştırılması.

Şekil 5.20’de görüldüğü gibi pozitif sıra genlik değişimi yöntemine göre, topraklama direncinin 40 Ω değerine kadar kablo mesafesine bağlı olmaksızın seçicilik

sağlanmıştır. Böylece hatalı açma sinyali gönderen röle sayısı sıfırlanmıştır. Topraklama direncinin 40Ω 'dan büyük değerleri için hatalı çalışan röle sayısı artmakta, seçicilik yüzdesi azalmaktadır. Topraklama direncinin 200Ω değerine kadar seçicilik yüzdesi azalmaya devam etmektedir. Bununla birlikte 200Ω ile izole topraklı sistem arasında seçicilik yüzdesi sabit kalmaktadır. Pozitif sıra açma yöntemi tüm kablo mesafesi ve topraklama direnci değerleri için %100 seçicilik sağlamıştır. Böylece bu yöntem kullanılarak rölelerin hatalı sinyal üretmesi engellenmiştir.

5.3.2. Pozitif Sıra Empedans Değişiminin İncelenmesi

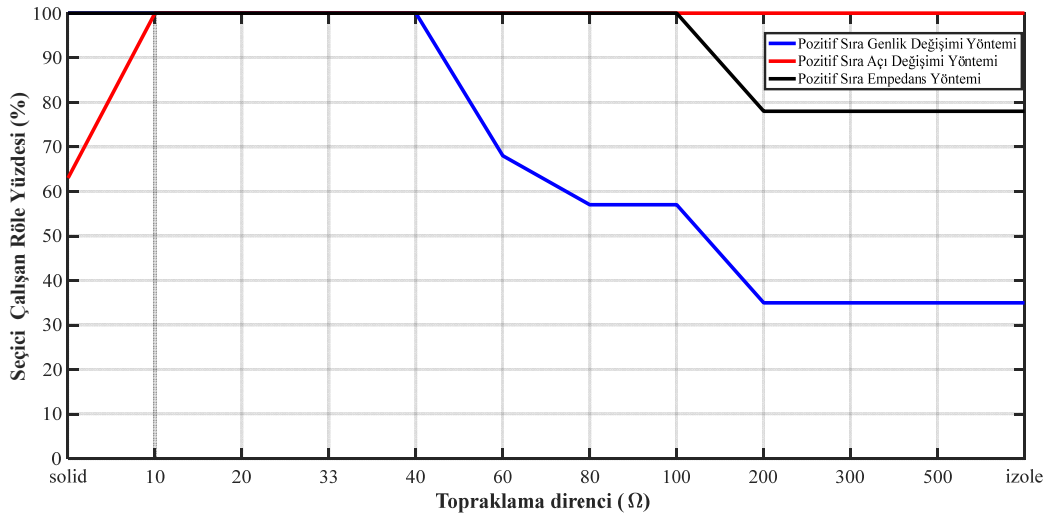
Şekil 5.1'de dağıtım sisteminde pozitif sıra bileşen genliğinin seçiciliği sağlamadığı bölgelere pozitif sıra empedans (ΔZ_1) yöntemi uygulanmıştır. Böylece farklı arıza noktaları, topraklama direnci ve kablo mesafesi için seçici çalışma oranı belirlenmiştir. F₆ noktasında gerçekleşen TFT arızası için rölelerin ΔZ_1 açma değişimleri Şekil 5.21'de gösterilmiştir.



Şekil 5.21: F₆ arızası için ΔZ_1 değişim yöntemi.

Şekil 5.21'de görüldüğü gibi kablo şebekesinin 2 km uzunlukta olduğu durumda pozitif sıra empedans değişimi yöntemi seçici koruma sağlamamıştır. Bununla birlikte 10 ve 20 km uzunlukta kablo şebekesi için pozitif sıra empedans değişimi yöntemi seçici koruma sağlamıştır. Pozitif sıra bileşen büyüklükleri kullanılarak analizi yapılan

üç koruma yönteminin röle seçicilik yüzdelerinin topraklama direncine göre değişimi Şekil 5.22’de gösterilmiştir.



Şekil 5.22: Pozitif sıra bileşen temelli üç koruma yönteminin karşılaştırılması.

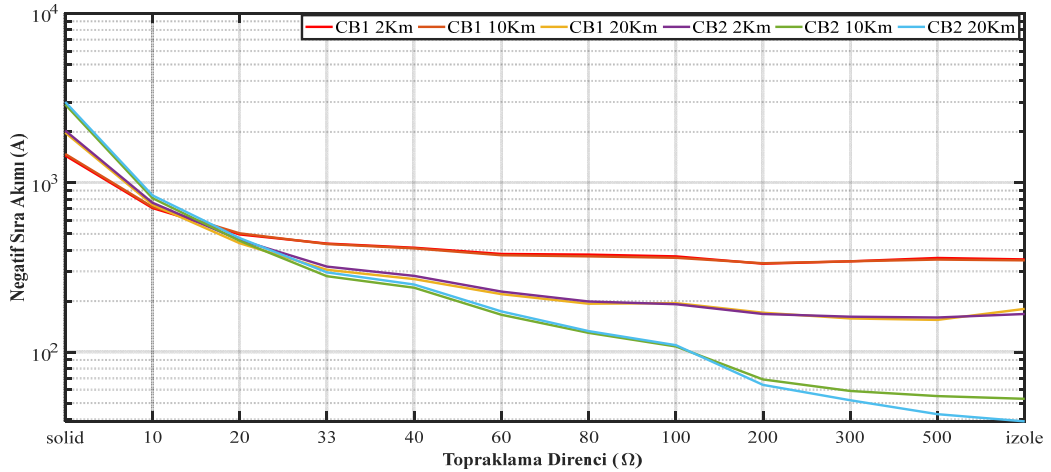
Buna göre pozitif sıra açık değişimi direkt topraklı ve 10 Ω üzerinden topraklı sistem hariç diğer tüm durumlarda %100 seçicilik sağlanmıştır. Pozitif sıra genlik değişimi yönteminde ise 40 Ω'a kadar %100 seçicilik sağlanmıştır. Bununla birlikte pozitif sıra empedans yönteminde ise 100 Ω'a kadar %100 seçicilik sağlanmıştır.

5.3.3. PSYE için Sonuçlar ve Değerlendirme

Bu bölümde pozitif sıra bileşen genliğine göre seçiciliğin kaybedildiği bölgeler belirlenmiştir. Seçiciliğin sağlandığı bölgeyi genişletmek için PSYE koruma yöntemleri örnek dağıtım sistemine uygulanmıştır. Yapılan analizler sonucu arıza durumunda pozitif sıra akım açısının değişimi tüm kablo mesafelerinde direkt topraklı ve 10 Ω üzerinden topraklı sistem için seçiciliğin kaybolmasına neden olduğu görülmüştür. Bu nedenle yöntemin daha yüksek topraklama direnç değerinde kullanılması önerilmektedir. Pozitif sıra empedans açısına göre yapılan yönlü koruma yönteminde ise kısa kablo mesafelerinde ve yüksek topraklama direnç değerlerinde seçiciliğin kaybolduğu gözlemlenmiştir. Bu nedenle pozitif sıra empedans açısına göre yapılan korumada uzun kablo mesafesi ve 200 Ω'dan düşük topraklama dirençlerinde uygulanması önerilmektedir.

5.4. NSYE Yönteminin Dağıtım Sistemine Uygulanması

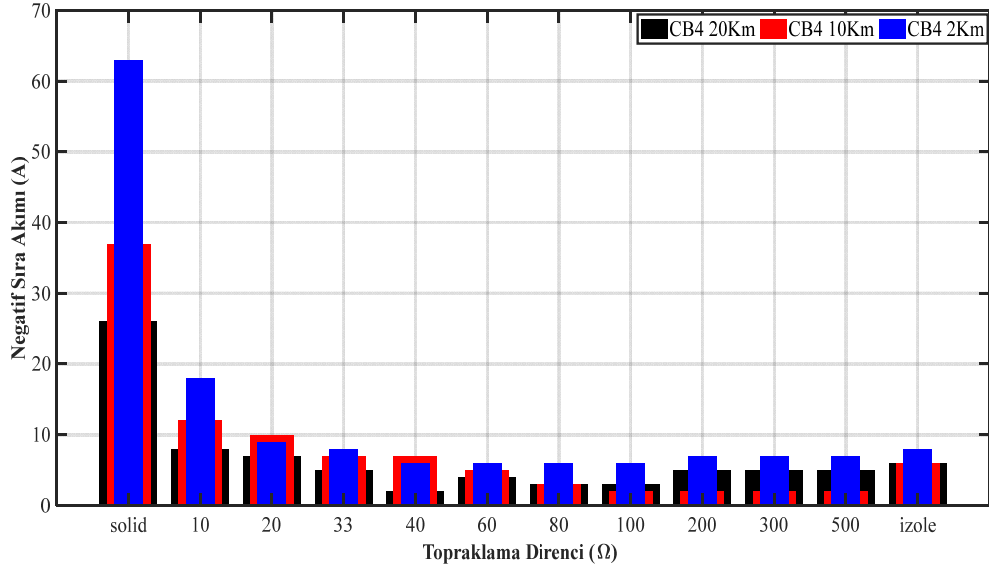
Bu bölümde NSYE yöntemi Şekil 5.1 ile gösterilen dağıtım sistemi için farklı durum senaryoları (arıza noktası, topraklama direnci, fider uzunlukları) performansı analiz edilmiştir. Parametrik analizi yapılan örnek dağıtım sisteminde F₂ noktasında TFT arızası sonucu koruma bölgesi içerisinde bulunan CB1 ve CB2 rölelerinin negatif sıra akımlarının topraklama direncine göre değişimi Şekil 5.23’de gösterilmiştir. Şekil 5.23’de görüldüğü gibi yüksek kablo mesafesi için yüksek direnç değerlerinde sıfır sıra bileşen ile kıyaslandığında arıza akım genliğinin arttığı gözlemlenmiştir. Sıfır sıra genliğine göre yapılan analizler de CB1 rölesinin akımı kablo mesafesinden bağımsız olarak yüksek topraklama direnç değerlerinde azalmaktadır. Bu durumda röleler yüksek topraklama direnç değerlerinde arızayı algılayamamaktadır. Bununla birlikte negatif sıra akım genliğine göre yapılan koruma pratiğinde 10 km ve 20 km uzunluktaki kablo şebekesi için CB1 koruma rölesi arızayı algılamaktadır. Kablo mesafesinin 2 km olduğu durumda 300 ohm ve daha yüksek topraklama değerinde CB1 rölesi arızayı görmemektedir.



Şekil 5.23: F₂ için koruma bölgesindeki rölelerin negatif sıra akım değişimi.

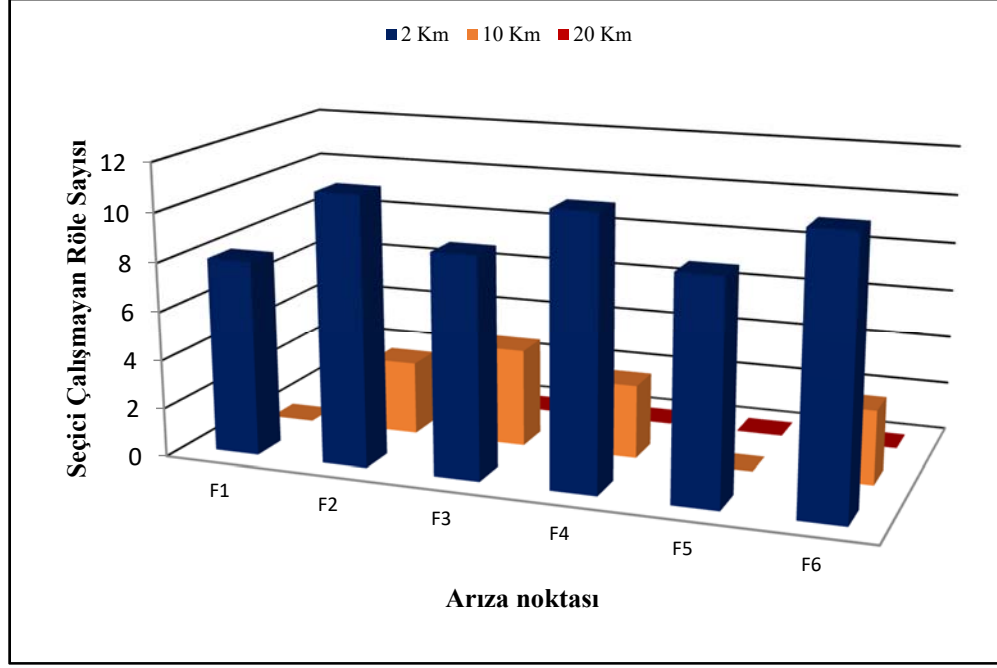
Bununla birlikte F₂ noktasında TFT arızası sonucu koruma bölgesi dışında bulunan rölelerden üst akım yolunda bulunan CB4 rölesinin negatif sıra akımlarının nötr topraklama direncine göre değişimi Şekil 5.24’de gösterilmiştir. Üst akım yolunda bulunan diğer CB3 rölesi ile yakın sonuçlar verdiği için dolayı grafikte karmaşa olmaması açısından sadece CB4 rölesi gösterilmiştir. Şekil 5.24’de görüldüğü gibi kablo mesafesinin kısalması arızanın olmadığı fiderde ki negatif sıra akımının

artmasına neden olmaktadır. Kablo mesafesinin 2 km olduğu durumda direkt topraklı sistemde CB4 rölesinin akım genliği en büyük değerini almaktadır. Akım eşik değerinin üzerinde görülen bu akım açma sinyalinin üretilmesine neden olmaktadır. Bu nedenle arızalı veya sağlıklı fider ayrımı olmaksızın F₄ noktasındaki TFT arızası için seçici koruma sağlamamaktadır. Simülasyon çalışmaları diğer 5 arıza noktası içinde gerçekleştirilmiştir. Bunun sonucunda arıza noktasına bağlı olarak seçici çalışmayan röle sayısı Şekil 5.25’de gösterilmiştir



Şekil 5.24: F₂ için CB4 rölesinin negatif sıra akım değişimi.

Sıfır sıra bileşenin aksine negatif sıra genliğe göre yapılan analizlerde kablo mesafesinin daha kısa olduğu durumda seçici çalışmayan röle sayısının arttığını göstermektedir. Bununla birlikte kablo mesafesinin 20 km olduğu durumda rölelerin tümü seçici çalışmaktadır. NSYE yöntemi rölenin seçiciliğinin kaybedildiği direkt topraklı sisteme uygulanmıştır. Bununla birlikte direkt topraklı sistem basit yöntemlerde seçicilik sağlar iken negatif sırada seçiciliğin sağlanamamasına neden olmaktadır. Negatif sıra bileşene göre yapılan kontrolün en önemli dezavantajı direkt topraklı sistemde seçici koruma sağlayamamasıdır. Yöntem tek topraklama tipine uygulandığından dolayı grafikten ziyade tablo olarak verilmiştir.



Şekil 5.25: Arıza noktasına göre seçici çalışmayan röle sayısı (negatif sıra).

Tablo 5.3’de kablo mesafesinin 2 km olduğu durumda negatif sıra yönlü eleman yöntemi sonucu baraların negatif sıra gerilim açısı ve fider başlarından ölçülen negatif sıra akım açısı gösterilmiştir. Bununla birlikte Tablo 5.4’de kablo mesafesinin 10 km olduğu durumda negatif sıra yönlü eleman yöntemi sonucu baraların negatif sıra gerilim açısı ve fider başlarından ölçülen negatif sıra akım açısı gösterilmiştir. Kablo mesafesinin 20 km olduğu durum senaryosunda direkt topraklı sistem dahil olmak üzere tüm topraklama direnç değerlerinde röle seçici çalıştığı için NSYE yöntemi bu kablo mesafesine uygulanmamıştır. Fakat bu durum kullanıcı isteğine bağlıdır. Kullanıcı bu kablo mesafesi için NSYE yöntemini uygulayıp sıfır sıra temelli koruma algoritmalarına yedek koruma sağlayabilir. Böylece seçici korumanın sağlanması kullanıcı tarafından garantiye alınmış olur.

Tablo 5.3: Farklı arıza noktaları için NSYE yöntemi (2 km).

Arıza noktası	θ_{pol}		V_1		$V_{2,3,4}$		Röle Numarası						
	V_1	$V_{2,3,4}$	Min Op	Max Op	Min Op	Max Op	CB1	CB2	CB3	CB4	CB5	CB7	CB9
F ₁	-137°	-161°	-47°	133°	-71°	109°	-46°	-45°	-193°	-193°	-44°	-193°	-193°
F ₃	-162°	-166°	-72°	108°	-76°	104°	-49°	-195°	-48°	-196°	-192°	-47°	-192°
F ₅	-160°	-164°	-70°	110°	-74°	106°	-46°	-198°	-200°	-45°	-200°	-200°	-44°
F ₂	-172°		-82°	98°			-88°	-57°	-206°	-206°	-117°	-120°	-117°
F ₄	-174°		-84°	96°			-62°	-206°	-60°	-207°	-117°	-120°	-117°
F ₆	-172°		-82°	98°			-60°	-205°	-206°	-59°	-117°	-120°	-117°

Tablo 5.4 :Farklı arıza noktaları için NSYE yöntemi (10 km).

Arıza noktası	θ_{pot}		V_1		$V_{2,3,4}$		Röle Numarası						
	V_1	$V_{2,3,4}$	Min Op	Max Op	Min Op	Max Op	CB1	CB2	CB3	CB4	CB5	CB7	CB9
F ₁	-130°	-163°	-40°	140°	-73°	107°	-32°	-31°	-164°	-156°	-30°	-172°	-172°
F ₃	-152°	-159°	-62°	118°	-69°	111°	-50°	-185°	-39°	-171°	-179°	-46°	-202°
F ₅	-148°	-159°	-58°	122°	-69°	111°	-36°	-176°	-181°	-34°	-183°	-183°	-34°
F ₂	-157°		-67°	113°			-44°	-42°	-194°	-191°	-117°	-120°	-117°
F ₄	-160°		-70°	110°			-48°	-186°	-46°	-189°	-117°	-120°	-117°
F ₆	-161°		-71°	109°			-47°	-187°	-193°	-45°	-117°	-120°	-117°

Tablo 5.3 ve Tablo 5.4 incelendiğinde her iki kablo mesafesi senaryosunda arıza noktalarına göre direkt topraklı sistemde NSYE yöntemi kullanarak arızanın görülmesi gereken rölelerin negatif sıra açıları belirlenen çalışma bölgesi içerisinde bulunmaktadır. Böylece sistemde negatif sıra bileşen temelli hatalı açmalar giderilmiştir. NSYE yöntemi uygulandıktan sonra direkt topraklı sistem için seçici çalışan röle yüzdesi %100'e çıkarılmıştır.

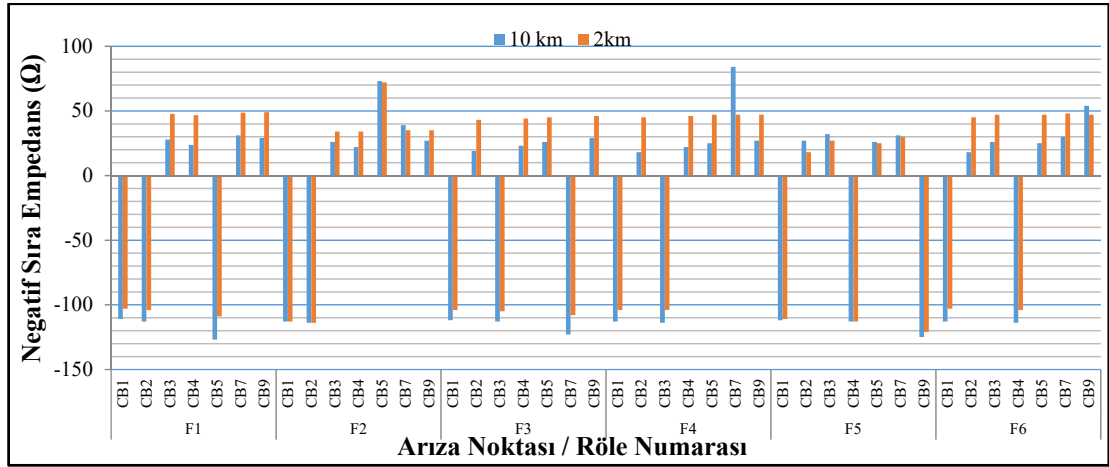
5.4.1. Negatif Sıra Empedans Değişiminin İncelenmesi

NSYE yönteminin diğer büyük eksikliği üçgen bağlı yüklerde sistemin dengesiz olduğu durumda negatif sıra bileşen gözlemlenmesidir. Bununla birlikte düşük kablo mesafesi ve yüksek topraklama direnç değerinde negatif sıra bileşen genliği koruma rölesinin ayar değerinden düşük olmaktadır. Bu nedenle NSYE yöntemi dezavantaj oluşturmaktadır. Nümerik rölelerin gelişmesi ile birlikte NSYE yöntemi negatif sıra empedans yöntemine dönüşmüştür. Bu yöntem ilk olarak SEL 321 koruma rölesinde koruma algoritması olarak kullanılmıştır [41]. SEL 321 rölesi eşitlik (5.7) ile belirtilen ifadeye göre negatif sıra empedans değerini eşik değerleri ile kıyaslamaktadır.

$$Z_2 = \frac{V_2}{I_2} \quad (5.7)$$

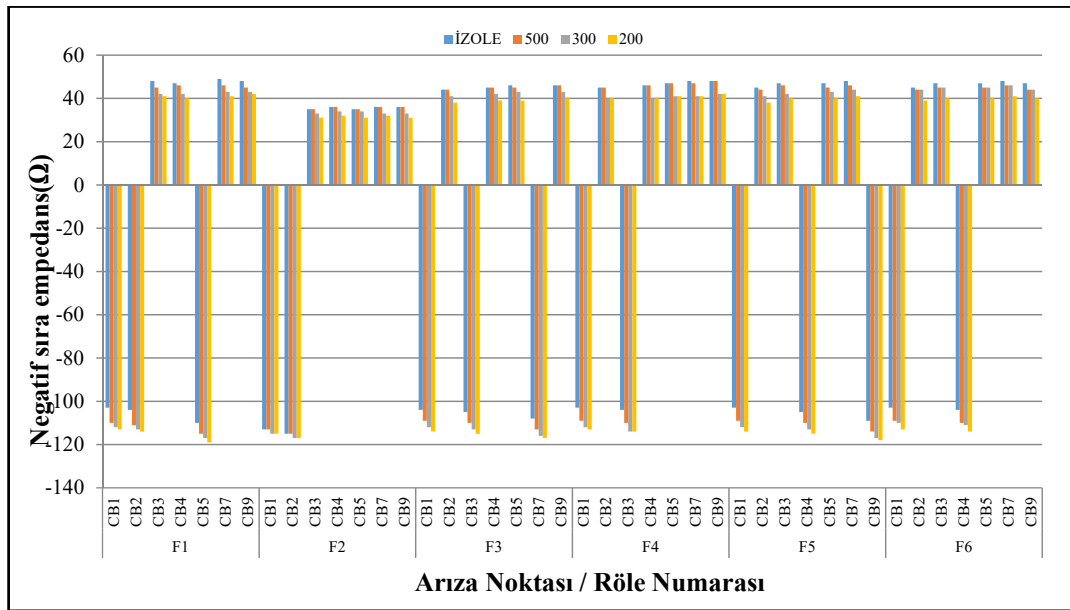
Eşitlik (5.7) ile hesaplanan Z_2 değerinin işareti arızanın yönünü teyit etmektedir. Buna göre Z_2 'nin pozitif değerleri için arıza röle tarafından geri yönlü olarak algılanmaktadır. Z_2 'nin negatif değeri için arıza röle tarafından ileri yönlü olarak algılanmaktadır. Negatif sıra empedans yöntemi seçiciliğin kaybolduğu direkt topraklı sistem için 10 km ve 2 km uzunlukta kablo mesafesi için uygulanmıştır. Buna göre farklı arıza noktası ve kablo mesafesi için negatif sıra empedans değişimi Şekil 5.26'da

gösterilmiştir. Şekil 5.26’de görüldüğü gibi tüm arıza noktaları için seçicilik sağlanmıştır.



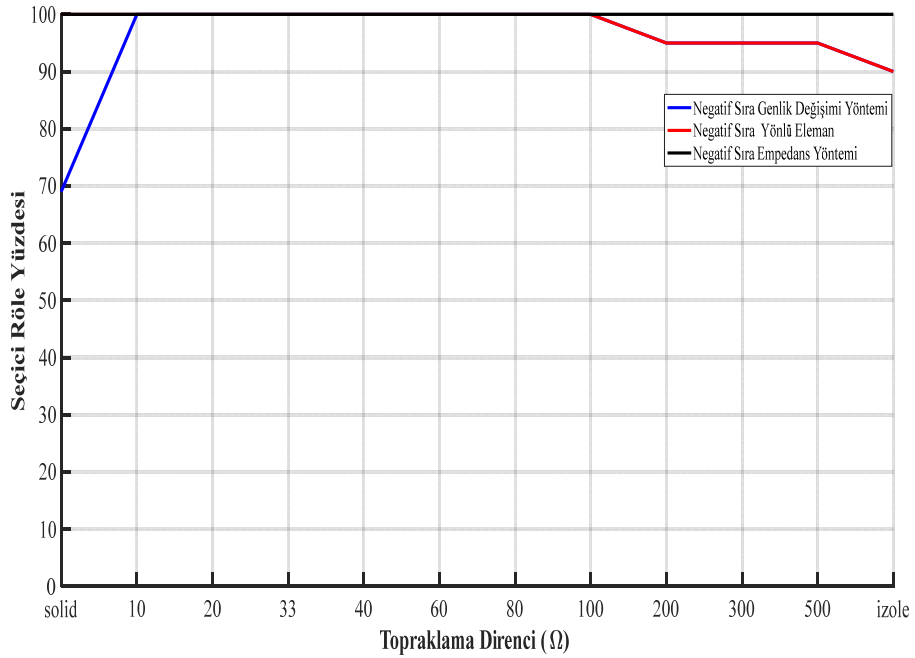
Şekil 5.26: Negatif sıra empedansının değişimi.

Direkt topraklı sistemde seçiciliğin kaybolmasının yanı sıra 200 Ω ve üzeri topraklama direnç değerleri için 2 km’lik kabloda arıza akımının genliğine göre yapılan NSYE yöntemi seçicilik sağlayamamıştır. Bu nedenle bu bölgeye negatif sıra empedans yöntemi kullanılmıştır. İlgili bölge için koruma algoritmasının sonucu Şekil 5.27’de gösterilmiştir.



Şekil 5.27: Negatif sıra empedans yönteminin sonuçları.

Şekil 5.27’de görüldüğü gibi altı farklı arıza noktası için 200 ve üzeri topraklama dirençlerinde röleler seçici çalışmıştır. Negatif sıra büyüklüğüne göre yapılan geleneksel ve yönlü koruma pratiklerinin performansı Şekil 5.28’da gösterilmiştir. Şekil 5.28’de görüldüğü gibi negatif sıra empedans yöntemi radyal dağıtım sistemi için tüm topraklama direnç değerlerinde %100 seçicilik sağlamıştır. Bunun yanı sıra geleneksel yönsüz koruma pratiği direkt topraklı sistemde dahi seçiciliğin kaybolmasına neden olmaktadır. Bu nedenle negatif sıra direkt topraklı sistemde negatif sıra bileşene göre koruma pratiği gerçekleştirilmemelidir. Negatif sıra yönlü eleman yönteminde ise yüksek direnç ile topraklı veya nötr noktası izole sistem için düşük kablo mesafelerinde seçiciliğin kaybolmasına neden olmaktadır. Bu nedenle seçici çalışan röle sayısı azalmıştır.



Şekil 5.28: Negatif sıra bileşen temelli üç koruma yöntemlerinin kıyaslanması.

5.4.2. NSYE Yöntemi için Sonuç ve Değerlendirmeler

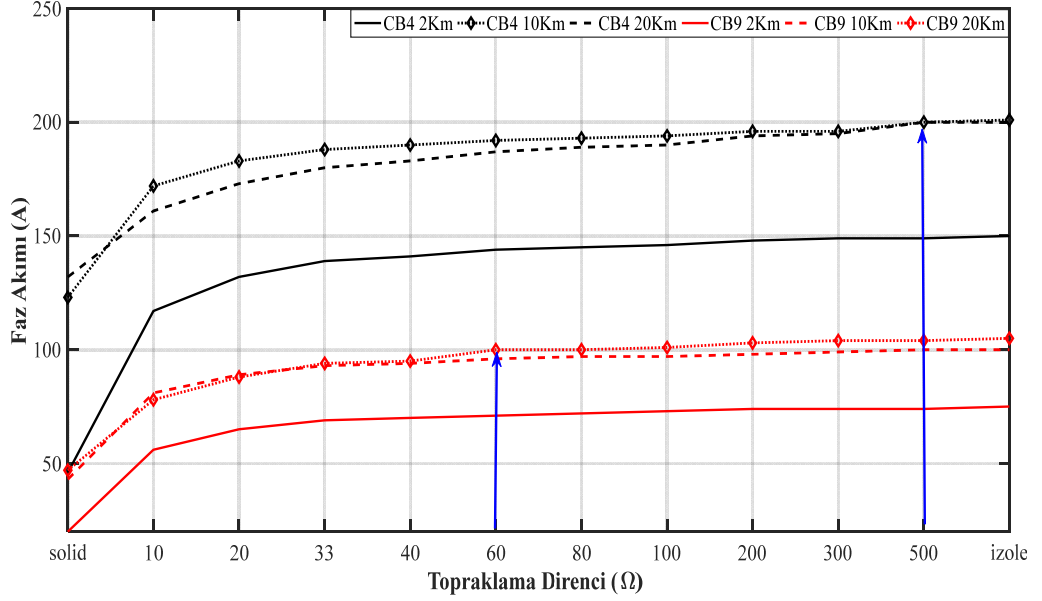
Bu bölümde test sisteminin TFT arızası altında negatif sıra bileşen temelli geleneksel ve yönlü koruma pratikleri incelenmiştir. Sıfır sıra bileşenden farklı olarak direnç ile topraklı sistemde paralel fiderlerde seçicilik problem oluşturmadığı gözlemlenmiştir. Bununla birlikte basit yöntemde dahi seçiciliğin her daim sağlandığı direkt topraklı sistemde seçicilik problem ortaya çıktığı görülmüştür. Negatif sıra

bileşen analiz edilirken sıfır sıradan farklı olarak transformatör çıkışında yer alan CB1 rölesinin uzun kablo mesafelerinde arıza akımını algıladığı gözlemlenmiştir. Bu nedenle röle koordinasyon çalışmalarında uzun kablo mesafelerinde CB1 rölesi negatif sıra akıma göre ayarlanması gerekmektedir. Bu öneri koordinasyon bölümünde daha detaylı anlatılmıştır. Bununla birlikte literatürde negatif sıra temelli yönlü koruma yöntemleri örnek test sisteminde uygulanmıştır. Buna göre negatif sıra empedans yöntemi ile tüm topraklama direnci ve kablo mesafesi için seçici koruma sağlanmıştır. Negatif sıra yönlü eleman yönteminde ise 200 Ω değerine kadar seçici koruma sağlanmıştır. Bunun yanı sıra negatif sıfır sıra bileşene göre yapılan korumalar AYPE ve GYPE yönteminden daha etkili yönlü koruma yöntemidir.

5.5. Karşılıklı Polarizasyon Yönteminin Dağıtım Sistemine Uygulanması

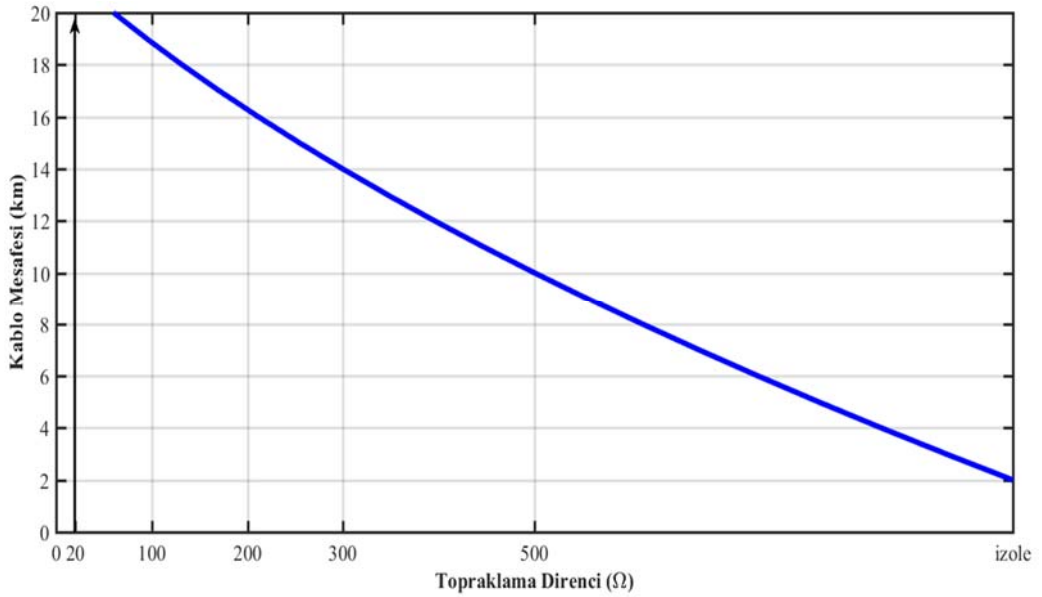
KPYE yöntemi Şekil 5.1’de verilen dağıtım sistemine uygulanmıştır. Yönlü koruma algoritması uygulanmadan önce faz akımının genliğine göre seçiciliğin hangi bölgelerde kaybedildiği bulunmaya çalışılmıştır. Bunun için belirtilen 6 farklı arıza noktası ve üç farklı kablo uzunluğu için TFT arızaları oluşturulmuştur. Bununla birlikte, seçiciliğin sağlanamadığı bölgelerde KPYE yöntemi kullanılıp MTA değeri ayarlanmıştır. Ayarlanan MTA değeri ile birlikte geleneksel 90°/30° bağlantısının seçicilik yüzdesi karşılaştırılmıştır. Yapılan analizler sonucu alt akım bölgesinde gerçekleşen F₁, F₃, ve F₅ TFT arızalarının faz akımları yönünden seçicilik problemi oluşturmadığı görülmüştür. Bununla birlikte üst akım yolunda kablo sonunda gerçekleşen F₂, F₄, ve F₆ TFT arızalarının faz akımları yönünden kablo şebekesinin mesafesi ve topraklama direncinin değerine göre değişen seçicilik problemi oluşturduğu gözlemlenmiştir. Şekil 5.29’da F₂ noktasında gerçekleşen TFT arızası sonucu açma yapması istenmeyen rölelerin topraklama direnci ve kablo mesafesine bağlı olarak A fazındaki akım gerilimleri gösterilmiştir. Şekil 5.29’da görüldüğü gibi topraklama direncinin artması ile birlikte koruma bölgesi dışında bulunan rölelerin faz akımlarının genliği artmaktadır. Bunun yanı sıra kablo mesafesinin 20 km uzunluğu için 60 Ω ve daha büyük topraklama direnç değeri için seçicilik kaybolmaktadır. Bu bölgelerde arıza ile ilgili olmayan fiderlerin A fazındaki röleler fazdan açma yapmaktadır. Benzer seçicilik problemi F₄ ve F₆ arızası içinde görülmektedir. Kablo

mesafesi ve topraklama direncine göre yapılan parametrik analizler sonucu Şekil 5.30'da gösterilen seçicilik bölgesi elde edilmiştir.



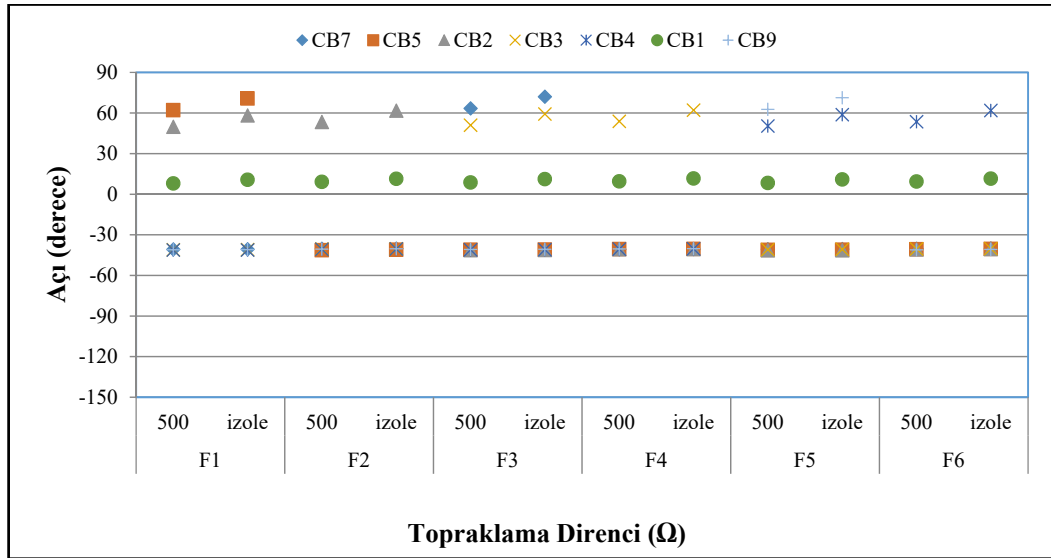
Şekil 5.29: F₂ arızası için koruma bölgesi dışında bulunan rölelerin faz akımları

Şekil 5.30'da grafiğin altında kalan alanlar için faz akımının genliğine bağlı olarak koruma sağlanabilir. Bu bölgelerde yönlü koruma algoritması uygulamak zorunlu değildir. Bu tercih tamamen kullanıcının inisiyatifine bırakılmıştır.



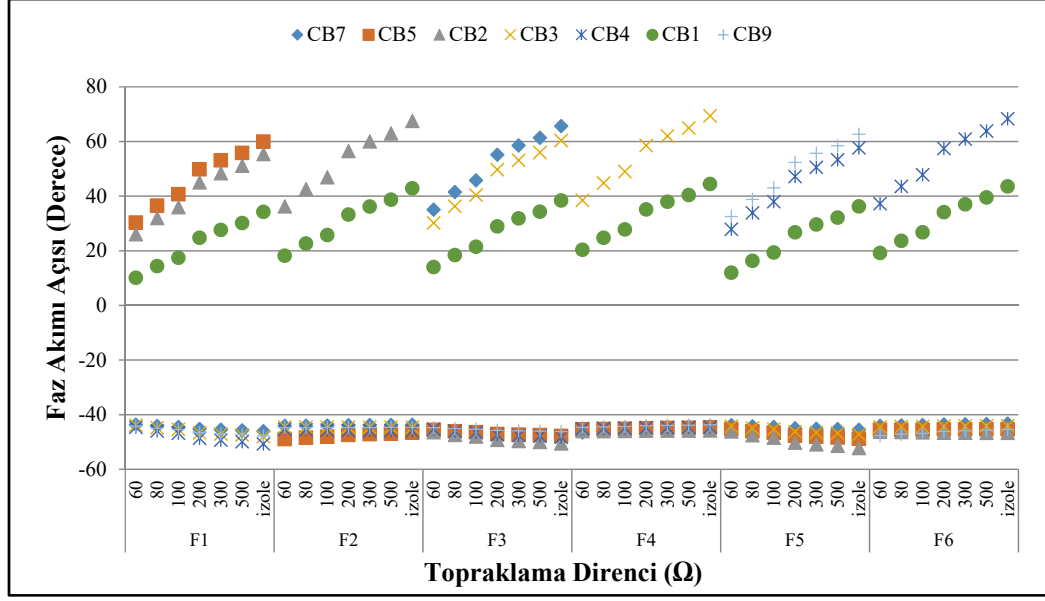
Şekil 5.30: Faz akımı genliğine göre seçicilik bölgesi.

Türkiye’de yaygın olarak kullanılan 20 Ω topraklama direncinde faz akım genliğine göre yapılan korumada seçicilik problemi gözlemlenmemektedir. Bununla birlikte, seçiciliğin sağlanamadığı bölgelerde KPYE yöntemi kullanılıp MTA değeri ayarlanmıştır. Ayarlanan MTA değeri ile birlikte geleneksel 90°/30° bağlantısı karşılaştırılmıştır. Şekil 5.30’da gösterilen seçicilik bölgesi incelendiğinde; kablo şebekesinin 10 km uzunluğu için 500 Ω veya daha yüksek nötr topraklama direnç değerlerinde, kablo şebekesinin 20 km uzunluğu için 60 Ω veya daha yüksek nötr topraklama direnç değerlerinde faz akımına göre seçiciliği kaybolmaktadır. Kablo şebekesinin 10 km uzunluğu için, 500 Ω ve üzeri topraklama direnç değerleri için arıza noktasına bağlı olarak rölelerin arızalı faz akım açıları Şekil 5.31’de gösterilmiştir.



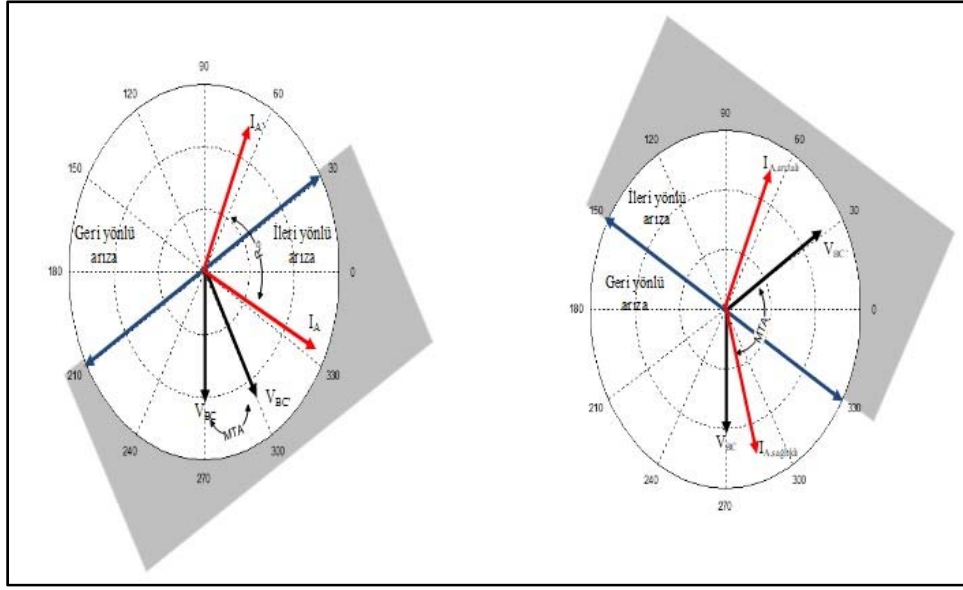
Şekil 5.31: 10 Km uzunluğundaki kablo şebekesi faz akımlarının açısı.

Rölenin çalışma bölgesi 90°/30° bağlantısı kullanıldığında 30° ile -150° arasındadır. Buna göre Şekil 5.31’den görüldüğü gibi arıza ile ilgisi bulunmayan röleler ileri yönlü arıza olarak algılanıp rölenin açma sinyali göndermesine neden olmaktadır. Bu nedenle 90°/30° bağlantısı için seçici koruma sağlanamamaktadır. Benzer şekilde kablo şebekesinin 20 km uzunluğu için, 60 Ω ve üzeri topraklama direnç değerleri için arıza noktasına bağlı olarak rölelerin arızalı faz akım açıları Şekil 5.32’de gösterilmiştir. Benzer şekilde kablo mesafesinin 20 km uzunlukta olduğu durumda rölenin çalışma bölgesi 90°/30° bağlantısı kullanıldığında 30° ile -150° arasındadır. Bu durumda 10 km uzunluğundaki kablo şebekesinde yaşanan seçici koruma problemi devam etmektedir.



Şekil 5.32: 20 Km uzunluğundaki kablo şebekesi faz akımlarının açısı.

Böylece, $90^{\circ}/30^{\circ}$ bağlantısı yüksek direnç ile topraklı sistemde geçerliliğini yitirmektedir. Topraklama direncinin artması ile birlikte kapasitif akımların ehemmiyeti artmaktadır. Artan kapasitif akımlar arızalı fazın akımını dördüncü bölgeden birinci bölgeye doğru döndürmektedir. Bu nedenle MTA değeri de buna göre ayarlanmalıdır. Seçiciliğin sağlanamadığı bölgelerde MTA değeri 120° 'ye ayarlanmıştır. Bunun sonucunda -30° ile 150° arasında çalışma bölgesi elde edilmiştir. Böylece hem 10 km uzunlukta kablo şebekesi için hem de 20 km kablo şebekesi için seçicilik sağlanmıştır. MTA 30° ve MTA 120° için vektör gösterimi Şekil 5.33'de gösterilmiştir. Şekil 5.33'den görüldüğü gibi MTA 120° ayarlanarak çalışma bölgesi saat yönünde döndürülmüştür. Böylece yüksek direnç ve uzun kablo mesafelerinde birinci bölgeye geçen faz akımının ileri yönlü olarak görüp açtırma sinyali üretilmesi sağlanmıştır. Bunun yanı sıra transformatör sekonderinde bulunan CB1 rölesinin eşik akım değeri 1.25 katına düşürülmüştür. Şekil 5.34'de topraklama direncine bağlı olarak yönlü ve yönsüz koruma rölelerin koruduğu bölgelerin karşılaştırılması gösterilmiştir. Şekil 5.34'den görüldüğü gibi topraklama direnç değerinin 40Ω ve altındaki değerler için basit yönsüz yöntem ile seçici korunabilmektedir. Bununla birlikte karşılıklı polarizasyonda MTA değerinin topraklama direnci ve kablo şebekesi etkisi göz önünde bulundurulmadığı durumda yönlü korumanın yönsüz korumadan daha az seçicilik yüzdesine sahip olduğu görülmektedir. Topraklama direncinin 60Ω değeri için faz akımlarının genliğine göre yapılan seçicilik oranı %99 civarında iken hatalı MTA değeri ile bu oran %80 civarına kadar düşmektedir.

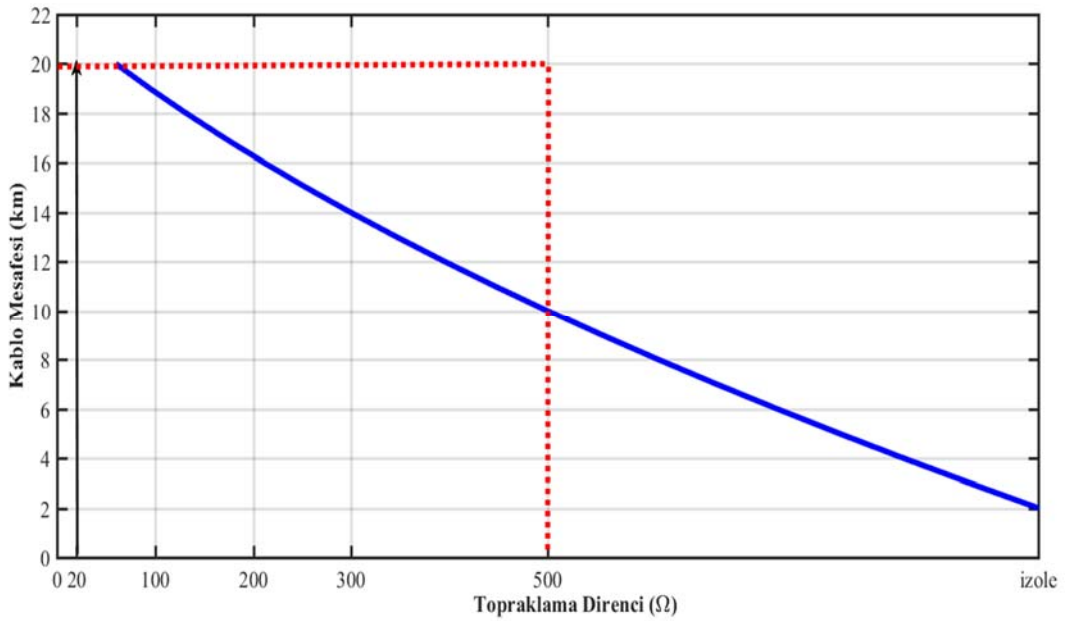


a)

b)

Şekil 5.33: Karşılıklı polarlama röle karakteristiği a) 30° MTA b) 120° MTA.

Bununla birlikte topraklama direnci ve kablo şebekesinin etkisi göz önünde bulundurularak ayarlanan MTA değerinde (120°) geleneksel yönsüz yöntemin seçiciliğinin kaybedildiği tüm topraklama direnci değerleri için daha yüksek seçicilik yüzdesi elde edilmiştir.



Şekil 5.34: Karşılıklı polarizasyon yöntemi ile seçici alanın artırılması.

5.5.1. Karşılıklı Polarizasyon Yöntemi Sonuç ve Değerlendirmeler

Bu bölümde test sisteminin TFT arızası altında faz akımları temelli geleneksel ve yönlü koruma pratikleri incelenmiştir. TFT arızası sırasında arızanın olmadığı bölgede bulunan rölelerin arızalı fazlarında akım genliğinin kablo ve topraklama direnç değerlerine göre arttığı görülmüştür. Böylece TFT arızasında faz rölesinde dahi paralel açmalar meydana gelmektedir. Paralel açmaları engellemek için seçiciliğin sağlanamadığı durum senaryolarında karşılıklı polarizasyon yöntemi uygulanmıştır. Böylece seçiciliğin sağlandığı aralık arttırılmıştır.

5.6. WYE Yönteminin Dağıtım Sistemine Uygulanması

WYE yöntemi Şekil 5.1’de verilen örnek üç fiderli radyal dağıtım sisteminde test edilmiştir. Yönlü koruma algoritması sıfır sıra bileşene genliğine göre seçiciliğin kaybedildiği bölgelere uygulanmıştır. Sonuçlar altı farklı arıza noktası ve üç farklı kablo uzunluğu için analiz edilmiştir. Kablo mesafesinin 20 km olduğu durumda WYE yönteminin sonuçları Tablo 5.5’de gösterilmiştir.

Tablo sonuçlarından görüldüğü gibi WYE yöntemi sıfır sıra bileşene göre seçiciliğin kaybolduğu tüm topraklama direnci ve kablo mesafeleri için altı farklı arıza noktasının tümünde seçici koruma sağlamıştır. Bununla birlikte dağıtım sisteminin izole olduğu durumda transformatör sekonderinde bulunan CB1 rölesi güç değerini çok düşük bulmaktadır. Bu nedenle CB1 rölesi bu yönteme ek sıfır olarak sıra gerilim rölesini yedek koruma rölesi olarak kullanılabilir.

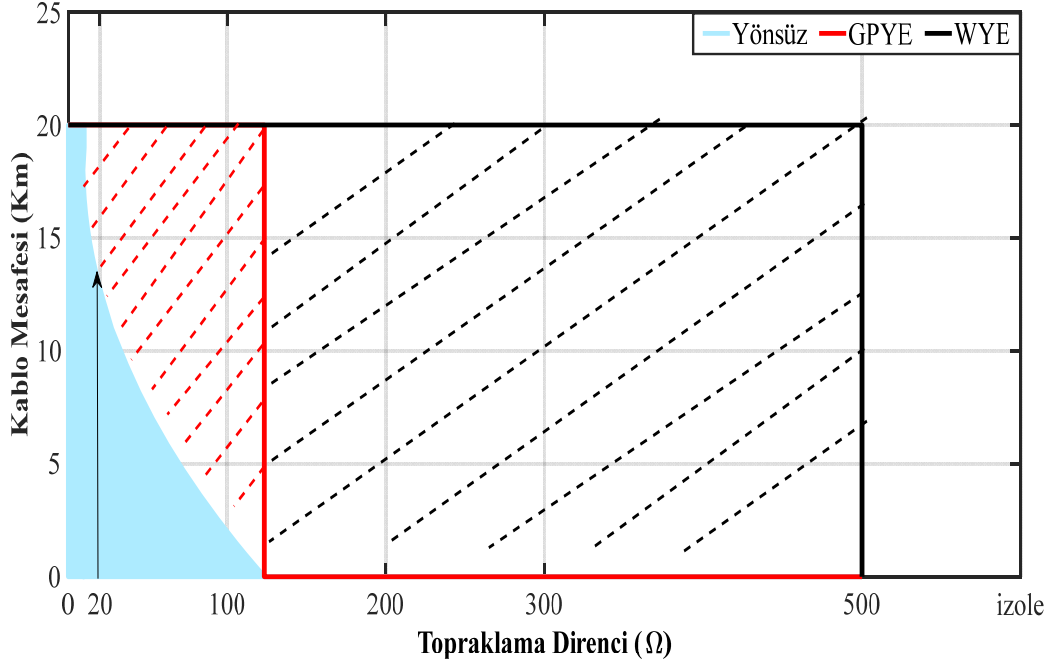
Tablo 5.5’de görüldüğü gibi topraklama direncinin 500 Ω değerine kadar röleler %100 seçicilik ile çalışmıştır. Bu durumda hatalı çalışan röle bulunmamaktadır. Topraklama tipinin nötr noktası izole sistem olduğu durumda transformatör sekonderinde bulunan CB1 rölesi arızayı göremediği için seçicilik yüzdesi daha düşüktür. Bu yüzde CB1 rölesine destek koruma sağlayacak sıfır sıra gerilim rölesi ile %100’e çıkarılabilir. Tablo sonuçları dikkate alınarak WYE yönteminin efektif bir şekilde koruma sağladığı görülmektedir. WYE yönteminin tek sakıncalı senaryosu kablo mesafesinden bağımsız olarak nötr noktası izole sistemde CB1 rölesinin akımı algılamamasıdır. Bu röle dışında tüm röleler seçici koruma sağlamaktadır.

Tablo 5.5 WYE yöntemi sonuçları (20 km).

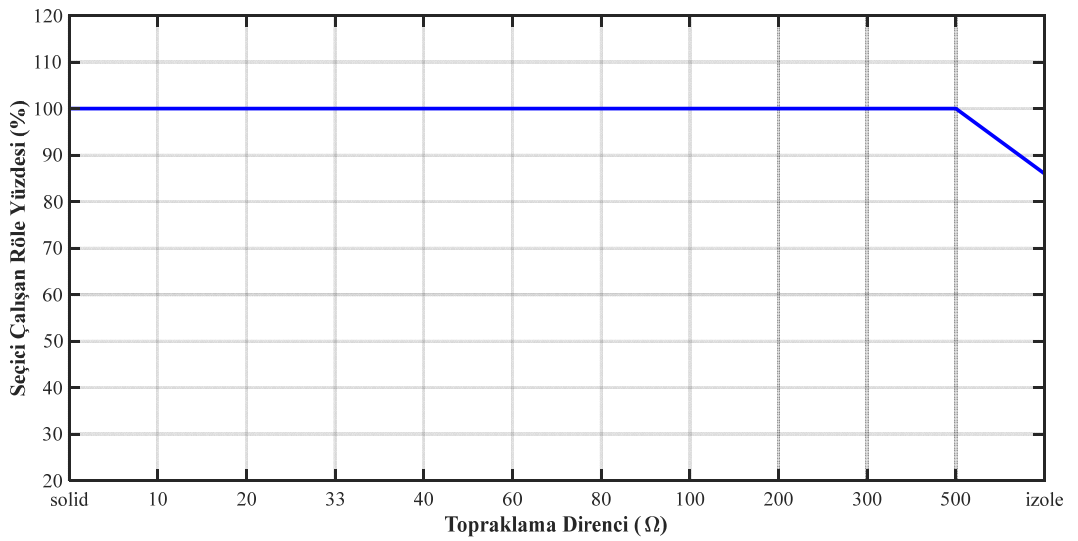
Arıza Noktası/ Toprakla Direnci	İZOLE	500	300	200	100	80	60	40	33	20	10	
F ₁	CB1	-20	-37050	-59150	-84190	-145000	-169000	-201300	-245600	-263800	-294100	-281400
	CB2	-14000	-49900	-73130	-95570	-154440	-175500	-208700	-251100	-268500	-296600	-282000
	CB3	5352	4907	4635	4326	3535	3209	2742	2032	1696	883	144
	CB4	8622	7946	7529	7050	5827	5319	4592	3478	2940	1656	440
	CB5	-41340	-76390	-97530	-121700	-181900	-206200	-240200	-289600	-320000	-358700	-382300
	CB7	1356	1274	1223	1169	1022	961	872	732	665	484	281
	CB9	1856	1747	1678	1602	1399	1315	1191	997	901	654	374
F ₂	CB1	-20	-39430	-64270	-93800	-173000	-208100	-260000	-345700	-382900	-497000	-586100
	CB2	-16120	-54750	-79100	-108000	-185700	-220000	-271000	-354000	-390000	-502900	-587600
	CB3	6205	5894	5696	5459	4810	4518	4071	3312	2907	1787	431
	CB4	9898	9431	9133	8776	7799	7357	6683	5535	4919	3208	1093
	CB5	8978	7199	5084	2393	4861	4088	4754	3244	3122	2678	1940
	CB7	3571	3465	3397	3315	3086	2980	2817	2528	2369	1897	1212
	CB9	4765	4623	4533	4423	4118	2977	3758	3374	3161	2532	1618
F ₃	CB1	-20	-38130	-61620	-88990	-159400	-189000	-231000	-296100	-326200	-391700	-417700
	CB2	14060	13250	12740	11230	10520000	9816	8777	7081	6213	3942	1427
	CB3	-23300	-60080	-82710	-109000	-176800	-205200	-246000	-307600	-336300	-397900	-419800
	CB4	9264	8596	8345	7930	6819	6336	5622	4459	3870	2339	681
	CB5	2647	2530	2462	2382	2155	2059	1909	1659	1531	1178	728
	CB7	-47350	-83830	-106500	-133100	-202500	-232200	-275800	-344300	-377900	-459100	-552700
	CB9	2049	1957	1906	1846	1673	1600	1484	1292	1194	923	576
F ₄	CB1	-20	-39430	-64270	-93800	-173000	-208100	-260000	-345700	-382900	-497000	-586100
	CB2	2825	14560	14220	13810	12650	11221	11200	9794	8963	6492	2950
	CB3	-31600	-64300	-88700	-117600	-119800	-237000	-295140	-395000	-449000	-595000	-770600
	CB4	2209	9578	9339	9049	8247	7860	7272	6229	5646	3923	1492
	CB5	150	2811	2777	2734	2613	2555	2464	2297	2200	1897	1397
	CB7	114	2799	13000	9757	7261	6834	3299	2477	2278	2076	1290
	CB9	538	2170	2144	2112	2022	1970	1910	1785	1712	1483	1150
F ₅	CB1	-20	-37570	-60350	-86510	-151900	-178500	-215500	-268900	-293000	-337300	-339300
	CB2	13640	12740	12170	11510	9776	9042	79710	6283	5442	3331	1154
	CB3	5585	5185	4927	4631	3859	3534	3062	2324	1960	1068	195
	CB4	-19250	-55490	-77440	-102600	-165500	-191100	-226600	-277500	-299700	-341700	-340600
	CB5	2526	2397	2317	2223	1976	1870	1711	1456	1326	985	581
	CB7	1424	1355	1310	1259	1123	1064	974	833	761	574	346
	CB9	-45700	-81360	-103200	-128400	-192800	-219600	-257900	-315700	-342900	-404000	-441000
F ₆	CB1	-20	-39320	-64300	-94210	-175000	-212500	-268000	361000	-410700	-545000	-667000
	CB2	15000	14400	14060	13600	12300	11700	10000	9241	8375	5882	2536
	CB3	6224	5945	5766	5551	4953	4680	4258	3527	3128	1990	521
	CB4	-21280	-59700	-84120	-134000	-193100	-228000	283000	-374000	-422000	-548000	-670000
	CB5	2854	2786	2742	2689	2539	2469	2360	2163	2052	1716	1202
	CB7	1605	1569	1546	1518	1438	1400	1342	1236	1176	994	713
	CB9	6387	3813	3776	2907	2714	2233	2045	1976	1744	1609	478

Kablo mesafesi ve topraklama direncine göre seçicilik bölgelerinin kıyası sıfır sıra bileşen temelli yöntemler için Şekil 5.35’de gösterilmiştir. Şekil 5.35 incelendiğinde, geleneksel yönsüz yöntem ile sağlanan alan yönlü koruma yöntemleri ile arttırılmıştır. Böylece dağıtım sisteminde daha yüksek topraklama direnci ve daha uzun kablo mesafesinde seçicilik sağlanmıştır. Arttırılan bu alanlar ile ilgili olarak GPYE yöntemi WPE yöntemine göre daha dar bir bölgede bulunmaktadır. Bunun nedeni sıfır sıra akımın yüksek nötr topraklama dirençlerinde özellikle transformatörün çıkışında bulunan CB1 rölesinde ve üst akım yolunda bulunan rölelerde (CB2, CB3 ve CB4) görülememesidir. Bu durum WPE yöntemi kullanarak belli bir oranda arttırılmıştır. Bununla birlikte sistem izole olduğu durumda sistemde sadece kabloların kapasitif akımları dolaştığından dolayı CB1 rölesinde akım değeri

yaklaşık sıfırdır. Bu problem CB1 rölesine diğer rölelerden uzun zaman gecikmesi ekleyerek sadece aşırı gerilime göre kontrol edilmesi ile birlikte giderilebilir. Yapılan benzetim çalışmasında her bir topraklama direnci için 7 röle çalışma durumu 3 farklı kablo mesafesi ve 6 farklı arıza noktası için analiz edilmiştir. Buna göre WYE yönteminde sistemin sahip olduğu toplam seçici çalışan röle yüzdesinin topraklama direncine göre değişimi Şekil 5.36’da gösterilmiştir.



Şekil 5.35: Sıfır sıra temelli üç yöntemin seçicilik aralıkları.



Şekil 5.36: WYE yönteminin seçicilik yüzdesinin değişimi.

Şekil 5.36'da görüldüğü gibi topraklama direncinin 500 Ω değerine kadar röleler %100 seçicilik ile çalışmıştır. Bu durumda hatalı çalışan röle bulunmamaktadır. Topraklama tipinin nötr noktası izole sistem olduğu durumda transformatör sekonderinde bulunan CB1 rölesi arızayı göremediği için seçicilik yüzdesi daha düşüktür.

5.6.1. WYE Yöntemi Sonuç ve Değerlendirmeler

Bu bölümde test sisteminin TFT arızası altında sıfır sıra bileşen temelli wattmetrik yönlü eleman yöntemi incelenmiştir. Yöntem sıfır sıra bileşen temelli olduğundan dolayı wattmetrik yönlü eleman yöntemi sıfır sıranın seçiciliği kaybettiği bölgelere uygulanmıştır. Sıfır sıra koruma yöntemlerinin aksine çok yüksek topraklama direnç değerlerinde (300 Ω 'dan yüksek) seçici koruma sağlanmıştır. Yöntemin en büyük eksikliği olarak nötr noktası izole sistemde Transformatör sekonderin de bulunan CB1 rölesinin arızayı algılayamamasıdır. Bunun dışında tüm topraklama direnç ve kablo mesafeleri için seçici koruma sağlanmıştır.

Yapılan benzetim çalışmaları sonucu arıza sonrası akım yöntemi alt akım yolunda bulunan röleler (CB5, CB7, CB9) için orta ve uzun kablo mesafelerinde yüksek direnç ile topraklı sistemde kullanılması önerilmektedir. Benzer şekilde üst akım yolunda bulunan röleler (CB2, CB3, CB4) için orta ve uzun kablo mesafelerinde yüksek direnç ile topraklı sistemde kullanılması önerilmektedir. Kısa mesafeli kablolarda bu yöntemin kullanılması önerilmemektedir. Bununla birlikte CB1 rölesi seçicilik problemi oluşturduğu için arıza sonrası akım yöntemi CB1 rölesi için önerilmemektedir.

Tezin dördüncü kısmında literatürde kullanılan yönlü koruma yöntemlerinin genel olarak avantajları ve dezavantajları tablo olarak verilmişti. Tezin bu kısmında literatürde kullanılan yöntemlerin güç akışının tek yönlü olduğu radyal dağıtım sisteminde etkinliği incelenmiştir. İncelenen arıza tipi TFT arızası olduğundan dolayı kıyas tablosu toprak arızası için değerlendirilmelidir. Tablo 5.6'da yönlü koruma yöntemlerinin seçiciliklerinin topraklama türü ve kablo mesafesi için karşılaştırılması gösterilmiştir. Bununla birlikte yöntemlerin radyal dağıtım sistemi için oluşturduğu dezavantajlar belirlenmiştir. Tabloda direnç üzerinden topraklı sistem 100 Ω değerine kadar, yüksek direnç üzerinden topraklı sistem 500 Ω değerine kadar kabul edilmiştir.

Benzetimi yapılan sistemde sadece transformatör çıkışında bulunan CB1 rölesinin seçici çalışmadığı durum tabloya ‘Trafo’ olarak işlenmiştir. Alt ve üst akım yolunda bulunan rölelerin seçici çalışmadığı durum ise ‘Seçici Değil’ olarak işlenmiştir.

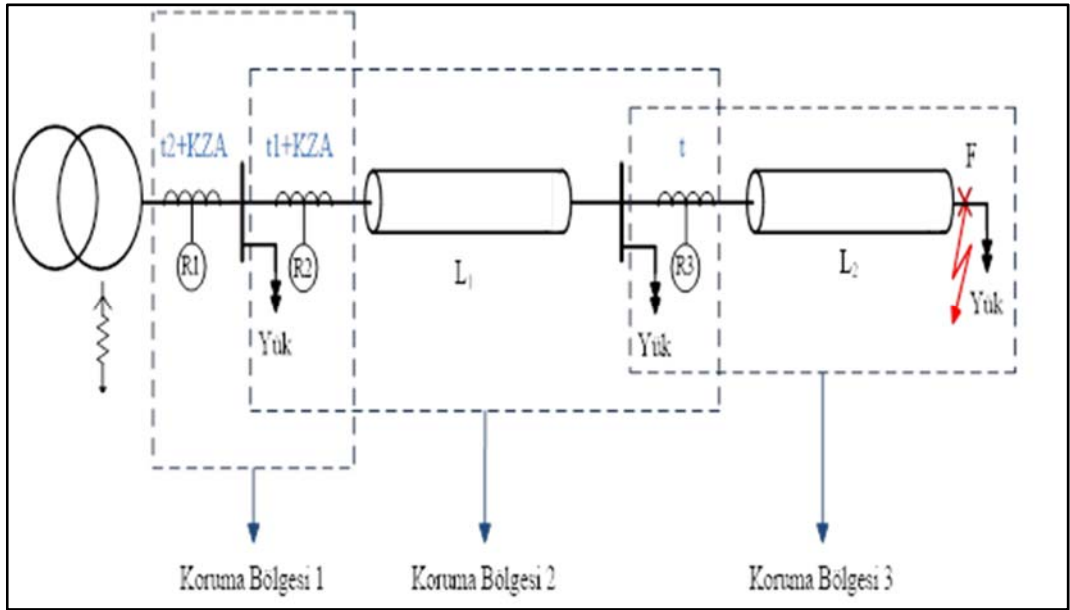
Tablo 5.6: Radyal dağıtım sistemi için kıyas tablosu.

Yöntem	Topraklama Tipi	Kablo Mesafesi			Radyal Sistem için Dezavantajı
		Kısa	Orta	Uzun	
APYE	Direkt Topraklı	Şeçici	Şeçici	Şeçici	Uzak arızalarda etkisiz.
	Direnç Üzerinden Topraklı	Şeçici	Şeçici	Şeçici	
	Yüksek Direnç Üzerinden Topraklı	Trafo	Trafo	Trafo	
	İzole	Kullanılmaz	Kullanılmaz	Kullanılmaz	
GPYE	Direkt Topraklı	Şeçici	Şeçici	Şeçici	Maliyetli.
	Direnç Üzerinden Topraklı	Şeçici	Şeçici	Şeçici	
	Yüksek Direnç Üzerinden Topraklı	Trafo	Trafo	Trafo	
	İzole	Trafo	Trafo	Trafo	
PSYE	Direkt Topraklı	Şeçici Değil	Şeçici Değil	Şeçici Değil	Pozitif sıra bileşen temel alındığı için yük akımında yaşanan dengesizlikten etkilenmektedir.
	Direnç Üzerinden Topraklı	Şeçici	Şeçici	Şeçici	
	Yüksek Direnç Üzerinden Topraklı	Şeçici	Şeçici	Şeçici	
	İzole	Şeçici	Şeçici	Şeçici	
NSYE	Direkt Topraklı	Şeçici Değil	Şeçici Değil	Şeçici Değil	Üçgen yükteki dengesizlik durumunda hatalı çalışır.
	Direnç Üzerinden Topraklı	Şeçici	Şeçici	Şeçici	
	Yüksek Direnç Üzerinden Topraklı	Şeçici	Şeçici	Şeçici	
	İzole	Şeçici	Şeçici	Şeçici	
KPYE	Direkt Topraklı	Şeçici	Şeçici	Şeçici	Faz rölesi olduğundan dolayı toprak arızasında çok geç açma yapar.
	Direnç Üzerinden Topraklı	Şeçici	Şeçici	Şeçici	
	Yüksek Direnç Üzerinden Topraklı	Şeçici	Şeçici	Şeçici	
	İzole	Trafo	Trafo	Şeçici	
WYE	Direkt Topraklı	Şeçici	Şeçici	Şeçici	Hem akım hem de gerilimin ölçülmesi gerektiği için maliyetlidir.
	Direnç Üzerinden Topraklı	Şeçici	Şeçici	Şeçici	
	Yüksek Direnç Üzerinden Topraklı	Şeçici	Şeçici	Şeçici	
	İzole	Trafo	Trafo	Trafo	

Tablo 5.6’da elde edilen sonuçlar incelendiğinde, Türkiye’de yaygın olarak kullanılan 20 Ω topraklama direnci için ortaya çıkan seçici koruma probleminin ASA yöntemi hariç diğer yönlü koruma yöntemleri ile çözüldüğü görülmektedir. Bununla birlikte izole sistemde ve yüksek direnç ile topraklı sistemde CB1 rölesinin genel olarak seçici korunamadığı sonucuna varılmaktadır. CB1 rölesinin seçici korunması için kablo mesafesinden bağımsız olarak NSYE ve PSYE yöntemleri kullanılabilir.

6. GÜÇ SİSTEMLERİNDE KOORDİNASYON

Güç sisteminde meydana gelen herhangi bir arıza sırasında sadece arıza ile ilgili rölelerin açma sinyali üretmesi istenmektedir. Beklenen sayıdan fazla rölenin açma yapması arızanın olmadığı bölgede dahi kullanıcının enerjisiz kalmasına sebep olabilmektedir. Bu nedenle röleler arasında zaman ilişkisi ve öncelik sırası bulunmalıdır. Röleler arasındaki zaman ve sıra ilişkisi röle koruma koordinasyonu olarak isimlendirilmektedir [47]. Etkin ve seçici koruma için röleler arasında etkili röle koruma koordinasyonu oluşturulmalıdır. Röle koruma koordinasyonu için çeşitli röle zaman karakteristikleri geliştirilmiştir. Bunlar sabit zamanlı röle, sabit akımlı röle ve ters zamanlı röle karakteristikleridir. Radyal dağıtım sistemlerinde güç akışı tek yönlüdür. Bu nedenle röle koordinasyonu güç akışının tek yönlü olduğu kabulü yapılarak gerçekleştirilmektedir.



Şekil 6.1: Radyal dağıtım sisteminde koordinasyon.

Şekil 6.1'de F noktasında meydana gelen TFT arızanın seçici ve koruma koordinasyonuna uygun olabilmesi için üç temel şartı sağlamalıdır [48], [49]. Bunlar; en az sayıda rölenin çalışması, en fazla sayıda yükün devrede kalması, arıza ile ilgisi olmayan rölenin çalışmaması. F noktasındaki TFT arızası üçüncü koruma bölgesinde bulunmaktadır. Bu nedenle R₃ rölesi birincil açma yapmalıdır. R₃ rölesinin açma yapmadığı durumlarda R₂ rölesi artçı açma yaparak yedek koruma sağlamalıdır. R₁ ve

R₂ röleleri R₃'ten önce açma yapmamalıdır. Röleler arasında koordinasyonu sağlamak için belirli zaman aralığı bulunmalıdır. Böylece sistemde bulunan röleler sıralı bir şekilde çalışabilir.

6.1. Sabit Zamanlı Röle Karakteristiği

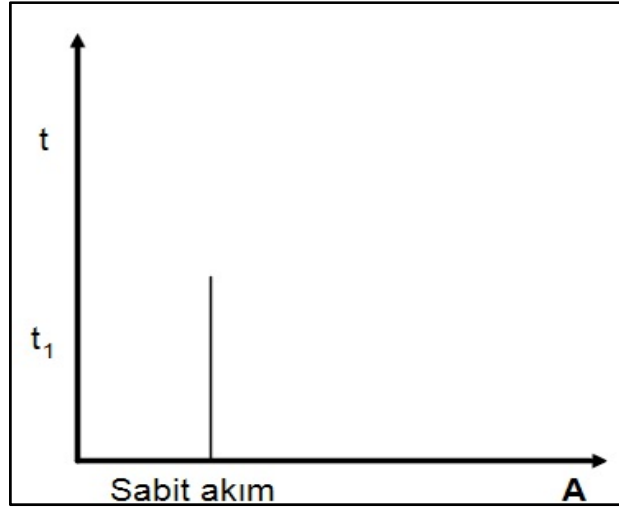
Koruma rölesinin sistem operatörü tarafından belirlenen zaman anında açması mantığına dayanmaktadır. Koruma koordinasyonu sağlayabilmek için yük tarafına en yakın röle en kısa zaman değerine ayarlanır. Yükten kaynağa doğru sabit Koordinasyon Zaman Aralığı (KZA) eklenerek rölelerin koordinasyonu ayarlanır. Sabit KZA gecikmeleri kesicinin açma zamanı (5 saykıl) ve emniyet aralığı olarak sıralanabilir. Emniyet aralığı genel olarak 0.3 saniye kabul edilir [50]. Şekil 6.2'de sabit zamanlı rölenin karakteristiği gösterilmiştir. Şekil 6.2'de görüldüğü gibi rölenin çalışabilmesi için belli bir akım değerini ve zaman değerini aşması gerekmektedir. Radyal sistemde kaynağa yaklaştıkça arıza akımının değeri artmaktadır. Arıza akımının artmasına rağmen kaynağa en yakın röle en uzun gecikme süresi ile artmaktadır. Bu durum sabit zamanlı rölenin en büyük dezavantajıdır. Sabit zamanlı röle iletim hatlarında kullanılan mesafe rölelerinin destek koruması olarak kullanılmaktadır. Bununla birlikte 154/34.5 kV'luk güç trafolarının 34.5 kV gerilim seviyesinde toprak arızalarının algılanması için sabit zamanlı röle karakteristiği kullanılmaktadır [51].



Şekil 6.2: Sabit zamanlı röle karakteristiği.

6.2. Sabit Akımlı Röle Karakteristiği

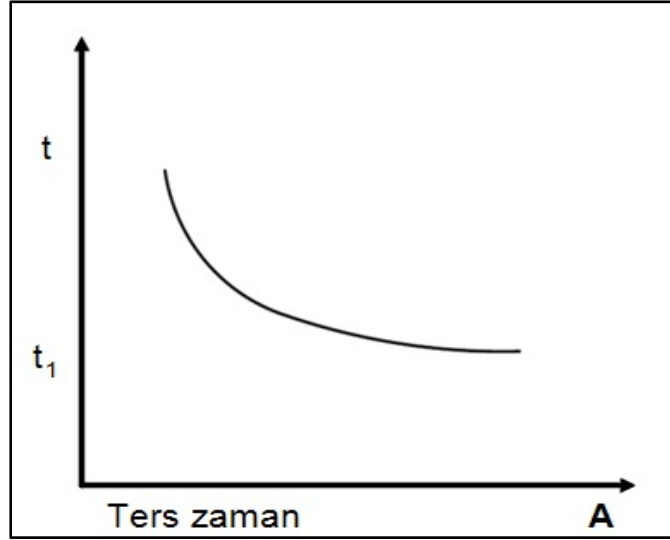
Sabit akımlı röle karakteristiğinde rölenin gördüğü akım ayarlanan değerden yüksek olduğunda herhangi bir zaman gecikmesi olmadan röle açma yapmaktadır. Sabit zamanlı röle karakteristiğine benzer şekilde radyal sistemlerde yüke en yakın röle en düşük değerli akıma ayarlanmaktadır. Arıza empedansı kaynak ile arıza noktasındaki empedanstır. Empedans değeri arıza noktasının değişmesi ile birlikte değişmektedir. Kaynağa en yakın arıza genliği en büyük arızadır. Bu nedenle yükten kaynağa doğru gittikçe rölelerin akım eşik değerleri arttırılmalıdır. Şekil 6.3’de sabit akımlı zaman grafiği gösterilmiştir. Sabit zamanlı röle karakteristiğinin dezavantajı bu röle tipinde de mevcuttur. Sabit akımlı röle karakteristiği özellikle dal-budak dağıtım sistemlerinde alt ve üst akım yolunda bulunan rölelerin aynı anda açma sinyali üretmesine neden olduğundan dolayı kullanılması önerilmemektedir.



Şekil 6.3: Sabit akımlı röle karakteristiği.

6.3. Ters Zamanlı (IDMT) Röle Karakteristiği

Sabit akım ve sabit zamanlı röle karakteristiğinin pek çok dezavantajı bulunmaktadır. Bu dezavantajları gidermek veya en alt seviyeye düşürmek için ters zaman karakteristiği Inverse Definite Minimum Time (IDTM) geliştirilmiştir. Ters zaman karakteristiğinin sabit zaman karakteristiğine üstünlüğü yüksek arıza akımlarında koruma rölesinin daha kısa sürede açma sinyali üretmesidir. Şekil 6.4’de ters zaman karakteristiği gösterilmiştir. Şekil 6.4’de görüldüğü gibi akımın genliğinin artması ile birlikte rölenin çalışma süresi kısalmaktadır.



Şekil 6.4: Ters zamanlı röle karakteristiği.

Ters zamanlı röle karakteristiği için çalışma süresi verilen eğriden okunabileceği gibi matematiksel olarak da hesaplanabilmektedir. Ters zaman karakteristiğinin göre matematiksel ifadesi Eşitlik (6.1) ile ifade edilmektedir [52].

$$t(I) = TDS \cdot \frac{k}{(PSM^a - 1)} + c \quad (6.1)$$

Burada;

- $t(I)$: Rölenin çalışma süresi (saniye)
- TDS : Rölenin zaman ayar değeri (Time Dial Setting)
- PSM : Rölenin gördüğü akımın set edilen eşik akımına oranıdır. (Plug Setting Multipler)
- a, k, c : Eğri karakteristiğine göre belirlenen sabitler.

IEC ve IEEE standartlarına göre pek çok ters zaman eğrisi tanımlanmıştır. Bunlar; normal ters zamanlı, çok ters (very inverse) zamanlı, ultra ters (ultra inverse) zamanlı ve ekstrem ters (extremely inverse) zamanlı röle karakteristiği olarak sıralanmaktadır [52]. Röle karakteristiğinin değişmesi ile birlikte matematiksel ifadedeki katsayılar değişmektedir. Farklı röle eğrileri için katsayı değişimi Tablo 6.1'de gösterilmiştir [53]. Türkiye'de 400 kV yönlü toprak rölesinde IEC Standart Inverse (SI), 400 kV ve 154 kV fiderlerde faz koruması için UK Long Time Inverse (LTI), toprak korumasında IEC Standart Inverse kullanılmaktadır. 34.5 kV çıkış

fiderlerinde ise faz koruması IEC SI, toprak korumasında sabit zamanlı röle karakteristiği kullanılmaktadır.

Tablo 6.1: Ters zaman röle katsayıları.

Röle Eğri İsmi	k	a	c
IEC Standart Inverse(SI)	0.14	0.02	0
IEC VeryInverse (VI)	13.5	1	0
IEC ExtremelyInverse (EI)	80	2	0
UK Long Time Inverse (LTI)	120	1	0
IEEE ModeratelyInverse (MI)	0.0515	0.02	0.114
IEEE VeryInverse	19.61	2	0.491
IEEE ExtremelyInverse	28.2	2	0.1217
US CO8 Inverse	5.95	2	0.18
US CO2 Short Time Inverse	0.02394	0.02	0.01694

6.4. Röle Set Ayarları

Rölelerin etkin ve seçici çalışması ve koruma koordinasyonunun sağlanabilmesi için röle set ayarları korunacak sisteme uygun olarak ayarlanmalıdır. Röle ayarlanırken akım eşik değeri, zaman sabiti, güvenlik aralığı, açıcı gibi pek çok parametre göre ayarlanmaktadır. Bu bölümde geleneksel akım ve zaman ayarı gösterilmiştir. Röle açıcı ayarları ise önceki bölümlerde MTA açısı olarak bahsedilmiştir.

Röle akım bilgisini bağlı olduğu akım trafosundan okumaktadır. Akım trafosundan gelen bilgi rölenin set edildiği akım değerinden büyük ise röle arıza olduğunu algılamaktadır. Rölenin akım ayarı tap ayarı olarak da bilinmektedir. Faz rölesi ve toprak rölesi için farklı ayar yöntemleri mevcuttur. Faz rölesi için akım ayarı eşitlik (6.2) ile hesaplanmaktadır.

$$I_{pickup} = (OLF \cdot I_{nom}) / CTR \quad (6.2)$$

Burada; Over Load Factor (OLF) aşırı akım faktörü olarak tanımlanmaktadır. Korunacak sistemin veya elemanın türüne göre OLF değeri değişmektedir. Motorlarda 1.05, trafo korumasında 1.25, iletim hatlarında 1.5 ve dağıtım hatlarında 2 olarak alınmaktadır [54]. Current Transformer Ratio (CTR) ise akım trafosunun dönüştürme oranıdır. I_{nom} ise ayarlanan ekipmanın nominal akımıdır. Toprak rölesi için akım ayarı eşitlik (6.3) ile ifade edilmektedir.

$$I_{pickup} = (0.2 \cdot I_{nom}) / CTR \quad (6.3)$$

Kırsal dağıtım hatlarında eşik akım ayarı nominal akımın %30'una kadar çıkarabilmektedir. Bununla birlikte uzun iletim hatlarında dengesizlik sonucu %10 oranında dengesiz akımlar bulunabilir. Dağıtım sisteminde ise bu oran %20 olarak alınmaktadır. Bu durumda dengesizlik akımları göz önüne alınarak set değeri ayarlanmalıdır. Böylece rölenin dengesizlik akımlarını arıza akımı olarak algılanması engellenir [54].

Diğer temel röle ayarı zaman ayarıdır. Zaman ayarı TDS ayarı olarak bilinmektedir. Rölenin çalışma zamanını belirleyen parametredir. TDS ayarı ile birlikte röleye zaman gecikmesi verilir böylece radyal dağıtım sistemlerinde koordinasyon sağlanmış olur. Şekil 6.1'de radyal dağıtım sistemi gösterilmiştir. R₃ numaralı röle en uzaktaki röle olduğu için en düşük TDS değeri R₃ rölesinde olmalıdır. Mekanik rölelerde bu değer 1 iken dijital rölelerde bu değer daha düşürülmüştür. Düşük TDS ayarı ile birlikte röle arızaya daha hızlı cevap vermektedir. Bununla birlikte R₂ rölesinin zaman ayarı yapılırken R₃ rölesinin zamanı ve güvenlik aralığı eklenmelidir. Bu durumda R₂ rölesinin çalışma zamanı eşitlik (6.4) ile hesaplanabilir.

$$t_{R2} = t_{R3} + t_{margin} \quad (6.4)$$

Burada t_{margin} koordinasyon zaman aralığı (KZA) olarak isimlendirilir. Bu değer 0.2 saniye ile 0.4 saniye arasında kullanıcının seçtiği değere ve röle tipine bağlı olarak ayarlanır. Uygulamalarda genel olarak 0.3 saniye alınır. Koordinasyon zaman aralığı üç temel zaman gecikmesinden oluşmaktadır. Kesici açma süresi 0.08 saniye, elektromekanik röle çalışma süresi 0.1 saniye ve röle tolerans süresi 0.12 saniye alındığında 0.3 saniye elde edilir [55]. Sabit zamanlı röle karakteristiğinde ters zamanlı röle karakteristiğindeki gibi zaman ayarı yapılmasına gerek yoktur. Röleye zaman bilgisi saniye cinsinden girilip, son kullanıcıdan kaynağa doğru sabit KZA eklenerek koordinasyon sağlanmaktadır.

7. SONUÇLAR ve ÖNERİLER

Yönlü koruma röleleri ve yönlü koruma algoritmalarının kullanılması ve geliştirilmesi çalışmaları hızla artmaktadır. Bu tez çalışmasında iletim hatlarında yaygın olarak kullanılan yönlü koruma rölesi ve yönlü koruma algoritmaları dağıtım seviyesinde şebekede ilave bir üretim kaynağı olmasa dahi yönlü korumanın gerekliliği ortaya konulmuştur. Gereklilik ölçütü olarak nötr topraklama direnci ve kablo şebekesinin uzunluğu seçilmiştir. Sistemin basit yönsüz koruma algoritması ile korunduğunda hangi nötr topraklama direnci ve kablo mesafesinde kullanılmasının kaçınılmaz olduğu bölgeler belirlenmiştir. Belirlenen bu bölgelere literatürde ve uygulamalarda sıkça kullanılan yönlü koruma algoritmaları uygulanmıştır. Bununla birlikte her bir yönlü koruma yönteminin kullandığı büyüklük (sıfır bileşen, pozitif bileşen, negatif bileşen, arıza sonrası akım veya gerilim) temelli yönsüz korumanın sağlanacağı alanlar benzer şekilde nötr topraklama direnci ve kablo mesafesi cinsinden belirlenmiştir.

Modellenen sistemde sıfır sıra bileşene göre seçiciliğin sağlanmadığı bölgelere sıfır sıra bileşenin kullanıldığı AYPE, GYPE ve WYEm yöntemleri uygulanmıştır. Böylece arızanın olmadığı fiderlerdeki hatalı açmalar engellenmiş ve seçicilik yüzdesi artırılmıştır. Yöntemlerin rölelerin bulunduğu bölgelere göre performansı sıralandığı alt akım yolunda bulunan röleler için en etkili yöntemler GPYE, WYE yöntemidir. Alt akım yolunda bulunan röleler için APYE yöntemi uzak arızalarda arızayı algılayamadığı için seçici koruma sağlayamamıştır. Üst akım bölgesinde bulunan röleler için tüm yöntemler seçici koruma sağlamıştır. Trafo sekonder çıkışında bulunan CB1 rölesi için seçici koruma WYE yöntemi ile sağlanmıştır. Yöntemlerin kablo mesafesine göre performansları incelendiğinde AYPE, GYPE, WYE tüm kablo mesafelerinde seçici koruma sağlamıştır. Yöntemlerin nötr topraklama direncine göre performansları incelendiğinde AYPE, GYPE yöntemi düşük direnç değerler için seçici koruma sağlamaktadır. WYE yöntemi ise izole sistem hariç tüm topraklama dirençlerinde seçici koruma sağlamaktadır.

Modellenen sistemde pozitif sıra bileşene göre seçiciliğin sağlanmadığı bölgeler belirlenmiştir. Seçiciliğin sağlanamadığı bölgelere pozitif sıra açığı ve pozitif sıra empedans değişimi yöntemleri uygulanmıştır. Pozitif sıra yönlü eleman yöntemi ile açığı değişimine bakılmış ve tüm topraklama dirençlerinde üç kablo mesafesi için tüm rölelerin seçici çalışması sağlanmıştır. Pozitif sıra empedans yönteminin ise kısa

mesafeleri kablolarda seçici koruma sağlayamadığı gösterilmiştir. Bunun yanı sıra nötr noktası izole ve yüksek direnç üzerinden topraklı sistemler için iki yöntemde seçici koruma sağlamıştır. Pozitif sıra temelli yöntemlerin performansları kötüden iyiye pozitif sıra empedans değişimi, pozitif sıra açısı değişimi ve pozitif sıra genlik değişimi olarak sıralanmıştır.

Modellenen sistemde negatif sıra bileşene göre seçiciliğin sağlanmadığı bölgelere negatif sıra yönlü eleman ve negatif sıra empedans yöntemleri uygulanmıştır. Negatif sıra bileşen ile pek çok yöntemde arıza akımının algılanamadığı CB1 rölesi arızayı algılayabilmiştir. Bununla birlikte negatif sıra yönteminin direkt topraklı sistemde düşük kablo mesafesinde seçici koruma sağlayamadığı gösterilmiştir.

Faz akımlarına göre seçiciliğin sağlanmadığı durumda KPVE yöntemi uygulanmıştır. KPVE'de geleneksel açısı ayarının yüksek direnç ve kablo mesafesinde seçiciliğin kaybolmasını engelleyemediği görülmüştür. Bu nedenle yeni açısı ayarı ile seçici korumanın sağlandığı alanlar arttırılmıştır.

Seçici çalışmanın yanı sıra bileşen TTT arızası röle koordinasyonu için kullanılmıştır. Röleler sıfır sıra bileşene göre ayarlanmıştır. Sıfır sıra bileşene göre rölelerin koordinasyonu sağlanmış çalışma süreleri arıza noktası, topraklama direnci ve kablo mesafesine göre gösterilmiştir. Böylece ters zamanlı rölenin daha seçici bölge sağlamasına rağmen arıza temizleme sürelerini çok uzun olduğundan dolayı sabit zamanın seçilmesi gerekliliği ortaya konmuştur.

Gelecek çalışmalarda literatürde uygulanan koruma algoritmalarının handikaplarını en aza indirecek yeni bir algoritma geliştirilmesi hedeflenmektedir. Böylece yöntemlerinin seçicilik performansını etkileyen kablo mesafesinin uzunluğu ve nötr direnci değerinden etkilenmemesinin sağlanması hedeflenmektedir.

KAYNAKLAR

- [1] Saadat H., (2002), "Power System Analysis" 2nd Edition, McGraw-Hill.
- [2] Short T. A., (2006), "Electric Power Distribution Equipment and Systems", 1st Edition, Taylor & Francis.
- [3] Pansini A. J. (2005), "Guide to Electrical Power Distribution Systems", 6th Edition, CRC Press.
- [4] Karacasu Ö., (2002), "Orta Gerilim Şebekelerinde Kısa Süreli Gerilim Değişimlerinin Topraklama Metodlarına Bağlı İncelenmesi", Yüksek Lisans Tezi, Gebze Yüksek Teknoloji Enstitüsü.
- [5] Alstom, (2002), "Network Protection & Automation Guide", Alstom Grid.
- [6] Lin X., Ke S., Gao Y., Wang B., Liu P., (2011), "A selective single-phase-to-ground fault protection for neutral un-effectively grounded systems", International Journal of Electrical Power and Energy Systems, 33 (4), 1012-1017.
- [7] Mariappan V., Ahamed M.R., Al Thehli, B.N., (2013), "A comprehensive analysis and solution for sympathetic tripping in distribution network", 22nd International Conference and Exhibition on Electricity Distribution, 1-4, Stockholm, Sweden, 10-13 June.
- [8] Strang W.M., (1995), "Distribution line protection practices industry survey results ieeepower system relaying committee report", IEEE Transactions on Power Delivery, 10 (1), 176-186.
- [9] Horowitz S. H., Phadke A.G., (2014), "Power System Relaying", 4th Edition, John Wiley & Sons Ltd.
- [10] Phadke A.G., (2009), "Computer Relaying for Power Systems", John Wiley & Sons Ltd.
- [11] Horak J., (2006), "Directional overcurrent relaying (67) concepts", 59th Annual Conference for Protective Relay Engineers, 1-13, College Station, TX, 4-6 April.
- [12] Jones D., Kumm J.J., (2014), "Future Distribution Feeder Protection Using Directional Overcurrent Elements", IEEE Transactions on Industry Applications, 50 (2), 11385-1390.
- [13] Willheim R., Waters M., (1956), "Neutral Grounding in High-Voltage Transmission", First Edition, Elsevier Publishing Company.

- [14] Guldbrand A., (2006), "System Earthing", Technical Report No: LUTEDX/(TEIE-7216)/1-12, Department of Industrial Electrical Engineering and Automation, Lund University, Sweden.
- [15] Lavorin R., Hou D., Altuve H.J., Fischer N., Calero F., (2007), "Selecting Directional Elements for Impedance-Grounded Distribution Systems", Proceedings of the 34th Annual Western Protective Relay Conference, Spokane, WA, 16-18 October.
- [16] ResGaz 1, (2004), Elektrik İletim Sistemi Arz Güvenirliği ve Kalitesi Yönetmeliği, 10 Kasım 2004 tarih ve 25639 sayılı Resmi Gazete.
- [17] ResGaz 2, (2004), Elektrik Tesislerinde Topraklamalar Yönetmeliği, 21 Ağustos 2004 tarih ve 24500 sayılı Resmi Gazete.
- [18] Paul D., (2015), "High Resistance Grounded Power System", IEEE Transactions on Industry Application, 51 (6), 5261-5269.
- [19] Bridger B., (1983), "High-resistance grounding", IEEE Transactions on Industry Applications, IA-19 (1), 15-21.
- [20] Granizo R., Blanquez F., Rebollo E., Platero C. A., (2015), "Novel ground fault non-directional selective protection method for ungrounded distribution networks", Energies, 1 (8), 1291–1316.
- [21] IEEE Std C62.92.1-2000: Guide for the Application of Neutral Grounding in Electrical Utility Systems.
- [22] IEEE Std C37.90-2005 (Revision of IEEE Std C37.90-1989): IEEE Standard for Relays and Relay Systems Associated with Electric Power Apparatus.
- [23] Leslie H., Brown M., Balakrishnan R., (2004), "Practical Power System Protection", 1st Edition, Newnes Press.
- [24] Perez L. G, Urdaneta A. J., (2000), "Calculation of optimum directional overcurrent relays settings: the parallel lines case", IEEE Power Engineering Review, 20 (5), 68-69.
- [25] Eissa M. M., Hasan S., Sherif S. S., (2017), "A new digital filter directional relay technique using active/reactive power portrait", International Journal of Electrical Power & Energy Systems, 86 (1), 33-52.
- [26] Gao H., Crossley P. A., (2006), "Design and evaluation of a directional algorithm for transmission-line protection based on positive sequence fault components", IEEE Proceedings Generation Transmission and Distribution, 153 (6), 711-718.

- [27] Girgis A., Brahma S., (2001), “Effect of distributed generation on protective device coordination in distribution system”, LESCOPE 01. 2001 Large Engineering Systems Conference on Power Engineering Conference Proceedings, 115-119, NS, Canada, 11-13 July.
- [28] Braat R., (2015), “Future Energy Systems and the Protection of the Electrical Grid”, Yüksek Lisans Tezi, Delf University of Technology.
- [29] Chang T., (2011), “Impact of Distributed Generation on Distribution Feeder”, Yüksek Lisans Tezi, University of Toronto.
- [30] Roberts J., Guzman A., (1994), “Directional Element Design and Evaluation”, 21st Annual Western Protective Relay Conference, 1-27, Spokane, WA, USA, 18-20 October.
- [31] Blackburn J. L., (1952), “Ground Relay Polarization”, Transactions of the American Institute of Electrical Engineers. Part III: Power Apparatus and Systems, 71 (5), 1088–1095.
- [32] Bakar A. H. A., Mokhlis H., Illias H. A., Chong P. L., (2012), “The study of directional overcurrent relay and directional earth-fault protection application for 33 kV underground cable system in Malaysia”, Electrical Power & Energy Systems, 40 (1), 113-119.
- [33] IEEE Working Group D-3., (2017), “Considerations in choosing directional Polarizing Methods for Ground Overcurrent Elements in Line Protection Applications: Technical report to the line protection subcommittee of the PES”, 70th Annual Conference for Protective Relay Engineers (CPRE), 1-67, College Station, TX, USA, 3-6 April.
- [34] Jena P., Pradhan A. K., (2011), “An Integrated Approach for Directional Relaying of the Double-Circuit Line”, IEEE Transactions on Power Delivery, 26 (3), 1783-11792.
- [35] Gao H., Crossley P. A., (2005), “Directional relay for EHV transmission lines using positive sequence fault components”, IEEE Russia Power Tech, 1-5, St. Petersburg, Russia, 27-30 June.
- [36] Pradhan A. K., Routray A., Gudipalli S. M., (2007), “Fault direction estimation in radial distribution system using phase change in sequence current”, IEEE Transaction on Power Delivery, 22 (4), 2065-2071.
- [37] Kazmi S. H. H., (2017), “Piloted Protection Solutions For Distribution Networks With Integrated Distributed Energy Resources”, Yüksek Lisans Tezi, Norwegian University of Science and Technology.

- [38] Karady G. G., Mandava P., (2014), "Pilot directional protection using negative sequence directional element", Clemson University Power Systems Conference, 1-5, Clemson, SC, USA, 11-14 March.
- [39] Blumschein J., Yelgin Y., (2018), "New design of ground fault protection", 71st Annual Conference for Protective Relay Engineers (CPRE), 1-7, College Station, TX, USA, 26-29 March.
- [40] Perera L. B., (2010), "Directional earth fault relay operation in mutually coupled multiple circuit distribution lines", 20th Australasian Universities Power Engineering Conference, 1-6, Christchurch, New Zealand, 5-8 December.
- [41] Fleming B., (1998), "Negative-Sequence Impedance Directional Element", Proceedings of the 10th Annual ProTest User Group Meeting, 1-11, Pasadena, CA, USA, 24-26 February.
- [42] Sonnemann W. K., (1950), "A Study of Directional Element Connections for Phase Relays", Transactions of the American Institute of Electrical Engineers, 69 (2), 1438-1451.
- [43] Zimmerman K., Costello D., (2010), "Fundamentals and improvements for directional relays", 63rd Annual Conference for Protective Relay Engineers, 1-12, College Station, TX, USA, 29 March-1 April.
- [44] Loos M., Werben S., Kereit M., Maun J., (2013), "Fault direction method in compensated network using the zero sequence active energy signal", Eurocon 2013, 717-723, Zagreb, Croatia, 1-4 July.
- [45] Jalilian A., Hagh M. T., Hashemi S. M., (2014), "An Innovative Directional Relaying Scheme Based on Postfault Current", IEEE Transactions on Power Delivery, 29 (6), 2640-2647.
- [46] Can/Am EMTP User Group, (1997), "Alternative Transient Program Rule Book", 1st Edition, Can/Am EMTP Press.
- [47] IEEE Std 242., (2001), Protection and Coordination of Industrial and Commercial Power Systems.
- [48] Sing M., Panigrahi B. K., Abhyankar A. R., (2011), "Optimal overcurrent relay coordination in distribution system", International Conference on Energy, Automation and Signal, 1-6, Odisha, India, 28-30 December.
- [49] Urdaneta A. J, Nadira R., Jimenez L. G. P, (1988), "Optimal coordination of directional overcurrent relays in interconnected power systems", IEEE Transaction on Power Delivery, 3 (3), 903-911.

- [50] Web 1, (2018), http://ewh.ieee.org/r3/atlanta/ias/2011-2012_Presentations, (Eriřim Tarihi: 11/02/2018).
- [51] TEİAŞ, (2017), Koruma Felsefesinin Güncellenmesi, Türkiye Elektrik İletim Anonim Őirketi.
- [52] IEEE Std C37.122., (1106), Standard Inverse-Time Characteristic Equations for Overcurrent Relays.
- [53] Web 2, (2018), <http://www.toshiba-tds.com/tandd/prodcuts/pcsystems> (Eriřim Tarihi: 29/04/2018).
- [54] Gers J., Holmes E., (2005), "Protection of Electricity Distribution Networks", 2nd Edition, London: Institution of Electrical Engineers.
- [55] Aydın H., (2017), "Farklı Arıza Durumları Dikkate Alınarak Enerji İletim Sistemi için En Uygun Rôle Ayar Deęerlerinin Belirlenmesi", Yüksek Lisans Tezi, Yıldız Teknik Üniversitesi.

ÖZGEÇMİŞ

Mert Bekir Atsever 1994 yılında İstanbul'un Bakırköy ilçesinde doğdu. İlk ve orta öğrenimini Pendik'te tamamlayıp, lisans eğitimini Kocaeli Üniversitesi Elektrik Mühendisliği Bölümünde üçüncülük derecesi ile aldı. 2019 yılında Gebze Teknik Üniversitesi Fen Bilimleri Enstitüsü Elektronik Mühendisliği Anabilim Dalında yüksek lisans eğitimini tamamladı. Halen Gebze Teknik Üniversitesi Elektronik Mühendisliği Bölümünde araştırma görevlisi olarak güç sistemlerinde topraklama ve koruma alanında çalışmaktadır.

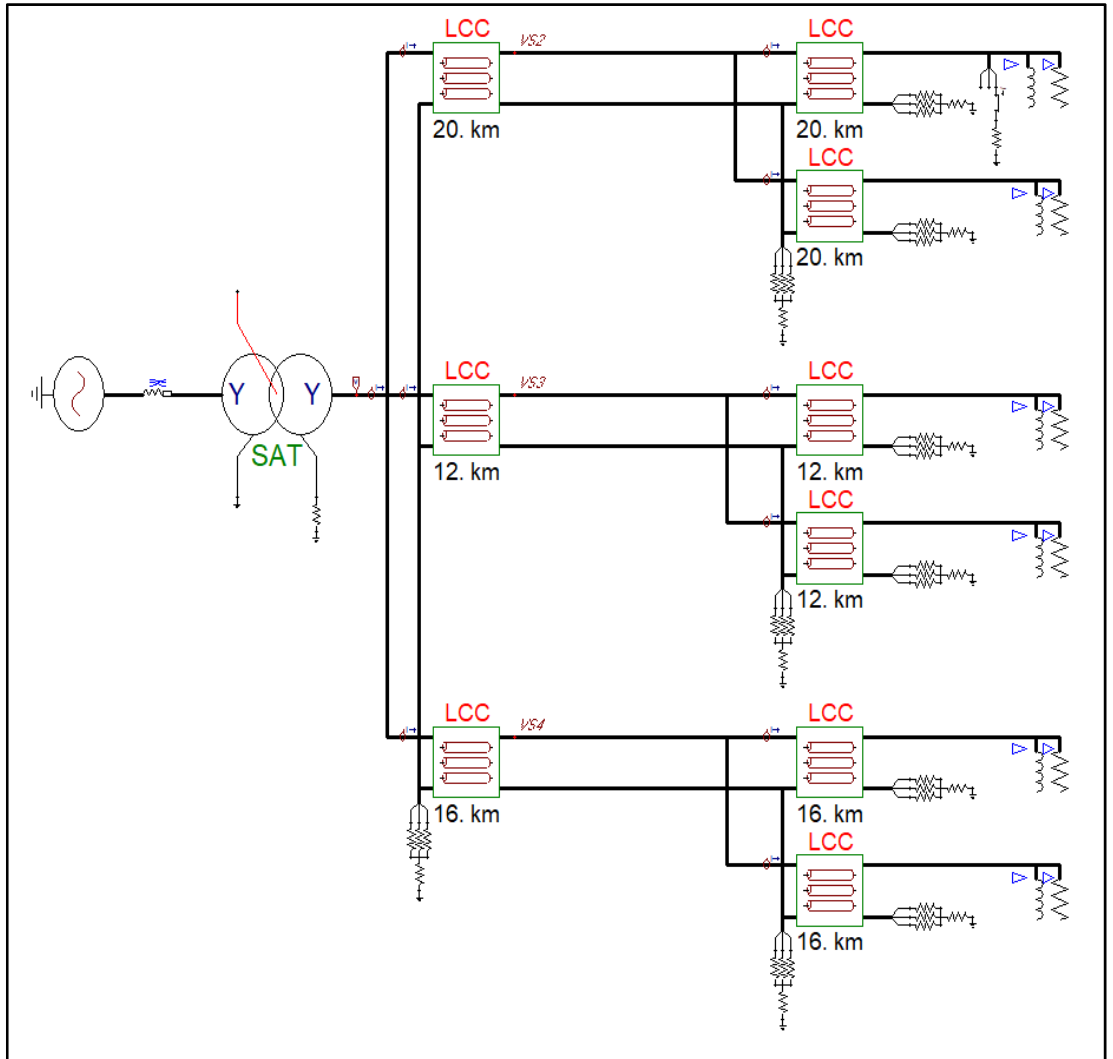
EKLER

Ek A: Tez Çalışması Kapsamında Yapılan Yayınlar

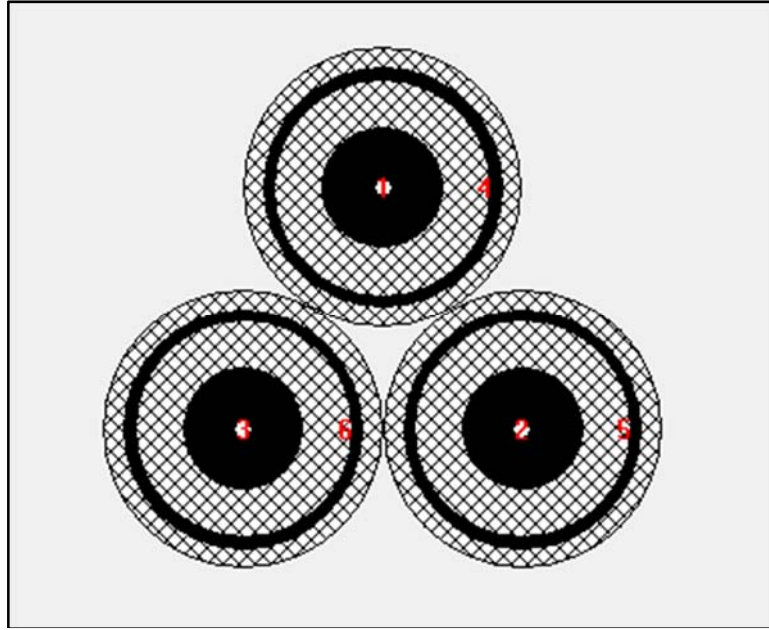
Atsever M. B., Karacasu Ö., Hocaoğlu M. H., (2018), ‘‘Radyal Dağıtım Sistemlerinde Yönlü ve Yönsüz Koruma Performanslarının Tek Faz Toprak Arızası için Karşılaştırılması’’, ELOCO 2018, 20-24, Bursa, Türkiye, 30 Kasım-1 Aralık.

Atsever M. B., Karacasu Ö., Hocaoğlu M. H., (2018), ‘‘Radyal Dağıtım Sistemlerinde Tek Faz toprak Arızası için Sıfır Sıra Bileşen Temelli Yönlü Koruma Yöntemlerinin Karşılaştırılması’’, CIGRE 2018, 75-80, Ankara, Türkiye, 15-16 Kasım.

Ek B: Test Şebekesinin ATP Draw Modeli ve Kablo Geometrisi



Şekil B1.1: Modellenen sistemin ATP Draw şeması.



Şekil B1.2: Kablo geometrisi.

Tablo B1.1: Kablonun R-X-C matrisi.

185 mm² Cu Kablo		R (Ω/ m)					
		2.10E-04	4.92E-05	4.92E-05	4.92E-05	4.92E-05	4.92E-05
		4.92E-05	2.10E-04	4.92E-05	4.92E-05	4.92E-05	4.92E-05
		4.92E-05	4.92E-05	2.10E-04	4.92E-05	4.92E-05	4.92E-05
		4.92E-05	4.92E-05	4.92E-05	2.93E-04	4.92E-05	4.92E-05
		4.92E-05	4.92E-05	4.92E-05	4.92E-05	2.93E-04	4.92E-05
		4.92E-05	4.92E-05	4.92E-05	4.92E-05	4.92E-05	2.93E-04
		X (Ω/ m)					
		7.54E-04	6.42E-04	6.42E-04	6.98E-04	6.42E-04	6.42E-04
		6.42E-04	7.54E-04	6.42E-04	6.42E-04	6.98E-04	6.42E-04
		6.42E-04	6.42E-04	7.54E-04	6.42E-04	6.42E-04	6.98E-04
		6.98E-04	6.42E-04	6.42E-04	6.97E-04	6.42E-04	6.42E-04
		6.42E-04	6.98E-04	6.42E-04	6.42E-04	6.97E-04	6.42E-04
		6.42E-04	6.42E-04	6.98E-04	6.42E-04	6.42E-04	6.97E-04
		C (µF/m)					
		2.18E-04	0	0	-2.18E-04	0	0
		0	2.18E-04	0		-2.18E-04	0
		0	0	2.18E-04		0	-2.18E-04
-2.18E-04	0	0	0.0011	0	0		
0	-2.18E-04	0	0	0.0011	0		
0	0	-2.18E-04	0	0	0.0011		