T.C.
YILDIZ TEKNİK ÜNİVERSİTESİ
FEN BİLİMLERİ ENSTİTÜSÜ

ENERJİ İLETİM SİSTEMLERİNDE HATLARIN NÜMERİK DİFERANSİYEL RÖLELER İLE KORUNMASI VE T-BAĞLANTILI HATLARDA DİFERANSİYEL KORUMANIN MESAFE KORUMA İLE KARŞILAŞTIRILMASI

GÖKHAN DEĞERLİ

YÜKSEK LİSANS TEZİ
ELEKTRİK MÜHENDİSLİĞİ ANABİLİM DALI
ELEKTRİK TESİSLERİ PROGRAMI

DANIŞMAN
DOÇ. DR. RECEP YUMURTACI

İSTANBUL, 2017

T.C.

YILDIZ TEKNİK ÜNİVERSİTESİ

FEN BİLİMLERİ ENSTİTÜSÜ

ENERJİ İLETİM SİSTEMLERİNDE HATLARIN NÜMERİK DİFERANSİYEL RÖLELER İLE KORUNMASI VE T-BAĞLANTILI HATLARDA DİFERANSİYEL KORUMANIN MESAFE KORUMA İLE KARŞILAŞTIRILMASI

Gökhan Değerli tarafından hazırlanan tez çalışması 22.05.2017 tarihinde aşağıdaki jüri tarafından Yıldız Teknik Üniversitesi Fen Bilimleri Enstitüsü Elektrik Mühendisliği Anabilim Dalı'nda **YÜKSEK LİSANS TEZİ** olarak kabul edilmiştir.

Tez Danışmanı

Doç. Dr. Recep YUMURTACI

Yıldız Teknik Üniversitesi

Jüri Üyeleri

Doç. Dr. Recep YUMURTACI

Yıldız Teknik Üniversitesi _____

Prof. Dr. Süleyman Hakan ÜNDİL

İstanbul Üniversitesi _____

Prof. Dr. Nurettin UMURKAN

Yıldız Teknik Üniversitesi _____

ÖNSÖZ

Yaklaşık bir yıldır planlı olarak yazmaya başladığım yüksek lisans tezimi bitirmiş olmanın mutluluğunu yaşamaktayım. Bu süreçte bana lisans eğitiminden bu yana her konuda destek olan danışman hocam Doç. Dr. Recep Yumurtacı'ya teşekkür ederim. Bu tezin oluşumunda katkısını gözardı edemeyeceğim çalıştığım kurum olan Siemens firmasına teşekkür ederim. Bana birçok konuda, yoğun programına rağmen desteğini esirgemeyen arkadaşlarım Serhat Uzun'a ve Ayça Erarslan'a teşekkür ederim. Her zaman motive edici fikirleriyle desteği için eşim Victoire Değerli'ye ve bu günlere gelmemde çok büyük katkısı olan aileme çok teşekkür ederim. Son olarak bitirmiş olduğum tez çalışmamın ülkeme yararlı olmasını dilerim.

Mayıs, 2017

Gökhan Değerli

İÇİNDEKİLER

Sayfa

SİMGE LİSTESİ vii

KISALTMA LİSTESİ viii

ŞEKİL LİSTESİ ix

ÇİZELGE LİSTESİ xii

ÖZET xiii

ABSTRACT xv

BÖLÜM 1

GİRİŞ 17

1.1 Literatür Özeti 17
1.2 Tezin Amacı 19
1.3 Hipotez 19

BÖLÜM 2

ELEKTRİK TESİSLERİNDE KORUMA 20

2.1 Giriş 20
2.2 Koruma Sistemi Elemanları 20
2.3 Koruma Bölgeleri 22
2.4 Koruma Gereksinimleri 24
2.4.1 Güvenilirlik 25
2.4.1.1 Gereksiz Açma 25
2.4.1.2 Arıza Durumunda Yanlış Açma 25
2.4.1.3 Açma Yapmama 25
2.4.2 Seçicilik 26
2.4.2.1 Zaman Kademesi (Time Grading) 26
2.4.2.2 Birim Koruma Sistemi (Unit Protection) 26
2.4.3 Kararlılık (Stability) 26

2.4.4 Hızlı Çalışma 27
2.4.5 Duyarlılık (Sensitivity) 28
2.4.6 Ana ve Yedek Koruma 28

BÖLÜM 3

DİFERANSİYEL KORUMA 32

3.1 Diferansiyel Koruma Prensibi 32
3.2 Koruma Bölgesi ve Bilgilerin İletilmesi 33
3.2.1 Çok Uçlu (Üç Uçlu, T-Bağlantılı) İletim Hatlarında Diferansiyel Koruma Davranışı 34
3.3 Diferansiyel Koruma Rölesinin Güvenli Çalışmasını Etkileyen Faktörler 35
3.3.1 İç ve Dış Arıza ve Akım Tutuculuğu 36
3.3.2 Hatlarda Şarj Akımları 40
3.3.3 Demeraj Akımı (Inrush Akımı) Harmonik Tutuculuğu 41
3.3.4 Diğer Etkiler 43
3.4 Diferansiyel Koruma Açma Karakteristiği 43
3.5 Diferansiyel Koruma Haberleşmesi 45
3.5.1 Karşılık Akım Değerlerinin Değerlendirilmesi 46
3.5.2 Birim Koruma Yapılarında İletişim 49
3.5.3 Telekoruma Komut Tipleri 49
3.6 Akım Transformatörleri 55
3.6.1 Çalışma İlkesi 56
3.6.2 Yapısı 57
3.6.3 Polarite 60
3.6.4 Karakteristik Değerler 60
3.6.4.1 Anma Gerilim Değeri (U_N) 61
3.6.4.2 Nominal Güç (Yük) (S_N) 61
3.6.4.3 Doğruluk Sınıfı (Class) 62
3.6.4.4 Nominal Hassasiyet ve Emniyet Faktörü (ALF, FS) 63
3.6.4.5 Termik ve Dinamik Anma Akımı (I_{th}, I_{dyn}) 65
3.7 Hatlarda Mesafe Koruma 66
3.7.1 Mesafe Korumada Koruma Sinyalleşmesi (Teleprotection) Düzenleri 71
3.7.1.1 Müsaadeli Düşük Menzilde Karşıdan Açtırma, (Permissive Underreach Transfer Trip (PUTT)) 72
3.7.1.2 Müsaadeli Aşırı Menzilde Karşıdan Açtırma (Permissive Overreach Transfer Trip (POTT)) 73
3.7.1.3 Blokaj (Blocking) 74
3.7.2 T-Bağlantılı İletim Hatlarında Mesafe Koruma Davranışı 75

BÖLÜM 4

HAT DİFERANSİYEL KORUMA RÖLESİNİN MATLAB/SIMULINK'TE TASARIMI VE SİMULASYONU UYGULAMASI 76

4.1 Giriş 76

4.2 Sistem Bilgileri 77
4.3 Koruma Rölesinin Açma Karakteristiği ve Açma Lojiği 78
4.4 Rölenin Testi 83
4.5 Sonuçlar 93

BÖLÜM 5

T BAĞLANTI (ÜÇ UÇLU) İLETİM HATLARINDA MESAFE VE DİFERANSİYEL KORUMA KARŞILAŞTIRMA UYGULAMASI 94

5.1 Giriş 94
5.2 Sistem Bilgileri 95
5.3 Mesafe Rölesi Kademe Ayarları 96
5.4 Akım Transformatörü Seçim Analizi 102
5.5 Sistem Simülasyonu 106
5.6 Sonuçlar 111

BÖLÜM 6

SONUÇ VE ÖNERİLER 112

KAYNAKLAR 114

EK-A

AKIM TRANSFORMATÖRLERİNİN BOYUTLANDIRMA ANALİZİ 117

ÖZGEÇMİŞ 140

SİMGE LİSTESİ

A	Amper
C	Kapasitans
Hz	Hertz
I	Akım
km	Kilo metre
P	Aktif güç
Q	Reaktif güç
R	Direnç (Rezistans)
S	Görünür güç
Sk^{II}	Simetrik maksimum kısa devre akımı
t	Zaman
U	Gerilim
VA	VoltAmper
V	Volt
W	Watt
X	Reaktans
Z	Empedans
Z1B	Mesafe koruma koruma sinyalleşme kademesi
Z1	Mesafe koruma 1. kademe
Z2	Mesafe koruma 2. kademe
Ω	Ohm

KISALTMA LİSTESİ

AC	Alternating Current (Alternatif Akım)
AD	Açma devresi
ALF	Nominal hassasiyet faktörü
AT	Akım transformatörü
ATO	Akım Transformatörü Oranı
BO	Binary output (ikili çıktı)
CT	Current transformer (akım transformatörü)
DC	Direct Current (Doğru Akım)
DTT	Direct Transfer Trip (Direk uzaktan açma)
EHV	Extra high voltage (Çok yüksek gerilim)
F	Fault (Arıza)
FO	Fiber optik
FS	Emniyet faktörü
GPS	Global positioning system (Küresel konumlama sistemi)
GTO	Gerilim Transformatörü Oranı
IEC	International Electrotechnical Commission (Uluslararası Elektroteknik Komisyonu)
IEEE	Institute of Electrical and Electronics Engineers (Elektrik ve Elektronik Mühendisleri Enstitüsü)
MCB	Mechanical circuit breaker (Mekanik devre kesici)
OPGW	Optical ground wire (Optik koruma teli)
PLC	Power line carrier (Kuranportör)
POTT	Permissive Overreaching Transfer Trip (Müsaadeli aşırı menzilde karşıdan açtırma)
PUTT	Permissive Underreaching Transfer Trip (Müsaadeli düşük menzilde karşıdan açtırma)
TCS	Trip circuit supervision (Açma devresi denetimi)
TM	Transformatör merkezi

ŞEKİL LİSTESİ

Sayfa

Şekil 2.1 Bir koruma sistemi ve elemanları [15] 22
Şekil 2.2 Güç sisteminde koruma bölgeleri 23
Şekil 2.3 Akım transformatörü lokasyonları [16] 24
Şekil 2.4 İç içe geçmiş koruma bölgeleri 24
Şekil 2.5 Çeşitli arıza tipleri için tipik güç/zaman ilişkisi [16] 27
Şekil 2.6 Açma bobinlerinin ayrı beslemeler ile beslendiği ve ayrı akım ve gerilim transformatörlerinin (çekirdeklerinin) kullanıldığı yapı 30
Şekil 2.7 Koruma yapılarının ayrı olarak beslenmesi ve her korumanın ayrı prensiplerde olduğu yapı 30
Şekil 3.1 Düğümdeki akımlar 32
Şekil 3.2 İki uçlu diferansiyel koruma (tek faza ait gösterim) 33
Şekil 3.3 İki uçlu koruma bölgesi ve haberleşmesi 34
Şekil 3.4 T bağlantılı iletim hattı koruma bölgesi ve haberleşmesi 35
Şekil 3.5 İç ve dış arıza 36
Şekil 3.6 Dış arızalar için tutuculuk 39
Şekil 3.7 Demeraj tutuculuğunun bir faz için mantık şeması [18] 42
Şekil 3.8 Bir uç için çapraz bloklama fonksiyonunun mantık şeması [18] 43
Şekil 3.9 Diferansiyel koruma açma karakteristiği [18] 44
Şekil 3.10 Diferansiyel koruma açma mantığı [18] 45
Şekil 3.11 İki pilot kablolu diferansiyel koruma prensibi [19] 47
Şekil 3.12 Analog ve dijital haberleşme 48
Şekil 3.13 Röleler arası iletişim 48
Şekil 3.14 Koruma sinyalleşmesi uygulaması (basitlik için tek yönlü bir sistem olarak gösterilmiştir) 49
Şekil 3.15 Doğrudan açma sinyali örneği 51
Şekil 3.16 Kesici açma devresi - 1 53
Şekil 3.17 Kesici açma devresi - 2 54
Şekil 3.18 Koruma ya da izleme sinyali 55
Şekil 3.19 Akım transformatörü yapısı [20] 57
Şekil 3.20 Birden fazla sekondere sahip akım transformatörü 59
Şekil 3.21 Akım transformatöründe polarite [20] 60
Şekil 3.22 Sekonder akımın nominal güce (yüke) etkisi 62
Şekil 3.23 Ölçü akım transformatörü doğruluk sınıfı değerleri 63
Şekil 3.24 Koruma akım transformatörü doğruluk sınıfı değerleri 63

Şekil 3.25 Güç değerinin doymaya etkisi 64
Şekil 3.26 Akım transformatörü plaka değerleri 65
Şekil 3.27 Normal işletme durumu 67
Şekil 3.28 Korunan hatta kısa devre 67
Şekil 3.29 Sonraki hatta oluşan kısa devre 67
Şekil 3.30 Metalik arıza 68
Şekil 3.31 Rezistif arıza 68
Şekil 3.32 X-R grafiği örneği 68
Şekil 3.33 X-R grafiği ve yön tayini 69
Şekil 3.34 3 fazlı sistemde döngüler 69
Şekil 3.35 3 fazlı sistem 69
Şekil 3.36 Faz-faz döngüsü 69
Şekil 3.37 Faz toprak döngüsü 70
Şekil 3.38 İletim hattı örneği 71
Şekil 3.39 İletim hattı örneğinin X-R grafiği 71
Şekil 3.40 Müsaadeli düşük menzilde karşıdan açtırma [18] 72
Şekil 3.41 Müsaadeli düşük menzilde karşıdan açtırma açıklaması 73
Şekil 3.42 Müsaadeli aşırı menzilde karşıdan açtırma [18] 74
Şekil 3.43 Blokaj 74
Şekil 3.44 Arıza durumunda besleme şartları 75
Şekil 4.1 Koruma rölesi açma karakteristiği 78
Şekil 4.2 MATLAB/SIMULINK'te tasarlanan sistem modeli 79
Şekil 4.3 Koruma rölesinin açma mantığı akış diyagramı 81
Şekil 4.4 1. Akım transformatöründen okunan değer 84
Şekil 4.5 2. akım transformatöründen okunan değer 84
Şekil 4.6 Röle çıkış değeri 85
Şekil 4.7 1. akım transformatöründen okunan değer 86
Şekil 4.8 2. akım transformatöründen okunan değer 86
Şekil 4.9 Röle çıkış değeri 87
Şekil 4.10 1. akım transformatöründen okunan değer 88
Şekil 4.11 2. akım transformatöründen okunan değer 88
Şekil 4.12 Röle çıkış değeri 89
Şekil 4.13 1. akım transformatöründen okunan değer 90
Şekil 4.14 2. akım transformatöründen okunan değer 90
Şekil 4.15 Röle çıkış değeri 91
Şekil 4.16 1. akım transformatöründen okunan değer 92
Şekil 4.17 2. akım transformatöründen okunan değer 92
Şekil 4.18 Röle çıkış değeri 93
Şekil 5.1 T bağlantı iletim hattı şeması 94
Şekil 5.2 A rölesi kademe bölgeleri 97
Şekil 5.3 Karşılıklı iki kaynak arasındaki tekil hat parçası uçlarındaki mesafe koruma röleleri kademeleri 98
Şekil 5.4 B rölesi kademe bölgeleri 98
Şekil 5.5 C rölesi kademe bölgeleri 99
Şekil 5.6 TM-A rölesi X-R grafiği 100
Şekil 5.7 TM-B rölesi X-R grafiği 101

Şekil 5.8 TM-C rölesi X-R grafiği..... 102
Şekil 5.9 Tüm merkezlerdeki Sk^{II} = 1000 MVA..... 106
Şekil 5.10 Transformatör merkezi B Sk^{II} = 3000 MVA, diğerleri Sk^{II} = 1000 MVA..... 107
Şekil 5.11 Koruma sinyalleşmesi ile TM-A rölesinin gecikmesiz açması 108
Şekil 5.12 Koruma sinyalleşmesi ile TM-B rölesinin gecikmesiz açması 109
Şekil 5.13 Koruma sinyalleşmesi olmasına rağmen gecikmeli açma 110
Şekil 5.14 Diferansiyel koruma ile arızayı gecikmesiz temizleme 110

ÇİZELGE LİSTESİ

Sayfa

Çizelge 3.1 Arıza durumuna göre fark ve tutuculuk akım değerleri..... 38
Çizelge 4.1 Hat ve sistem bilgileri..... 77
Çizelge 4.2 “diferansiyel” fonksiyonuna girilen veriler 80
Çizelge 5.1 Ölçü transformatörleri bilgileri 95
Çizelge 5.2 Hat bilgileri..... 96
Çizelge 5.3 A rölesi kademeleri empedans değerleri..... 97
Çizelge 5.4 B rölesi kademeleri empedans değerleri 98
Çizelge 5.5 C rölesi kademeleri empedans değerleri 99
Çizelge 5.6 Akım transformatörü seçim analizi için veriler 104
Çizelge 5.7 Her durumun özeti..... 111

ÖZET

ENERJİ İLETİM SİSTEMLERİNDE HATLARIN NÜMERİK DİFERANSİYEL RÖLELER İLE KORUNMASI ve T-BAĞLANTILI HATLARDA DİFERANSİYEL KORUMANIN MESAFE KORUMA İLE KARŞILAŞTIRILMASI

Gökhan Değerli

Elektrik Mühendisliği Anabilim Dalı Elektrik Tesisleri Programı

Yüksek Lisans Tezi

Tez Danışmanı: Doç. Dr. Recep Yumurtacı

Elektrik güç sistemlerinin amacı elektrik enerjisini üretmek ve tüketicilere iletmektir. Enerji iletimi bu enerji akışının en önemli yapılarından birisidir. Bu sistemlerde kullanılan işletme elemanlarının arızalanmayacak yapıda tasarlanması ve imalatı imkansızdır. Sistemde arızasız çalışma durumu olmayacağından dolayı, oluşabilecek arızaların cihaz veya insanlara zarar vermeden sistemden belirli prensiplerle izole edilmesi için kullanılan ekipmanların, sistem ve bilgi birikiminin bütünüyle oluşan koruma sistemleri geliştirilmiştir.

Bu çalışmada, koruma özellikleri verilerek güç sistemlerinin en önemli ekipmanlarından olan hatların diferansiyel koruma prensibi ile korunması ele alınmıştır. Diferansiyel koruma teorik olarak anlatılarak detayları verilmiştir. Diferansiyel koruma yapısında önemli olan akım transformatörleri hakkında detaylı bilgi verilerek, uygulama aşamasında kullanılan akım transformatörlerinin seçim analizi Siemens CTDIM programı aracılığıyla yapılmıştır. Hat koruma yapısında ana koruma olarak kullanılan mesafe koruma prensibi hakkında bilgi verilerek hatların diferansiyel koruması detaylı olarak incelenmiştir ve MATLAB/SIMULINK ortamında bir hat diferansiyel koruma rölesi

tasarlanmıştır. Tasarlanan röle çeşitli arıza durumlarına ve normal çalışma durumuna göre simülasyon ortamında test edilmiştir. Hat koruması için spesifik bir yapı olan T bağlantılı iletim hatlarında mesafe ve diferansiyel koruma yapıları PSS SINCAL programında yapılan birçok arıza durumuna göre analiz edilerek karşılaştırılmıştır. PSS SINCAL ortamında yapılan analiz sonuçlarına göre T bağlantılı iletim hatlarında besleme etkisi (infeed effect) sebebiyle mesafe korumanın geç temizleme süresine sahip olarak hatalı çalıştığı ve yeterli korumayı sağlayamadığı görülmüştür. Bu sorunu çözmek için diferansiyel koruma yapısının iletim hatları için ana koruma olarak kullanılabileceği, PSS SINCAL ve MATLAB/SIMULINK ortamında yapılan analizlerle beraber teorik ve uygulamalı olarak gösterilmiştir.

Anahtar Kelimeler: Koruma sistemleri, diferansiyel koruma, akım transformatörleri, mesafe koruma, T bağlantılı iletim hatları

ABSTRACT

LINE DIFFERENTIAL PROTECTION AND THE COMPARISON OF DISTANCE PROTECTION AND DIFFERENTIAL PROTECTION TECHNIQUES FOR T-CONNECTED TRANSMISSION LINES

Gökhan Değerli

Department of Electrical Engineering

MSc. Thesis

Adviser: Assoc.Prof.Dr. Recep YUMURTACI

The purpose of electric power systems is to generate electricity and transmit it to consumers. Power transmission is one of the most important structures of the power flow. It is impossible to design and manufacture the operating elements used in these systems in a structure that will not fail. Since the system will not be fault-free, complete protection systems have been developed for the equipment, systems and information that are used to isolate faults that may occur from the system on certain principles without harming the device or people.

In this study, protection features are given to protect the lines of the one of most important equipment of the power systems with differential protection principle. Differential protection is examined theoretically and details are given. Detailed information about the current transformers that are important for differential protection is given and the suitability of the current transformers used in the application phase has been checked by means of Siemens CTDIM program. The differential protection of the lines has been examined in detail by giving information about the distance protection principle used as the main protection in the line protection structure and a line differential protection relay in the MATLAB / SIMULINK

environment is designed. The designed relay is tested in the simulation environment according to various fault conditions and normal operating condition. The distance and differential protection structures in T-connected transmission lines, a specific structure for line protection, were analyzed and compared according to the many failures in the PSS SINCAL program. According to the analysis results made in the PSS SINCAL environment, it is seen that the distance protection is working erroneously because of the infeed effect on the T-connected transmission lines and can not provide adequate protection. In order to solve this problem, the differential protection structure can be used as the main protection for the transmission lines, it has been shown theoretically and practically together with the analysis made in the PSS SINCAL and MATLAB / SIMULINK environment.

Keywords: Protection systems, differential protection, current transformers, distance protection, T-connected transmission lines

BÖLÜM 1

GİRİŞ

1.1 Literatür Özeti

Günümüzde güç sistemleri büyük yatırımlara ihtiyaç duymaktadır. Elektrik güç sistemi generatörler, transformatörler, iletim ve dağıtım hatları ile baralardan oluşur [1]. Güç sisteminde yer alan ekipmanların korunması sistemin sürekliliği, kararlılığı ve güvenilirliği açısından önemlidir. Güç sistemi her zaman güvenli bir şekilde çalışmalıdır. Bununla birlikte, mükemmel tasarımlarda bile arızalar oluşabilir. Arızalar, kısmi bir sisteme veya toplam elektrik kesilmesine neden olur. Sistemi, oluşan bozulmalara karşı korumak için esasen bir koruma sistemi gereklidir. Bu sorunu çözmek için mevcut birçok koruma rölesi türü bulunmaktadır [2]. Koruma sisteminde arızayı tespit edip korumayı başlatan ekipman rölelerdir. Röle tasarımcıları analog ve dijital teknolojiyi kullanarak koruma rölelerinin duyarlılığını arttırmaktadır [3].

Fakat elektrik tesislerinin işletilmesi sırasında ortaya çıkan hataların ve bunların sonuçları olan arıza ve zararların tamamen ortadan kaldırılması olanaksızdır. Elektrik tesislerinin iyi hesaplanması, planlanması ve yetkili kişiler tarafından işletilmesi ile hataların meydana gelme olasılıkları azaltılabilir. Sistemdeki arızaları azaltmak için uygulanan tedbirlere rağmen, elektrik şebekelerinde arızalar meydana gelir. Hataların çıkması tam olarak önlenemediğine göre üzerinde durulması gereken husus, hatanın yol açabileceği arıza ve zararı olanaklar dahilinde küçük tutabilecek önlemler almaktır. Bu sebeple sistemi meydana getiren bütün devre elemanlarının, arızaların tehlikeli ve tahrip edici etkilerinden korunması maksadıyla daha değişik koruma tedbirlerinin uygulanması gereği ortaya çıkmaktadır. Elektrik

koruma düzenleri sürekli olarak güç sistemini izlemeli ve herhangi bir arıza anında kesicilerin doğru olarak çalışmasını sağlayabilmelidir. Güç sisteminin korunabilmesi için tek başına kesiciler yeterli değildir. Kesicilerin çalışması için öncelikle sistemde bir hatanın varlığının tespit edilmesi gerekir. Elektrik koruma düzeneği içinde de bu görevi koruma röleleri yerine getirmektedir. Koruma röleleri sistemde bir arıza olup olmadığını tespit eder ve arıza var ise kesicilere açma komutu verir.

İletim hattı, bir güç sisteminin en önemli ve ayrılmaz bir parçasıdır. Sistemde oluşan arızaların ve kısa devrelerin %80'den fazlasının iletim hattında olması nedeniyle, bu bölüm elektrik sisteminin en savunmasız kısmı haline gelmiştir [4, 5, 6, 7]. Güç sistemlerinin önemli parçalarından olan kablo ve iletim sistemlerinde oluşabilecek arızaların boyutları çok ciddi sonuçlar doğurabilir. Bu sonuçlar, maddi olabileceği gibi ciddi yaralanmalar hatta ölümle sonuçlanabilecek kazalar da olabilir. Bu sebeple bütün sistemin mümkün olan en güvenilir şekilde çalışması ve arızalardan korunması gerekir. İletim hatları da güç sisteminin en önemli elemanlarından biri olması sebebiyle elektrik mühendisliğinde en çok araştırma yapılan alanlarındandır [8]. Vücudumuzdaki damarların besin ve oksijeni hayatımızın devamı için vücudun dört bir yanına taşıması gibi iletim hatları da bir ülkenin ekonomik ömrünü sürdürebilmesi için üretim kaynağından yük merkezlerine elektrik enerjisini taşırlar. İletim hattındaki bir arıza, güç sisteminin güç aktarım yeteneğini azaltır ve kamu güvenliği için potansiyel tehlike oluşturur. Bu nedenle, bir güç sisteminin güç aktarım kapasitesini korumak ve halkın güvenliğini sağlamak için arızaların mümkün olduğunca çabuk tespit edilmesi ve temizlenmesi gerekir [9].

Kısıtlayıcı pazar şartları, ekonomik sebepler, ulaşım yolları ve çevresel etkenler iletim hatlarını normalden daha kısa mesafelerde ve daha kompleks yapıda çalışmaya mecbur bırakmıştır. İletim koruma sistemleri arıza yerini tespit edebilen ve sadece kısıtlı bölgeyi izole edecek şekilde geliştirilmiştir. İletim hattının korunmasındaki en önemli zorluk, sistemin güvenliğini tehlikeye atan hataların tespit edilmesinde ve izlenmesinde yatmaktadır [10]. Mesafe koruma ilkesi, aşırı akım rölelerine kıyasla yüksek hızda arıza temizleme özelliğiyle, yüksek ve çok yüksek gerilimli (EHV) iletim hatlarında yaygın şekilde kullanılmaktadır [11]. Arızalı ekipmanının ayrıştırılmasında mutlak seçicilik sağlaması sayesinde diferansiyel koruma hatların korunmasında önemli rol

oynamaktadır [12]. Akım transformatörleriyle (CT'ler) bölgeye göre sınırlandırılmış bir birim koruması olarak, diferansiyel koruma prensibi yön karşılaştırmalı veya kademeli mesafe koruma ile karşılaştırıldığında seçicilik, hassaslık ve çalışma hızı bakımından üstün kabul edilir. İletim hatlarına uygulanan diferansiyel korumanın temel faydaları mesafe koruma veya yönlü korumaya kıyasla çok uçlu ve seri hatlarda iyi performans gösteriyor olmasıdır [13].

1.2 Tezin Amacı

Güç sistemlerinde birçok ekipman ve yapının diferansiyel koruma röleleriyle korunması oldukça yaygın bir uygulamadır. Koruma sisteminin yanlış açma yapması maddi ve hayati pek çok zarara neden olmaktadır. İletim hatlarının da güç sisteminin en önemli yapılarından biri olması sebebiyle korunması oldukça önemlidir.

Bu tezde diferansiyel koruma prensibinin bu alandaki güncel yenilikleri de göz önüne alınarak detaylı olarak incelenmesi ve tüm yönleri ile analiz edilmesi amaçlanmaktadır. Diferansiyel koruma prensibi ile birim koruma yapısı da içselleştirilmektedir. MATLAB / Simulink ortamında hat diferansiyel koruma rölesi tasarlanmıştır. Sonrasında mesafe koruma prensibinin temel özellikleri anlatılarak, PSS Sincal ortamında oluşturulan çok uçlu ve sıralı hatta örnek olacak T bağlantı iletim hattı simülasyonu üzerinde çeşitli çalışma şartlarında ve arıza durumlarında mesafe koruma ve diferansiyel koruma yapıları karşılaştırılmıştır.

1.3 Hipotez

Diferansiyel koruma güç sistemlerinde basit yapısı, hızlı ve seçici çalışma özelliği sebebiyle önemli yer teşkil etmektedir. Hat diferansiyel koruma yapısı detaylı incelenerek, MATLAB / Simulink'te tasarlanan röle çeşitli arıza durumlarında test edilerek optimum çalıştığı görülmüştür. T bağlantı iletim hatlarında oluşturulan çeşitli çalışma şartlarında ve arıza durumlarında mesafe korumanın hatalı çalışabildiği, yeterli korumayı sağlayamadığı, diferansiyel koruma yapısının mesafe koruma yapısına kıyasla daha efektif ve güvenilir sonuçlar verdiği analiz edilerek vurgulanmıştır.

BÖLÜM 2

ELEKTRİK TESİSLERİNDE KORUMA

2.1 Giriş

Güç sistemlerinde korumanın amacı, sistemi sürekli kontrol ederek sistemde aşırı akım, kısa devre veya aşırı gerilim biçiminde sonuçlanan bir arıza oluştuğunda; en kısa sürede arızalı elemanı tespit etmek ve arızalı elemanı sistemden izole ederek hem arızalı elemanın ve hem de sistemdeki diğer elemanların zarar görmesini önlemek, arızalı eleman dışındaki diğer elemanların sistemde çalışmasına devam etmesini sağlamaktır.

Koruma sistemleri vasıtasıyla hatalı elemanın otomatik olarak devre dışı etme işlemi gerçekleştirilir. Söz konusu koruma sistemleri bara, hat, kablo, transformatör gibi şebeke elemanlarının gerilim ve akımlarını sürekli kontrol eden ve bunları gözeten röleler topluluğunu kapsamaktadır. İzlenen ve kontrol edilen kısımda hata oluştuğunda ayarlanan değerlerin üstünde veya altında röleler işletmeye girer ve bu durumda koruma sistemine bağlı kontaklar dizisi kapanarak veya açılarak elemanı devreye bağlayan güç anahtarını (alçak gerilimde kontaktör veya kompakt şalter, orta gerilimde ve yüksek gerilimde kesici) açarak hatalı bölümün devre dışı kalması sağlanır [14].

2.2 Koruma Sistemi Elemanları

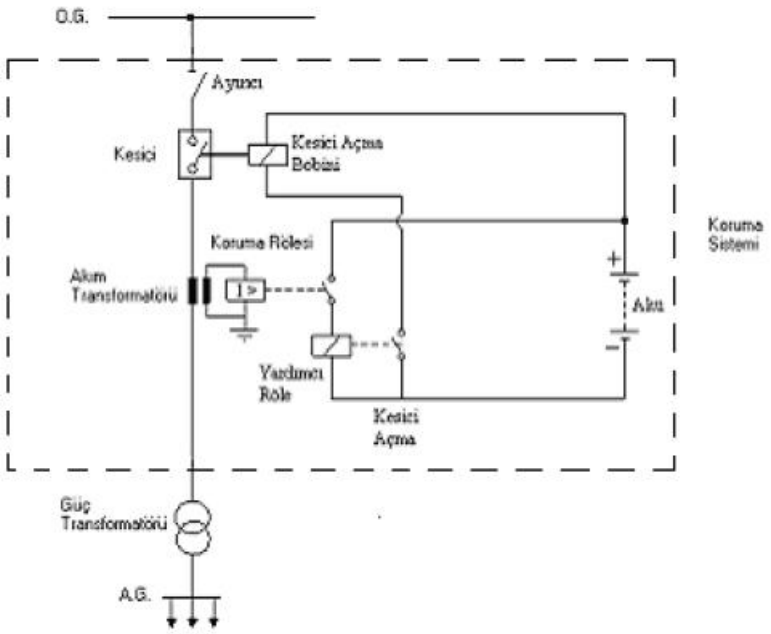
•Kesiciler: Arızalı bölgenin akımını kesip, bu bölgeyi şebekenin geri kalan kısmından ayırmak için kullanılır.

- Ölçü transformatörleri: Koruma rölelerinin düşük gerilim ve akımlarda çalışmasını sağlamak için yüksek gerilimlerden izole edilmesi gerekir. Bunun yanında personelin can güvenliğinin de artması sağlanır.

- Koruma röleleri: Arızayı tespit edip kesiciye açma kumandası vermek için kullanılır.

- Yardımcı elemanlar: Yardımcı eleman olarak, kumanda, alarm ve sinyal devrelerini besleyen aküler, kontrol ve koruma devrelerinde yer alan yardımcı röleler ve sesli alarm cihazı olarak korna gibi elemanlar koruma sistemlerinde bulunmaktadır. [15].

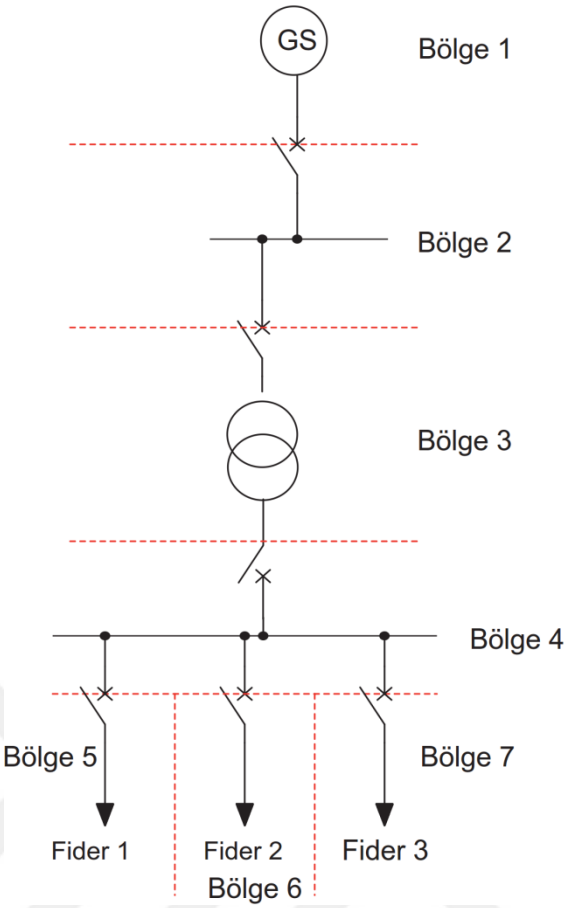
Pratikte, koruma rölesi kontağı doğrudan kesici açma bobinine bağlanmaz. Bu bobinin akımının yüksek olması sebebiyle koruma rölesi kontağı oluşacak arklardan dolayı zamanla zarar görebilir. Bunun yerine, koruma rölesi bir yardımcı röleye kumanda eder. Yardımcı röle, kontağı daha büyük akıma dayanabilecek şekilde seçilmiştir. Koruma rölesi devreye girdiği zaman yardımcı röle bobini enerjilenir. Yardımcı rölenin kontakları konum değiştirerek kesiciye kumanda edilmesini sağlar. Bu şekilde koruma rölesinin kontak sayısı dolaylı olarak arttırılmış olur. Bu uygulamanın sakıncası, ksıa devre olduğunda milisaniyeler mertebesinde kısa sürede kesicinin açması gerekirken yardımcı rölenin devreye girmesinden dolayı açma süresi bir kaç milisaniye daha uzar. Eskiden OG tesislerinde kesici açma bobinine bir yardımcı röle üzerinden kumanda uygulaması yaygın olarak kullanılmıştır. Ancak günümüzde gelişmiş nümerik koruma rölelerinde kesici açma bobinine kumanda eden röle kontağı (kesici açma kontağı, trip kontağı) kesici açma bobini akımına dayanacak şekilde yapıldığı için nümerik koruma rölesi kontağı kesici açma bobinine direkt olarak kumanda edebilmektedir.



Şekil 2.1 Bir koruma sistemi ve elemanları [15]

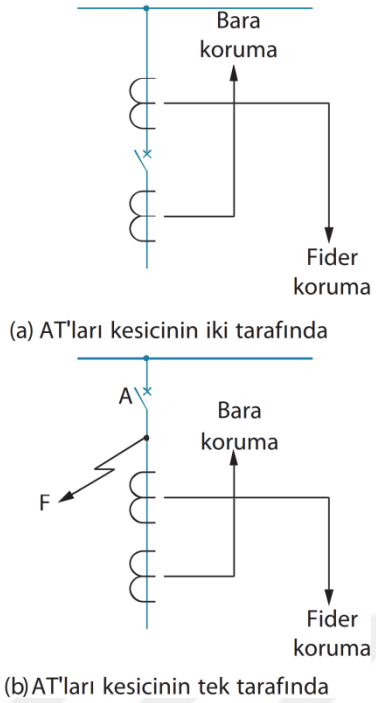
2.3 Koruma Bölgeleri

Güç sistemlerinde oluşan arızaların kapsamlarını kısıtlamak adına koruma bölgeleri oluşturulmaktadır. Hiçbir bölgenin korumasız kalmaması adına, ideal olarak koruma bölgeleri birbirleriyle örtüşmelidir. Bunun örneği şekil 2.2'de gösterilmiştir, kesici her iki koruma bölgesine de dahil olmuştur [16].



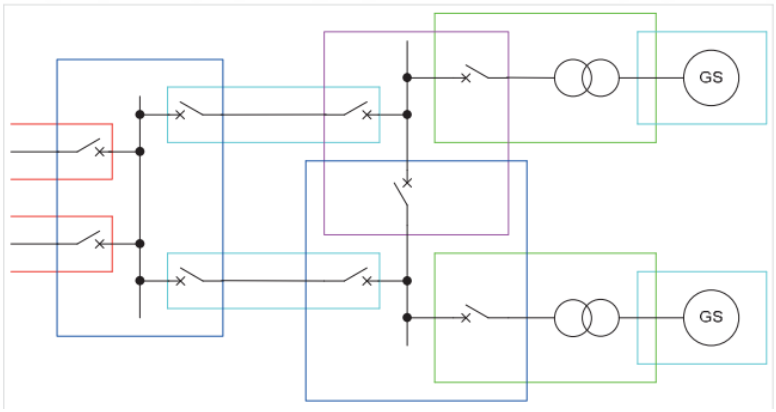
Şekil 2.2 Güç sisteminde koruma bölgeleri

Bazı ekonomik ve fiziksel sebeplerden ötürü, bu ideal yöntem her zaman uygulanamayabilir, şekil 2.3'de görüldüğü gibi akım transformatörleri (AT) kesicinin tek tarafında kalabilir. Bu örnekte, akım transformatörleri ve kesici arasında kalan alan tam olarak korunmamaktadır. "F" noktasında meydana gelecek bir arızada bara korumanın çalışması sağlanarak "A" kesicisi açtırılacaktır fakat arıza fider koruma bölgesine girmediği için fider boyunca arızanın beslenme ihtimali bulunmaktadır. Bu problemin çözümü olarak fiderin diğer ucundaki arızayı besleyen kesicinin açıldığını sağlamak adına, uzaktan açma (intertrip) ya da koruma bölgesini genişletme gibi uygulamalar kullanılmaktadır [16].



Şekil 2.3 Akım transformatörü lokasyonları [16]

Koruma bölgesinin tanımı noktasında akım transformatörlerinin lokasyonu bölgelerin belirlenmesine karşılık gelmektedir. Şekil 2.4'te tipik birbiriyle iç içe geçmiş koruma bölgesi örneğini görebilirsiniz.



Şekil 2.4 İç içe geçmiş koruma bölgeleri

2.4 Koruma Gereksinimleri

- Güvenilirliği ve çalışabilirliği yüksek olmalıdır,
- Normal koşul (yük durumu) ile arıza koşullarını ayırt edebilir olmalıdır,
- Sistemdeki geçici durumlarda açma yapmamalıdır,

- Seçici olmalı ve tüm koruma sistemleri birbirleriyle koordineli çalışmalıdır,
- Sistemdeki arızaları temizlemek için yeterince hızlı olmalıdır fakat selektiviteyi bozacak kadar hızlı da olmamalıdır,
- Sistemde korumasız bölge bırakmamalıdır,
- Maliyet olarak uygun dolayısıyla ekonomik olmalıdır [14].

2.4.1 Güvenilirlik

Koruma için en elzem gereklilik güvenilir olmasıdır [17]. Bir koruma sisteminin hatasız olarak doğru çalışması, yanlış kesici açmalarına neden olmaması, arıza meydana geldiğinde çalışacağından emin olunabilmesi olarak açıklanabilir. Koruma sisteminin güvenilirliği hakkında incelenen zaman dilimi içersindeki;

Koruma sisteminin yanlış çalışma sayısı / Arıza sayısı

Bir fikir verebilir. Bu oran ne kadar düşükse koruma sisteminin güvenilirliği artar. Koru ma sisteminin yanlış çalışma durumları aşağıdaki gibi özetlenebilir [14].

2.4.1.1 Gereksiz Açma

Sistemde bir arıza olmadığı halde rölenin açma komutu vermesidir. Örneğin motor yol alma süresince çekilen akım değeri aşırı akım olarak okunarak bir rölenin kesiciye gereksiz yere açma kumandası vermesi bir gereksiz açma örneğidir.

2.4.1.2 Arıza Durumunda Yanlış Açma

Röleye girilen ayar değerlerinin yanlış verilmesi veya ölçülen değerlerin yanlış olması sonucu oluşan selektif olmayan açma işlemidir [14].

2.4.1.3 Açma Yapmama

Kesicinin ya da kesici kumanda mekanizmasının açma sinyali gelmesine rağmen açma yapmaması ya da rölenin arıza anında açma komutu vermemesidir. Bundan dolayı genelde koruma sistemleri ana ve yedek koruma olarak iki ya da daha fazla koruma prensibine göre korunmaktadırlar. Hat diferansiyel koruma ve yönlü aşırı akım koruma

buna örnektir. Ana korumayı da ikilemek adına mesafe koruma da bazı sistemlerde hat diferansiyel koruma ile beraber kullanılabilmektedir.

2.4.2 Seçicilik

Bir arıza meydana geldiğinde, koruma düzeni sadece arızadan dolayı izole edilmesi gereken sistemi izole etmelidir. Bu seçicicilik özelliği "selektivite" adıyla da bilinmektedir ve temel olarak iki metod ile yerine getirilir.

2.4.2.1 Zaman Kademesi (Time Grading)

Arıza anında sadece ilgili bölgenin açma sistemi işlemini tamamlayabilmesi adına, koruma sisteminde koruma ekipmanlarını bir dizi halinde zamana göre sıralayan ardışık bölgeler oluşturulmasıdır [16]. Aslında koruma ekipmanlarını zamana göre koordine etmektir. Ardışık bölgede daha sonra gelen koruma elemanı zaman gecikmesinden dolayı operasyonunu tamamlayamadan daha önceki kısa zamanlı bölge açacağı için kendini resetler. Her ne kadar arızanın şiddetine bağlı olsa da zaman sıralaması metodu bir sonraki metod olan birim koruma metoduna göre daha yavaştır.

2.4.2.2 Birim Koruma Sistemi (Unit Protection)

Net olarak belirtilmiş bir bölgede oluşabilecek arızalara karşı özel bir koruma yapılabilir. Bu tür koruma birim koruma olarak adlandırılmaktadır [16]. Birim koruma tipleri bazı özel isimler ile bilinmektedirler, buna örnek olarak sınırlandırılmış toprak arızası (restricted earth fault) ve diferansiyel koruma verilebilir. Sınırlandırılmış toprak arızası koruma ya da diferansiyel koruma özel bir alanı korumaktadır, zaman sıralaması olmadığı için göreceli olarak daha hızlıdır, böylece akım transformatörleriyle bir koruma bölgesi oluşturan birim koruma sistemi, bu bölgede olan kritik arızalarda daha çabuk açacaktır.

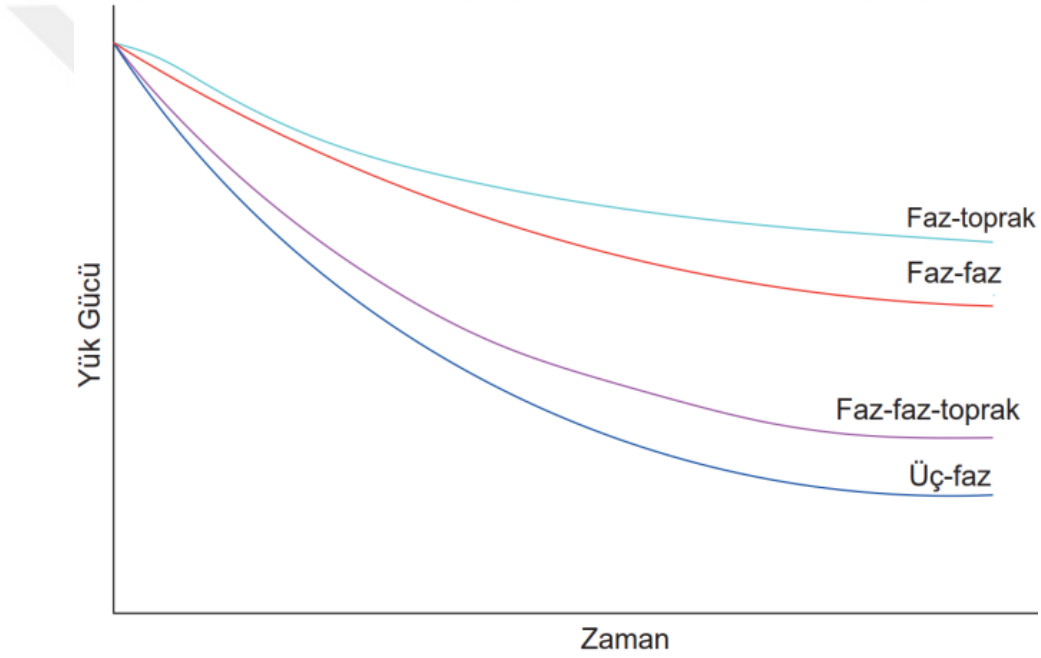
2.4.3 Kararlılık (Stability)

Kararlılık kavramı genelde birim koruma sistemiyle ilişkilendirilir, şöyle ki kararlılık koruma bölgesi dışında olan arızalarda etkilenmeden kalabilme yeteneği olarak tanımlanabilir [16]. Buna örnek olarak hat diferansiyel koruma bölgesinin dışında

oluşacak bir arızada herhangi bir sebepten dolayı hat diferansiyel korumanın açma komutu vermemesi gerekiyor, bu kararlılık ile ilişkilidir.

2.4.4 Hızlı Çalışma

Koruma sisteminin olabildiğince kısa süre içinde çalışması gerekmektedir. Oluşabilecek zararların en aza indirilmesi için arklı kısa devrelerin açılma sürelerini olabildiğince azaltmak gerekir. Bundan başka çoğu kez 1 faz-toprak arasında başlayan arkın gelişerek başka fazlara da geçmeye zaman bulmasını önlemek gerekir. Ayrıca rölenin hızı, ne donanımın hata sebebiyle zarar göreceği kadar yavaş ne de geçici hatalarda istenmeyen açmalara sebep olacak kadar hızlı olmalıdır.



Şekil 2.5 Çeşitli arıza tipleri için tipik güç/zaman ilişkisi [16]

Şekil 2.5 çeşitli arıza tipleri için sistem yükü ve arıza giderme süreleri arasındaki tipik ilişkileri göstermektedir. Buradan da anlaşıldığı gibi aynı yükte faz arızalarının, sistemin kararlılığı üzerinde basit bir toprak arızasından daha belirgin bir etkiye sahip olduğu ve bu nedenle daha hızlı bir temizleme gerektirdiğine dikkat edilmelidir. Bununla birlikte, sistem istikrarı tek mesele değildir. Aynı zamanda korumanın hızlı çalışması, arızadan kaynaklanan ekipmana verilen hasarın en aza indirilmesini sağlar. Bir arıza sırasında çıkan zararlı enerji arızanın zamanıyla orantılıdır, bu yüzden koruma mümkün olduğunca çabuk çalışmalıdır.

2.4.5 Duyarlılık (Sensitivity)

Koruma sistemi kısa devre akımlarının şiddetleri, cinsi ve hata yeri nerede olursa olsun devrede olmak zorundadır. Bazı durumlarda kısa devre akımının değeri normal akım değerinden daha düşük olabilmektedir. Hata yeri nerede olursa olsun şebekenin her türlü işletme şartları altında hatanın giderilmesini sağlamak için sistemin duyarlılığının yeterli seviyede olması gerekmektedir. Bununla beraber röleleri minimum kısa devre altında duyarlı yapmak verimsizdir ve üstelik çok az yarar sağlamaktadır.

2.4.6 Ana ve Yedek Koruma

Bir güç sisteminin güvenilirliği, paralel olarak çalışan birden fazla birincil (veya 'ana') koruma sisteminin kullanımı da dahil olmak üzere daha önce tartışılmıştır. Birincil korumanın arızalanması veya bulunmaması durumunda, arızanın izole edilmesinin başka yolları sağlanmalıdır. Bu ikincil sistemlere "yedek koruma şemaları" denir. Yedek koruma, 'yerel' veya 'uzak' olarak düşünülebilir. Yerel yedekleme koruması, kendi yerinde temizlenmemiş birincil sistem arızası tespit eden koruma ile sağlanır, bu da kendi kesicilerini açtırır, buna örnek olarak zaman kademeli aşırı akım röleleri verilebilir. Uzaktan yedek koruma ise uzak bir yerde temizlenmemiş birincil sistem hatası tespit eden koruma tarafından sağlanır ve ardından ilgili röle için bir açma komutu verir, buna örnek olarak da bir mesafe koruma rölesinin ikinci veya üçüncü koruma bölgeleri verilebilir. Her iki durumda da ana ve yedek koruma sistemleri aynı anda bir arıza tespit ederken, yedeklemenin çalışması geciktirilerek birincil koruma mümkünse arızayı giderir. Normalde ünite koruması olduğu için birincil korumanın çalışması hızlı olacaktır ve minimum güç sisteminin kesilmesi ile sonuçlanacaktır. Yedek korumanın çalışması, zorunlu olarak daha yavaş olacak ve birincil sistemin büyük bir bölümünün kaybolmasına neden olacaktır. Uygulanan yedekleme korumasının kapsamı ve türü, doğal olarak, arıza riskleri ve sistemin nispi ekonomik önemi ile ilişkilendirilir. Arıza giderme sürelerinin kritik olmadığı dağıtım sistemleri için zaman gecikmeli uzaktan yedekleme koruması yeterli olabilir. Hızlı bir arıza temizlenmediği sürece sistem kararlılığının tehlikede olduğu EHV sistemleri için hızlı ve güvenilir açma sağlamak için, paralel ve muhtemelen farklı tipte (örneğin, mesafe ve birim koruma) çalışan birincil koruma sistemleri kullanılacaktır. Ardından yedek aşırı akım koruması,

birincil koruma sistemlerinden birinin bakımı sırasında iki ayrı koruma sisteminin mevcut olmasını sağlamak için isteğe bağlı olarak uygulanabilir. Yedek koruma sistemleri ideal olarak birincil sistemlerden tamamen ayrı olmalıdır. Örneğin, akım diferansiyel rölesi tarafından korunan bir devre, ana birincil birim korumanın arızalanması durumunda devre kesicisinin açmasını sağlamak için zaman kademeli aşırı akım ve toprak arıza rölelerine de sahip olabilir. İdeal olarak, eksiksiz bir yedekleme sağlamak için tüm sistem bileşenleri kopyalanır, fakat bu birebir yedekleme sistemi pratikte nadiren uygulanmaktadır. Yedek koruma yapısı genellikle aşağıdaki yöntemlerle sağlanmaktadır:

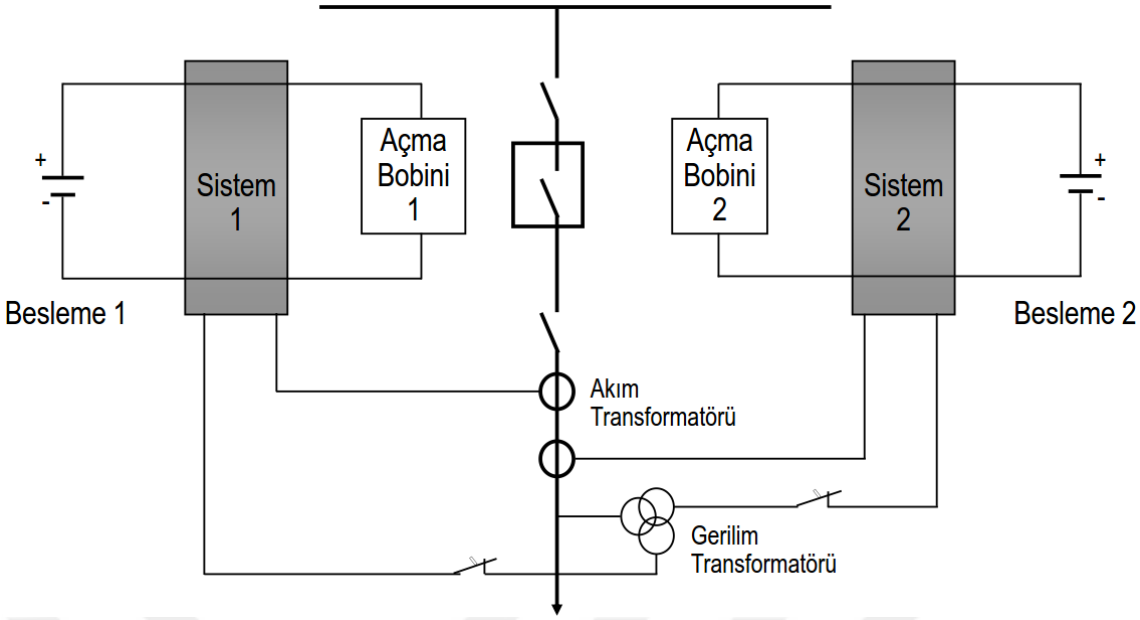
- Her bir röle için ayrı ayrı akım transformatörü ya da aynı akım transformatörünün farklı sekonder çekirdekleri kullanılarak yapılabilir.

- Gerilim transformatörleri, maliyet ve alan gerekçeleri nedeniyle birden fazla kullanılmaz. Her bir koruma rölesine girilen gerilim bilgileri ayrı bir sigorta ya da minyatür devre kesici (MCB) üzerinden yapılır, ayrıca bu elemanların denetlenmesi sürekli olarak sağlanarak bu elemanlarda oluşabilecek bir problemden dolayı sistemde arıza varmışçasına oluşabilecek istenmeyen koruma faaliyeti engellenmiş olacaktır.

- Koruma yapıları ayrı birer sigorta ya da MCB üzerinden beslenmelidir. Ayrıca kesici açma bobin beslemeleri de ayrı ayrı yapılabilir. Kesici açma devreleri de açma devresi denetimi (TCS) ile denetlenmelidir.

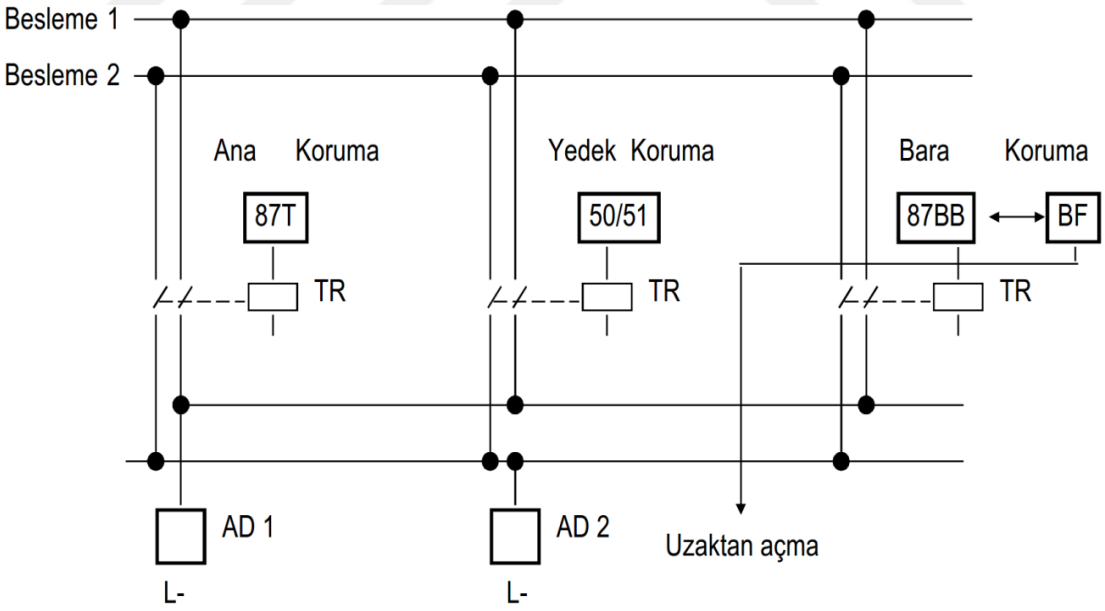
- Ana ve yedek korumaların (veya çift ana koruma), farklı prensipler üzerinde çalışması arzu edilir; örneğin ana koruma olarak hat diferansiyel koruma yedek koruma olarak da aşırı akım koruması. Böylece birinin arıza yapmasına neden olabilecek olağandışı olaylar diğerini etkilemeyecektir.

Rölelerde ayrı akım transformatörü ve gerilim transformatörü (ya da çekirdeği) kullanılması ile kesici açma bobinlerinin farklı beslemeler ile beslenmesi şekil 2.6'da gösterilmiştir.



Şekil 2.6 Açma bobinlerinin ayrı beslemeler ile beslendiği ve ayrı akım ve gerilim transformatörlerinin (çekirdeklerinin) kullanıldığı yapı

Şekil 2.7'de de her bir korumanın ayrı beslemelerden beslendiğini ve her korumanın ayrı prensiplerle oluşturulduğu görülmektedir.



Şekil 2.7 Koruma yapılarının ayrı olarak beslenmesi ve her korumanın ayrı prensiplerde olduğu yapı

Tek bir nümerik röle birden fazla koruma fonksiyonunu ihtiva edebilir (örneğin, bir hat diferansiyel koruma rölesi mesafe koruma ve zaman gecikmeli aşırı akım koruma elemanlarını içerebilir). Yedek koruma sağlamak için gerekli donanımda bir azalma elde edilir, ancak ortak bir röle elemanının arızalanması (örn. Güç kaynağı) hem ana hem de yedek korumanın aynı anda kaybedileceği riski altındadır. Bu durumun kabul edilebilirliği duruma göre değerlendirilmelidir.

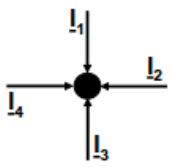
BÖLÜM 3

DİFERANSİYEL KORUMA

3.1 Diferansiyel Koruma Prensibi

Kademeli aşırı akım koruma sistemleri prensip olarak oldukça basit olmasına rağmen bir güç sisteminin tüm koruma gereksinimlerini karşılamamaktadır. Uygulama zorluklarına iki nedenden dolayı rastlanır: Birincisi, karmaşık bir ağ için tatmin edici derecelendirmenin her zaman düzenlenememesi ve ikincisi, ayarlar aşırı bozulmaların önlenmesi için çok uzun olan sistem noktalarında maksimum açma süresine neden olabilir. Bu sorunlar, 'birim koruma' sisteminin oluşmasına zemin hazırlamaktadır. Diferansiyel koruma da birim koruma yapısının bir biçimidir.

Diferansiyel koruma ilkesinde, korunan ünitenin gelen ve giden uçları arasındaki akım farkı algılanmaktır. Diferansiyel koruma prensip olarak Kirchhoff'un akımlar yasasına göre arızaya karar vermektedir. Hat diferansiyel koruma röleleri de hatta oluşacak kaçak akımları bu yasaya göre fark ederek açma sağlar. Şekil 3.1'deki gibi bir düğüme giren akımlar pozitif, düğümden çıkan akımlar negatiftir. Burada düğüm noktası koruma elemanıdır ve korunan elemanlar iletim hatlarıdır.

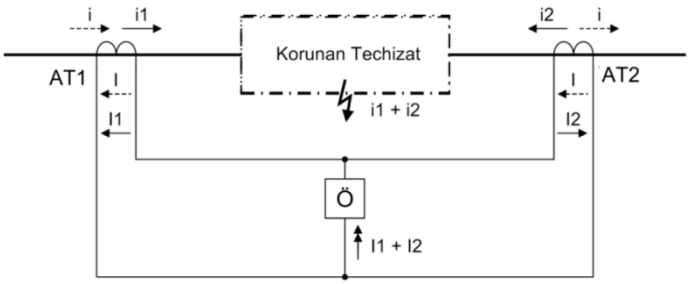


Şekil 3.1 Düğümdeki akımlar

Normal çalışma durumunda akımların vektörel toplamı sıfırdır, (3.1)

$$I_1 + I_2 + I_3 + I_4 = 0, \sum I = 0 \tag{3.1}$$

Normal çalışmada, korunan nesnenin her iki tarafından da her zaman aynı akımın geçmesi olgusundan yararlanılır, şekil 3.2. Bu akım, söz konusu bölgenin bir tarafından girer ve tekrar diğer tarafından çıkar. Bir akım farkı, korunan nesnenin içerisinde bir arıza olduğunun açık bir belirtisidir. Korunan nesnenin taraflarındaki AT1 ve AT2 akım transformatörlerinin sekonder sargıları aynı dönüşümde olduğu varsayılarak, Ö ölçme elemanı kapalı bir akım devresinde I sekonder akımını verecek ve sağlam işletme durumunda akımsız kalacak şekilde bağlanarak dizayn edilmiştir.



Şekil 3.2 İki uçlu diferansiyel koruma (tek faza ait gösterim)

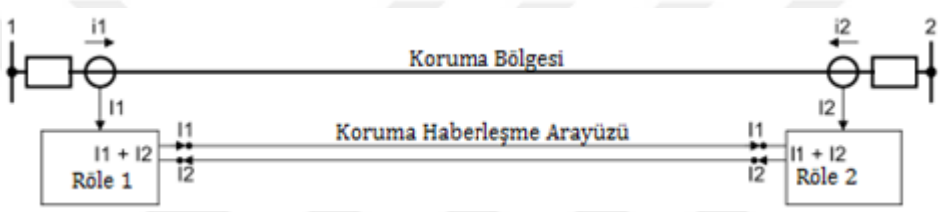
Akım transformatörleri ile sınırlanmış bölge içerisinde bir arıza meydana gelirse, ölçme elemanına her iki taraftan içeri doğru akan i1 + i2 primer arıza akımları ile orantılı sekonder I1 + I2 akımları ölçme elemanına beslenir. Şekil 3.2'de görünen basit devreye göre, eğer bir arıza sırasında korunan bölge içerisine akan arıza akımı ölçme elemanı Ö 'nin tepki vermesi için yeterli büyüklükte ise, korumanın güvenli başlatması sağlanır [18]. Ö burada hat diferansiyel koruma rölesidir. Esas olarak korunan alana akan tüm akımlar, daha başka şekilde belirtilmediyse pozitif olarak değerlendirilir.

3.2 Koruma Bölgesi ve Bilgilerin İletilmesi

Korunan ekipmanın tamamı tek bir yerde bulunuyorsa (generatörler, transformatörler, baralar gibi) ölçülen değerler derhal işlenebilir. Korunan bölgenin bir istasyondan diğerine belirli bir mesafeye kadar uzandığı hatlar için bu durum farklıdır. Her hat ucundaki tüm hat uçlarının ölçülen miktarlarını işleyebilmek için bunların uygun bir biçimde iletilmesi gerekir. Bu şekilde, her hat ucundaki açma durumu kontrol edilebilir

ve gerektiğinde ilgili kesici açtırılabilir. Röle ölçülen miktarları dijital telegram olarak iletişim kanalları vasıtasıyla iletir. Bunun için, her cihaz en az bir koruma veri arayüzü ile donatılmıştır.

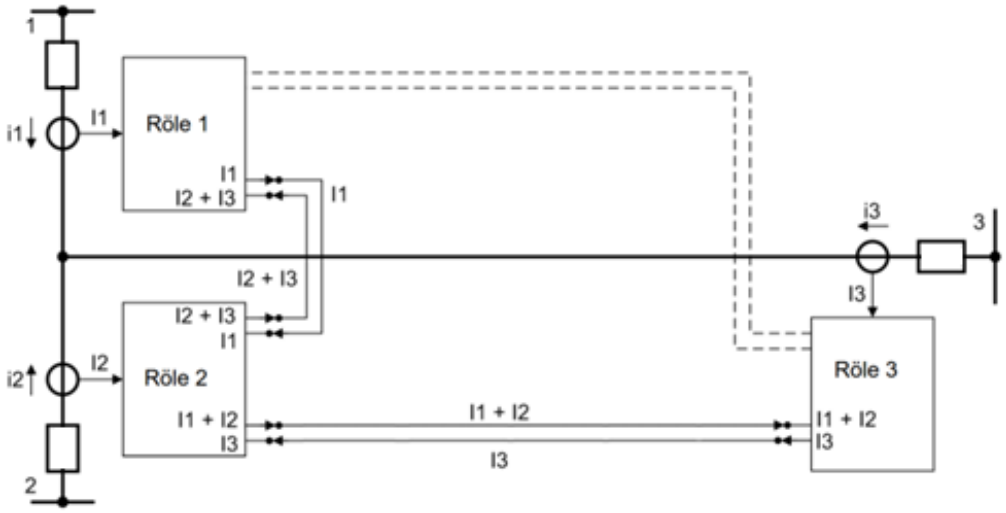
Şekil 3.3'te iki uçlu bir hat için bu durum gösterilmektedir. Her cihaz, yerel akımı ölçer ve yoğunluğu ve faz ilişkisi ile ilgili bilgiyi diğer uca gönderir. Koruma cihazları arasındaki bu iletişim için arayüz, koruma haberleşme arayüzü olarak adlandırılır [18]. Koruma haberleşmesi ileriki bölümlerde detaylı olarak incelenecektir. Sonuç olarak, akımlar her bir cihazda toplanabilir ve işlenebilir. Yine şekil 3.3'te görüldüğü gibi koruma bölgesi her iki uçta ilgili röleye giren akım transformatörleri arasında kalan bölgedir. Burada koruma bölgesi iletim hattıdır.



Şekil 3.3 İki uçlu koruma bölgesi ve haberleşmesi

3.2.1 Çok Uçlu (Üç Uçlu, T-Bağlantılı) İletim Hatlarında Diferansiyel Koruma Davranışı

İki uçtan fazla uca sahip sistemlerde, korunan nesneye akan akımların toplamı hakkında her bir cihazın bilgilendirildiği bir iletişim zinciri oluşturulur. Şekil 3.4'te üç uç için bir örnek gösterilmektedir. Her cihaz, karşılık gelen yerel akımları akım transformatörlerinden alır. Röle 1 mevcut i_1'i ölçer ve karmaşık fazör I_1 olarak verilerini röle 2'ye iletir. Bu röle, paylaşılan I_1'i kendi ölçülen akımı olan I_2'e ekler ve bu kısmi toplamı röle 3'e gönderir. Kısmi toplam $I_1 + I_2$ sonunda röle 3'ü ulaşır ve bu cihazsa bu değere kendi akımı olan I_3 eklenir. Aynı şekilde, röle 3'ten röle 2 üzerinden röle 1'e ölçülen akım değerleri zincir şeklinde iletilir. Bu şekilde, ölçüm noktalarında ölçülen üç akımın toplamı üç cihazın tamamında görülmektedir. İletişim zincirindeki cihazların sırası, Şekil 3.4'te gösterildiği gibi olmak zorunda değildir. İlgili ayarlama topolojinin parametreleştirilmesi sırasında yapılır.



Şekil 3.4 T bağlantılı iletim hattı koruma bölgesi ve haberleşmesi

Kesikli çizgi olmadan yukarıda anlatıldığı gibi olan haberleşme yöntemine zincir topoloji denilmektedir. Eğer kesikli çizgili olan yapı da kullanılarak bir haberleşme yapısı oluşturulursa buna kapalı ring haberleşme topolojisi denir. Her röle sadece kendi akımını kaydeder ve kendi akımını diğer rölelere birebir gönderir ve aldıkları tüm akımlarla diferansiyel akımı kendi içinde hesaplar. Sonuç itibariye yapılan işlem aynıdır, sadece yöntem farkı vardır.

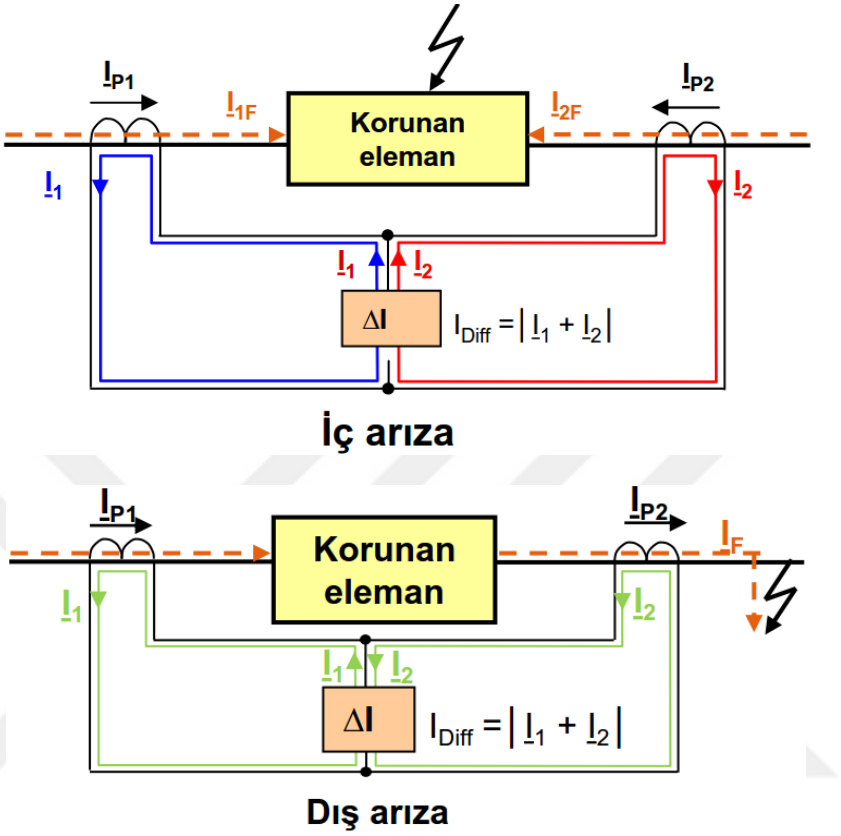
Birim koruma prensibine göre, akım transformatörleri arasındaki alan koruma alanıdır. Koruma alanında herhangi bir arıza olması halinde, kesiciler diferansiyel koruma vasıtasıyla açtırılır ve arıza gecikmesiz temizlenir.

3.3 Diferansiyel Koruma Rölesinin Güvenli Çalışmasını Etkileyen Faktörler

Diferansiyel korumanın temel ilkesinin ön koşulu, sağlıklı operasyonda korunan nesneye akan tüm akımların toplamının sıfır olmasıdır, yani akım farkının olmamasıdır. Teoride bu doğrudur fakat pratikte bu durum hat kapasitanslarından oluşan kapasitif şarj akımları ile veya koruma rölelerine akım bilgilerini taşıyan akım transformatörlerinde oluşabilecek doymalar sebebiyle ölçüm hataları ile farklılık göstermektedir. Pratikte bu durumlar ihmal edilemediği için sağlıklı çalışmalarda dahi cihazlarda işlenen tüm akımların toplamı tam olarak sıfır olmayacaktır ve diferansiyel akım oluşacaktır. Bu faktörlerin açma karakteristiğine etkisi aşağıdaki başlıklarda tek tek incelenmektedir.

3.3.1 İç ve Dış Arıza ve Akım Tutuculuğu

İç ve dış arıza durumunda koruma bölgesinde oluşan akım yönleri şekil 3.5'te görülmektedir.



Şekil 3.5 İç ve dış arıza

Bir dış arıza korunan bölge içinden büyük akımların geçmesine yol açarsa, doyma koşullarında akım transformatörlerinin mıknatıslanma karakteristiklerindeki farklılıklar, ölçme elemanı üzerinden önemli bir akımın akmasına sebep olabilir. Bu akımın büyüklüğü de çalışma eşiğinin üzerinde ise, cihaz bir açma sinyali üretir ve hatalı çalışma meydana gelir. Bu yanlış açmayı engellemek için akım tutuculuğundan (restraint) yararlanılmıştır.

Diferansiyel koruma sistemlerinde $|I_1| + |I_2|$ akımlarının aritmetik toplamından bir tutucu büyüklük elde edilir. Her iki taraftaki ölçme noktası için,

Fark akımı (açma akımı): (düğüme giren akımlar "+", düğümden çıkan akımlar "-" olarak uygulanmaktadır)

$$I_{dif} = |I_1 + I_2| \tag{3.2}$$

Tutucu akım (restraint current):

$$I_{rest} = |I_1| + |I_2| \tag{3.3}$$

olarak tanımlanır.

Durumu açıklamak için Şekil 3.5'te oluşan iç ve dış arızalardaki üç önemli çalışma durumu için inceleme yapılmıştır:

- **Normal çalışma veya bir dış arıza durumu**

I_1 korunan bölgeye akar, I_2 korunan bölgeden çıkar, yani işaret tanımına göre negatiftir dolayısıyla $I_2 = -I_1$'dir. Ancak $|I_1| = |I_2|$'dir. Buna göre,

$$I_{dif} = |I_1 + I_2| = |I_1 - I_1| = 0 \tag{3.4}$$

$$I_{rest} = |I_1| + |I_2| = |I_1| + |I_1| = 2.|I_1| \tag{3.5}$$

Görüldüğü gibi $I_{dif} = 0$ olduğu için bir açma etkisi yoktur, bunun yanında I_{rest}, korunan nesne üzerinden akan akımın iki katı bir büyüklüğe sahiptir.

- **Bir iç kısa devre durumu (iki taraftan eşit akımla beslenme)**

I_1 ve I_2 korunan bölgeye akar ve $I_1 = I_2$ ve $|I_1| = |I_2|$'dir. Buna göre,

$$I_{dif} = |I_1 + I_2| = |I_1 + I_1| = 2.|I_1| \tag{3.6}$$

$$I_{rest} = |I_1| + |I_2| = |I_1| + |I_1| = 2.|I_1| \tag{3.7}$$

Görüldüğü gibi $I_{dif} = I_{rest} = 2.|I_1|$'dir.

- **Bir iç kısa devre durumu (tek taraftan beslenme)**

Tek taraftan besleme olduğu için $I_2 = 0$'dır. Bu durumda,

$$I_{dif} = |I_1 + I_2| = |I_1 + 0| = |I_1| \quad (3.8)$$

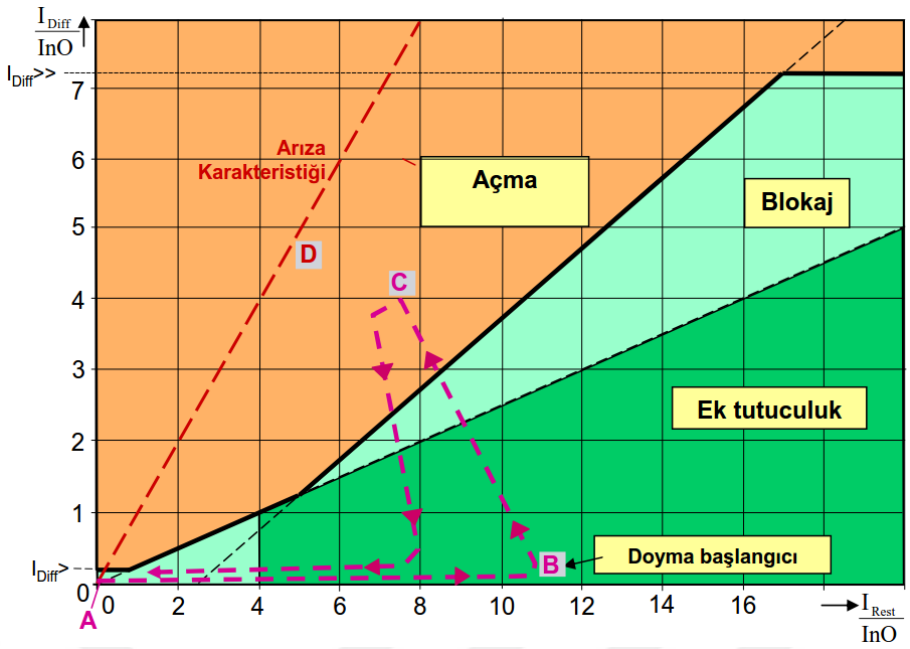
$$I_{rest} = |I_1| + |I_2| = |I_1| + |0| = |I_1| \quad (3.9)$$

Görüldüğü gibi Idif = Irest = |I1| olup tek taraftan beslenen arıza akımına eşittir. Üç durumun özeti çizelge 3.1'de gösterilmiştir.

Çizelge 3.1 Arıza durumuna göre fark ve tutuculuk akım değerleri

	I_{rest} ($|I_1|+|I_2|$)	**I_{dif} ($|I_1+I_2|$)**
Normal çalışma ya da dış arıza	2. $|I_1|$	0
İç arıza (iki taraflı besleme)	2. $|I_1|$	2. $|I_1|$
İç arıza (tek taraflı besleme)	$|I_1|$	$|I_1|$

Üç çalışma durumundan anlaşılacağı gibi, iç arızalar için $I_{dif} = I_{rest}$ olmaktadır. Bu da iç arızaların karakteristiğini, çalışma diyagramında eğimi 1'e eşit olan bir doğru yapar. Şekil 3.6'da kesikli D doğrusu arıza karakteristiği çizgisi bunu göstermektedir.



Şekil 3.6 Dış arızalar için tutuculuk

Yüksek arıza akımlarından dolayı oluşan akım transformatörlerinin doyması iç arızalar (korunan bölgedeki arıza) için kritik değildir çünkü ölçülen değerdeki hata diferansiyel akımda ve sınırlama akımında da aynı ölçüde bulunur. Şekil 3.6'da gösterilen arıza karakteristiği esas olarak bu durumda da geçerlidir. Elbette akımın temel dalgası en azından çalışma eşiğini ($I_{diff>}$) aşmalıdır.

Akım transformatörlerinde doymaya sebep olan yüksek akımlar, korunan hattın üzerinden geçtiği dış arızalarda, oldukça büyük bir fark akımı oluşturabilir. Her iki tarafta doyma derecesi farklı olan akım transformatörleri bulunması halinde bu fark daha da artacaktır. Eğer I_{dif}/I_{rest} büyüklüğü çalışma karakteristiğinin açma bölgesinde bulunan bir çalışma noktası oluşursa, önlem alınmadığı takdirde bir açma sinyalinin oluşacağı kaçınılmazdır. Bu durumdan kurtulmak için ek tutuculuk (kararlılık) önlemlerinin alınması gerekmektedir. Bu yöntemde doyma göstergesi, fark ve tutucu büyüklüklerin dinamik davranışlarını dikkate alır. Şekil 3.6'daki "ABCA" kesikli hat, bir dış arıza esnasında bir taraftaki akım transformatörünün doyması durumundaki anlık akımları göstermektedir. Arızanın hemen sonrasında (A), kısa devre akımları büyük oranda (B) noktasına kadar korunan nesne üzerinden akan akımın iki katı büyüklüğünde bir yüksek tutucu akım üretir. Akım transformatörünün doyması anında (B), bir fark büyüklük üretilir ve tutucu büyüklük azalır. Sonuçta; çalışma noktası I_{dif}/I_{rest},

açma bölgesi içine girebilir (C). Bunun tersine; bir iç arıza durumunda, I_{rest}, I_{dif}'ten biraz yüksek olacağından çalışma noktası arıza karakteristiği boyunca ilerler (D). Dış arızalarda akım transformatörünün doyması, çalışma noktasını doğrudan ek tutuculuk bölgesine hareket ettirecek olan yüksek başlangıç tutucu akımıyla algılanır. Doyma göstergesi, arıza başladıktan sonraki ilk çeyrek periyotta kararını verir. Bir dış arıza algılandığında, seçilebilir bir süreyle diferansiyel koruma kilitlenir. Burada doymadan dolayı ani bir fark akımı oluşması fakat kısa sürede "CA" yolunu takip ederek açma bölgesinden tekrar tutma bölgesine inen geçici doymalardan dolayı oluşan fark akımını tolere etmek amaçlanmıştır. Çalışma noktası I_{dif}/I_{rest} durağan olarak arıza karakteristiğine yakın açma bölgesi içinde olursa (%80 arıza karakteristiği eğimi, D) kilitleme iptal edilir. Bu akım transformatörünün doymasına yol açan dış arızalarda bile korunan bölge içindeki arızaları güvenli bir şekilde tespit edilmesini sağlar.

3.3.2 Hatlarda Şarj Akımları

İletim hatlarında oluşan şarj akımları sebebiyle diferansiyel korumada ek bir ayarlama yapılmaktadır. Üç fazın toprağa ve birbirlerine karşı kapasitansından dolayı, şarj akımları hatasız çalışmada bile akar ve korunan bölgenin uçlarında bir akım farklılığına neden olur. Özellikle kablolarda, kapasitif şarj akımları önemli genlik değerlerine ulaşabilir. Şarj akımları ölçülen akımların yoğunluğuna bağlı değildir. Hat gerilim ve kapasitansı tarafından belirlendiğinden, hatasız çalışmada neredeyse sabit olarak kabul edilirler. Bu şarj akımları böylece diferansiyel korumanın duyarlılığının ayarında dikkate alınır. Bu arıza başlatma değeri (pickup value, $I_{diff>}$), korunan nesnenin toplam kararlı durum şönt akımından daha yüksek bir değere ayarlanmalıdır. Kablolarda ve uzun havai hatlarda özellikle şarj akımı dikkate alınmalıdır. Bu, işlemsel kapasitanstan hesaplanır, I_c [18]:

$$I_C = 3{,}63.10^{-6}.U_N.f_N.C_B.l \tag{3.10}$$

Burada,

I_C : primer olarak hesaplanan şarj akımı, A

U_N : sistemin anma gerilimi, kV

f_N : sistemin anma frekansı, Hz

$C_{B'}$: hattın işletim kapasitansı, nF/km

l : hattın uzunluğu, km

Gerilim ve frekans sapmasını dikkate alarak $I_{diff>}$ değeri tespit edilen şarj akımının en az 2 ya da 3 katı olarak ayarlanmalıdır.

Hesaplama örneği:

110kV tek iletkenli bir kablo hattındaki veriler şöyledir:

Kesit = 240 mm^2

Anma frekansı, f_N = 50 Hz

Uzunluk, l = 16 km

İşletim kapasitansı, $C_{B'}$ = 310 nF/km

Akım transformatörleri oranı = 300/5A

Şarj akımı $I_C = 3{,}63.10^{-6}.U_N.f_N.C_{B'}.l = 3{,}63.10^{-6}.110.50.310.16 = 99A$ (3.11)

Primer değerlerin en az iki katına ayarlanacaktır, o zaman:

$I_{diff>} = 200A$

Röleye girilmesi gereken değer için ise sekonder akım değeri bulunmalıdır:

Sekonder $I_{diff>} = \left(\frac{200}{300}\right).5A = 3{,}34A$ (3.12)

olarak hesaplanmaktadır.

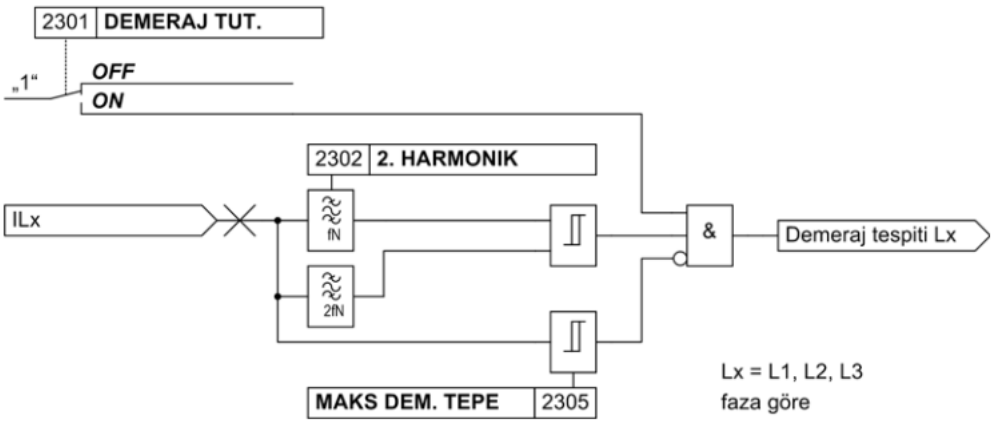
Buna benzer ayarlama motorlarda yol verme akımı ve şönt reaktanslarda mıknatıslama akımları için geçerlidir.

3.3.3 Demeraj Akımı (Inrush Akımı) Harmonik Tutuculuğu

Korunan alan bir güç transformatörü içeriyorsa, transformatörü bağlarken yüksek bir ani demeraj akımı çekilebilmektedir. Bu ani akım korunan bölgeye akar ama bir daha çıkmaz. Demeraj akımı nominal akımın birkaç katına çıkabilir ve kısa devrede hemen

hemen mevcut olmayan 2. harmonik ile karakterize edilir. Diferansiyel akımdaki 2. harmonik değeri belirli bir eşik değerini aşarsa açma bloklanır ve bu blokaj (çapraz bloklama, cross block) durumu korunan ekipmanın her ucunda etkili olabilmesi için tüm cihazlara iletilir (diferansiyel korumada kullanılan her uçtaki röleye iletilir). Demeraj akımı için ayarlanabilecek bir üst sınır vardır: belirli bir (ayarlanabilir) akım değeri aşıldığında, dahili bir akım yoğunluklu kısa devre olması gerektiği için artık geçerli olmayacaktır ve blokaj devreden çıkacaktır. Böylece korunan bölge içindeki yüksek akımlı arızalar, (akım büyüklüğünün bu arızanın bir dış arıza olma ihtimalini ortadan kaldırması durumunda) tutucu akımın büyüklüğü dikkate alınmaksızın ani olarak temizlenmiş olacaktır, ($I_{diff>>}$).

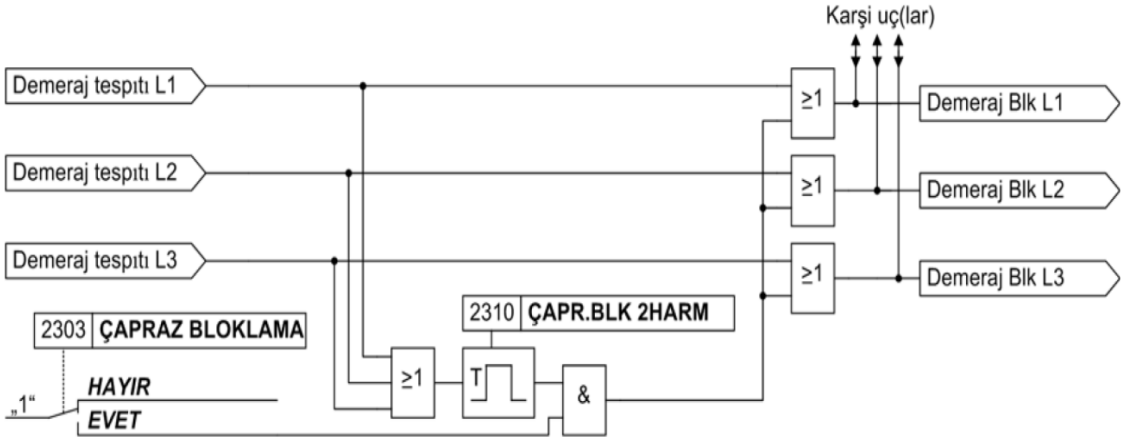
Demeraj tutuculuğu mantık şeması şekil 3.7'de görülmektedir.



Şekil 3.7 Demeraj tutuculuğunun bir faz için mantık şeması [18]

Şemaya göre, maksimum demeraj tepe değerini geçmeyen ve harmoniğin algılandığı her durumda demeraj tespiti yapılarak demeraj bloklama aktif olmaktadır.

Şekil 3.8'de de çapraz bloklama mantığı görülmektedir.



Şekil 3.8 Bir uç için çapraz bloklama fonksiyonunun mantık şeması [18]

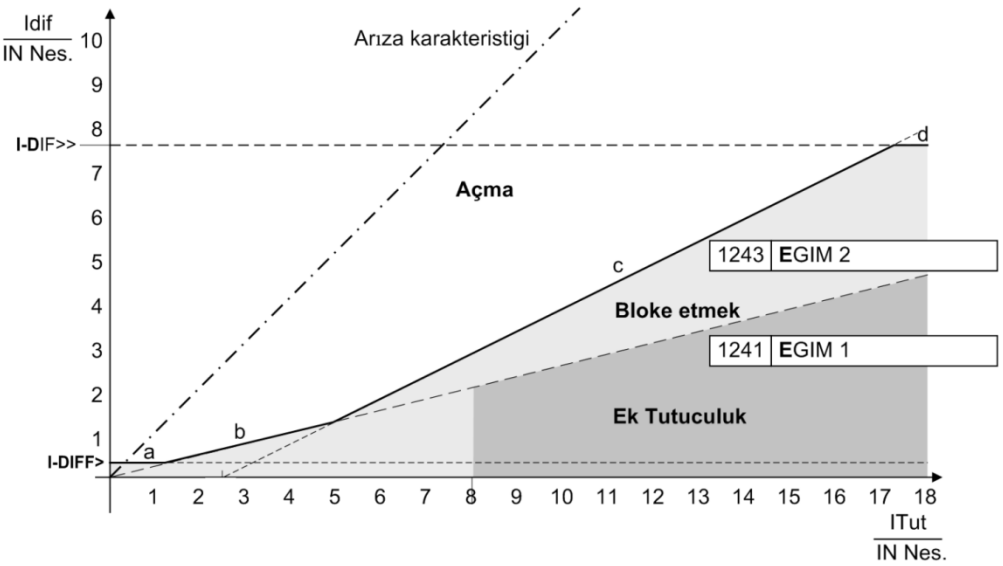
Karşılıklı olarak, diğer uçlardan demaraj bloklama alınmaktadır ve tespit edilen demaraj bloklama diğer uçlara gönderilmektedir.

3.3.4 Diğer Etkiler

Röle, donanımsal ve hesaplamadaki toleranslar ile zamanlama sapmaları veya harmonikler ve frekanstaki sapmalar gibi ölçülen değerlerin "kalitesi"ndeki bozulmalar gibi oluşabilecek hataları dikkate alarak hata payı miktarını otomatik olarak artırır. Burada, veri aktarım ve işleme sürelerinde izin verilen değişiklikler de göz önüne alınmaktadır. Zaman içindeki sapmalar, ölçülen miktarların senkronizasyonu sırasında kalan hatalar, veri iletimi ve çalışma zamanı varyasyonları ve benzeri olaylardan kaynaklanır. GPS senkronizasyonu kullanıldığında, bu etkiler ortadan kalkar ve kendiliğinden kısıtlayıcı miktarı artırmaz.

3.4 Diferansiyel Koruma Açma Karakteristiği

Bölüm 3.3’de anlatılan etkenler dikkate alınarak oluşturulan diferansiyel koruma nihai açma karakteristiği şekil 3.9’daki gibidir.



Şekil 3.9 Diferansiyel koruma açma karakteristiği [18]

Burada,

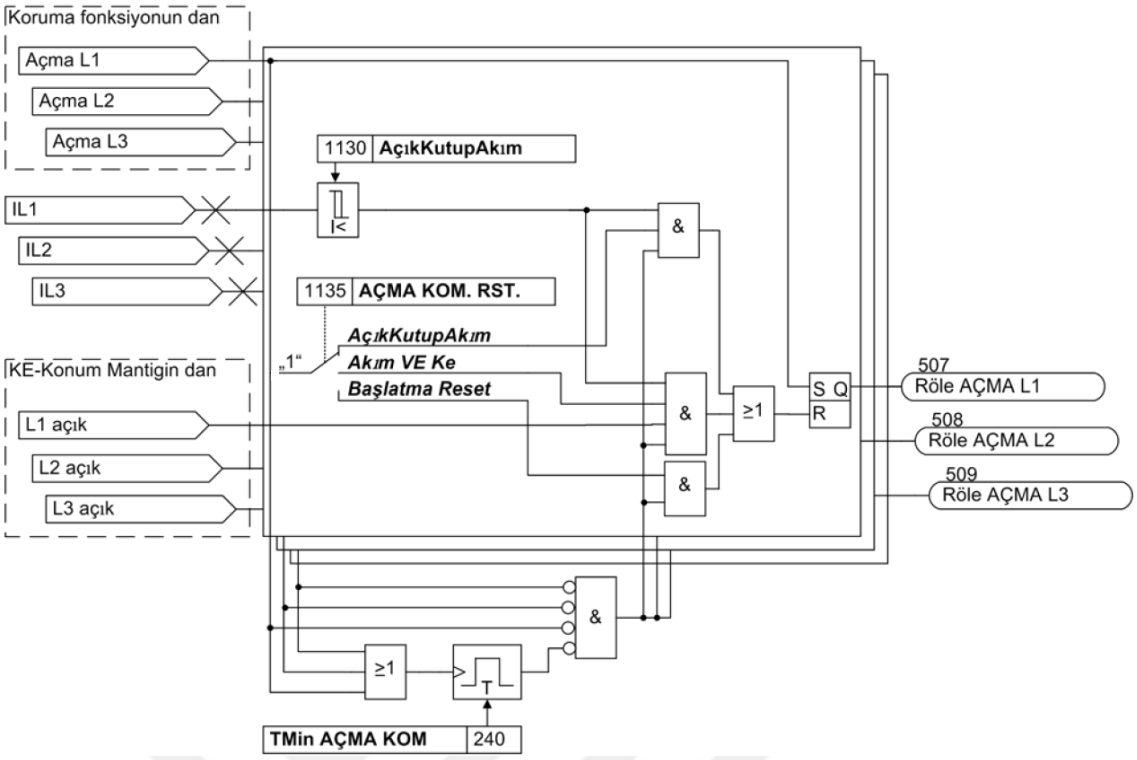
a kolu: Diferansiyel korumanın başlatma değeridir, I_{diff}. Bu kol hattın şarj akımı gibi, sabit arıza akımlarını dikkate alır.

b kolu: Akım transformatörlerinin çevirme hatalarından ve açma karakteristiğini etkileyen diğer faktörleri(bölüm 3.3.4) dikkate alır.

c kolu: Akım transformatörünün doymasına yol açabilen yüksek akımlar için, ek tutuculuk sağlar.

d kolu: Üzerindeki fark akımlar tutucu büyüklüğü ve harmonik miktarı dikkate alınmaksızın derhal açmaya sebep olur. Bu da "Yüksek Akımlı Arızalarda Hızlı Tutucusuz Açma" çalışma aralığına denk gelmektedir.

Açma karakteristiğine uygun olarak diferansiyel koruma ilkesinde açma mantığı şekil 3.10'daki gibidir.



Şekil 3.10 Diferansiyel koruma açma mantığı [18]

Açma karakteristiğinde açma alanına girilmesi sonucunda koruma fonksiyonundan gelen açma ile S-R flip flop'un S (Set) ucuna tetikleme yapılarak R (reset) ucuna tetikleme gelene kadar röle açma komutu üretilir.

Açma komutu, ancak tüm açma koruma fonksiyonları bıraktıktan ve minimum açma sinyali süresi(TMin AÇMA KOM) dolduktan sonra sonlandırılabilir. Açma komutunun resetlenmesi için diğer bir koşul, kesicinin veya 1-faz açma durumunda ilgili kutbun açmış olması ve aynı zamanda ilgili kutuptan akım geçmiyor olmasıdır, buradaki amaç açma komutu geldikten sonra kesicinin kontakları kontrol edilerek açtığı garanti altına almaktır. Bu şartlar altında reset komutu ile rölenin açma komutu resetlenebilmektedir.

3.5 Diferansiyel Koruma Haberleşmesi

Birim koruma sistemleri iletim hatlarında olduğu gibi birbirinden uzakta bulunan birkaç röle ve bazı uzaktan koruma tertibatları tarafından oluşabilmektedir. Bu tür birim koruma düzenleri bir birim koruma işlevini gerçekleştirmek için her cihaz arasında iletişim kurmak zorundadır. Bu iletişim kanalıyla sistemin durumu hakkında analiz

yapmak için gerekli olan bilgiler paylaşılır, bu hat diferansiyel koruma için akım bilgisidir. Ayrıca lokal bir arıza nedeniyle diğer uçtaki kesicilerin açtırılması gerektiğinde de iletişim imkanlarına ihtiyaç duyulmaktadır. Bu iletişim uzaktan açma (intertrip) olarak bilinir. Bu iletişimin tamamı koruma haberleşmesi ya da koruma sinyalleşmesi olarak bilinir.

Alınan iletişim mesajları oldukça basit olabilir, alıcı fonksiyon sonucu oluşmuş bazı tanımlanmış sinyalleri (açma, blokaj vb.) alabilir veya ölçülen verilerin çeşitli formlarda bir cihazdan diğerine iletilmesi olabilir (birim koruma yapısındaki akım verileri vb.) Koruma sinyalleşmesi için çeşitli iletişim bağlantı sistemleri mevcuttur, örneğin:

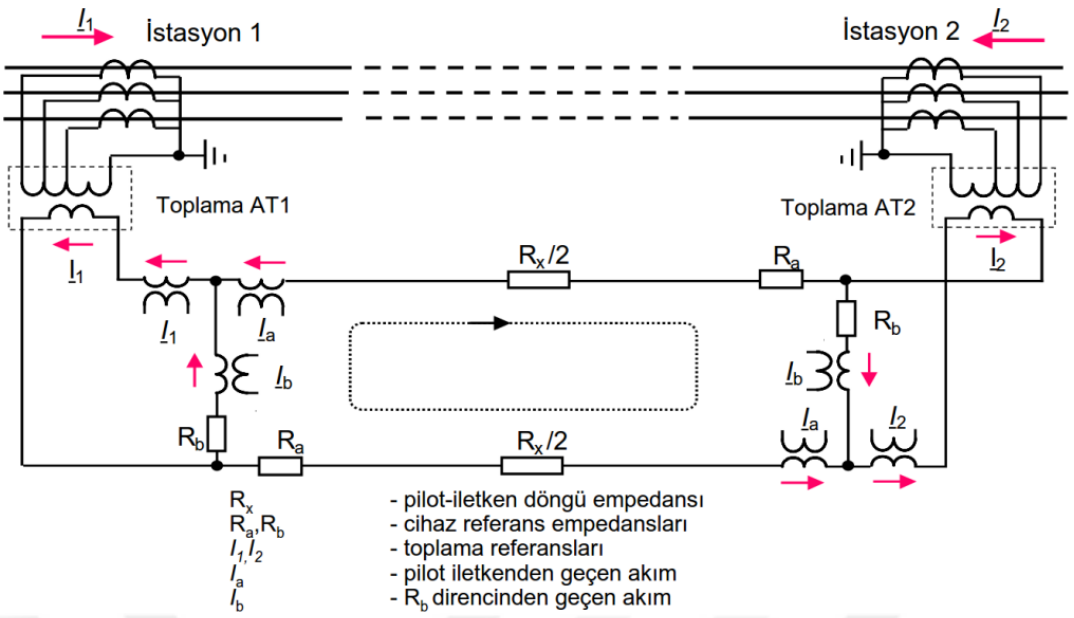
- Özel pilot kablolar
- Bir haberleşme şirketinden tahsis edilmiş pilot kablolar
- Güç iletim hatları üzerine gömülü yüksek frekanslı kanal taşıma sistemi, PLC
- Çok yüksek ya da orta yüksek frekanslı radyo kanalları
- Fiber optik kablo hatları

Belli bir haberleşme hattının kullanılıp kullanılamayacağı, uygun bir iletişim ağı bulunabilirliği, koruma röleleri arasındaki mesafe, güç şebekesinin inşa edildiği alan ve maliyet gibi faktörlere bağlıdır.

Koruma sinyalleşmesi birim koruma yapısını hayata geçirmek, koruma komutlarının aktarımını sağlamak veya kesicilerin uzaktan açtırmasını yapmak için kullanılır.

3.5.1 Karşılık Akım Değerlerinin Değerlendirilmesi

Diferansiyel korumanın temelini oluşturan felsefe iki veya daha fazla akım değerinin farkının alınarak açmaya karar verilmesi olduğu için akım değerlerinin sağlıklı şekilde iletilmesi önemlidir. Şekil 3.11'de iki pilot kablolu diferansiyel koruma ölçüm prensibi ve akım karşılaştırmasının geleneksel yöntemi görülmektedir.



Şekil 3.11 İki pilot kablolu diferansiyel koruma prensibi [19]

Burada kesikli çizgi ile gösterilen döngüden aşağıdaki denklem elde edilmektedir:

$$(I_1 - I_a).R_b - I_a.\left(\frac{R_x}{2} + R_a\right) + (I_2 - I_a).R_b - I_a.(\frac{R_x}{2} + R_a) = 0 \qquad (3.13)$$

Eşitlik (3.13)'te,

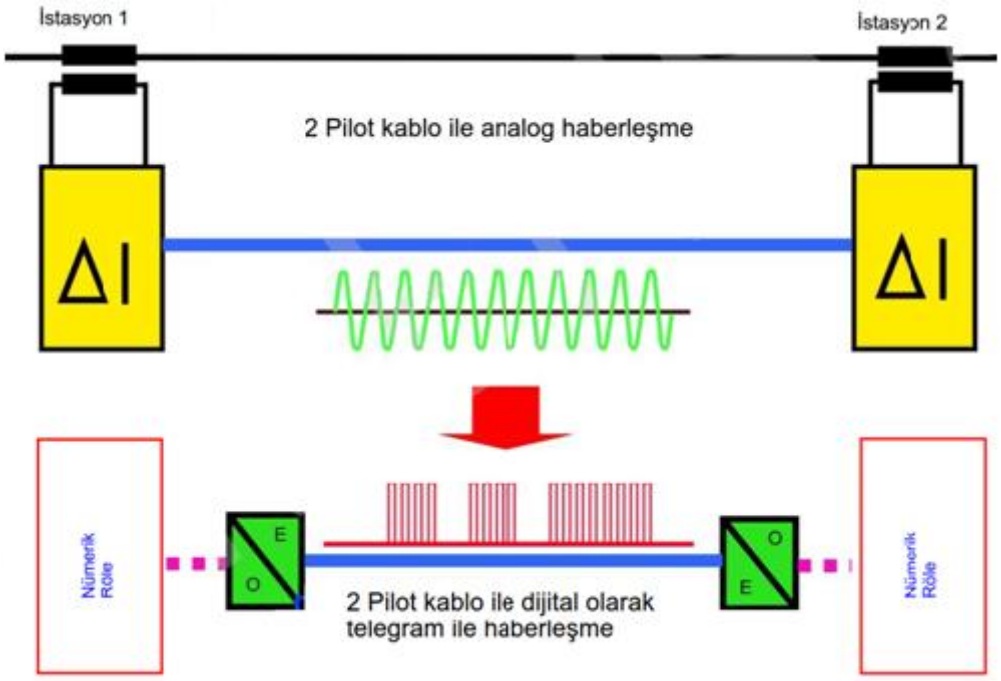
$R_b = R$ ve $(\frac{\frac{R_x}{2}+R_a}{R}) = x$ olarak alınırsa,

$(I_1 - I_a).R - 2.I_a.x.R + (I_2 - I_a).R = 0 \rightarrow I_2 = 2.(1+x).I_a - I_1$'dir. Böylece,

Dengeli durumda: $I_a = 0 \rightarrow I_2 = -I_1$ olduğunu görmekteyiz.

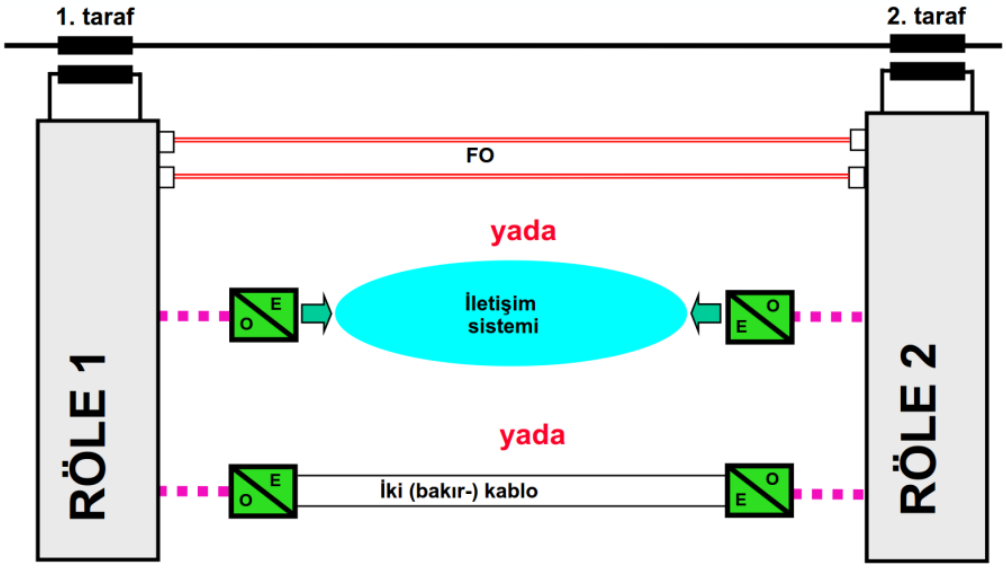
Analog değerler üzerinden yapılan değerlendirmenin yanında akım bilgilerinin dijital olarak iletildiği haberleşme sistemleri de kullanılmaktadır. Akım bilgilerini karşılıklı paylaşan iki röle kendi içinde diferansiyel koruma prensibini tutma akımı gibi etkenleri de etkin şekilde hesaplayarak yerine getirmektedir. Bölüm 3.5.2 ve 3.5.3'te de bahsedilen telekoruma haberleşmesiyle de çok daha etkin bir diferansiyel koruma yapılmaktadır. Şekil 3.12'de analog ve dijital haberleşme yöntem farkını görülmektedir.

Şekilde görülen E/O sembolleri elektriksel/optik dönüştürücüleri belirtmektedir.



Şekil 3.12 Analog ve dijital haberleşme

Bu dijital haberleşme yollarının örnekleri de şekil 3.13'te görülmektedir. Şekilde FO, fiberoptik haberleşme kablosunu göstermektedir.

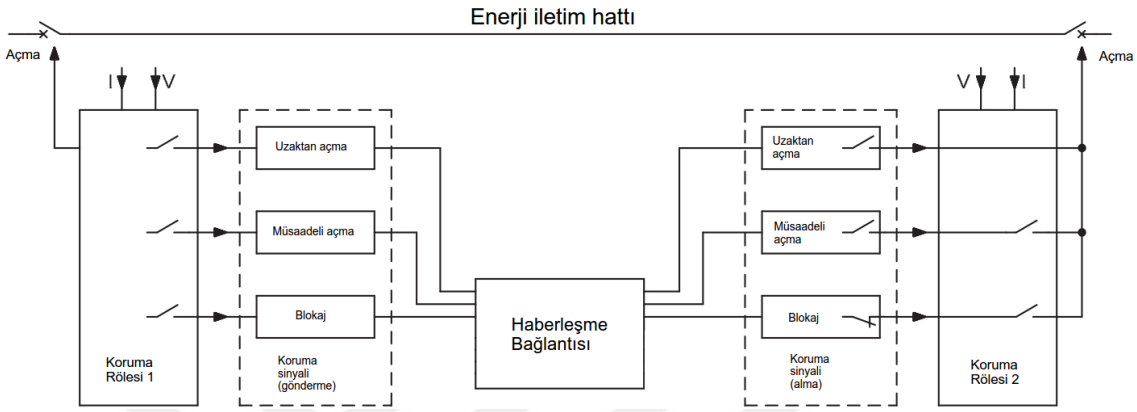


Şekil 3.13 Röleler arası iletişim

Burada röleler arasındaki haberleşme arayüzü değişse de röleler aynı kalır. Sadece rölelerde kullanılacak iletişim yapısına uygun olarak koruma haberleşmesi portu seçilmektedir.

3.5.2 Birim Koruma Yapılarında İletişim

Üç fazlı sistemde akımın faz bilgisi ile akımın faz açısı ve büyüklük değerleri gibi verilerin lokal ve uzak röle grupları arasında iletilmesi diferansiyel koruma yapısında kullanılmaktadır. Lokal ve uzak sinyallerin karşılaştırılması ve işlenmesi koruma dizaynında hem arıza bulma hem de arızayı temizlemenin temelini oluşturmaktadır.



Şekil 3.14 Koruma sinyalleşmesi uygulaması (basitlik için tek yönlü bir sistem olarak gösterilmiştir)

Şekil 3.14'te koruma sinyalleşmesi sisteminin tek yönlü iletimine ait bir örnek dizayn yer almaktadır.

3.5.3 Telekoruma Komut Tipleri

Uzaktan açma düzenleri, devreleri izole etmek için karşı uçlardaki kesicilere açma komutu iletmek için bir sinyal kullanır. Yüksek güvenilirlikli EHV koruma sistemlerinde uzaktan açma düzenleri, temel koruma için yedekleme veya kesici arızası durumunda yedek koruma sağlamak için kullanılır. Genelde kullanılan üç tip komut çeşidi aşağıda açıklanmıştır.

- Doğrudan açma (Direct transfer trip, DTT)

Doğrudan açma uygulamalarında, ilgili sinyaller doğrudan karşı merkezdeki ana röleye gönderilir. İlgili rölelerin komutu alması kesicinin açmasını sağlar. İletişim metodu güvenilir ve güvenli olmalıdır, çünkü alıcı uçta algılanacak yanlış bir sinyal devrenin devre dışı kalmasına neden olacaktır. İletişim sistemi, sistemdeki gürültü ve parazitlerden etkilenmeyecek şekilde tasarlanmalıdır. Yanlış sinyalleşmeden dolayı

oluşacak bir açmada sistem gereksiz yere izole edilmiş olabilir ki bu iyi bir korumada istenmeyen bir durumdur.

- Müsaadeli açma (Permissive tripping)

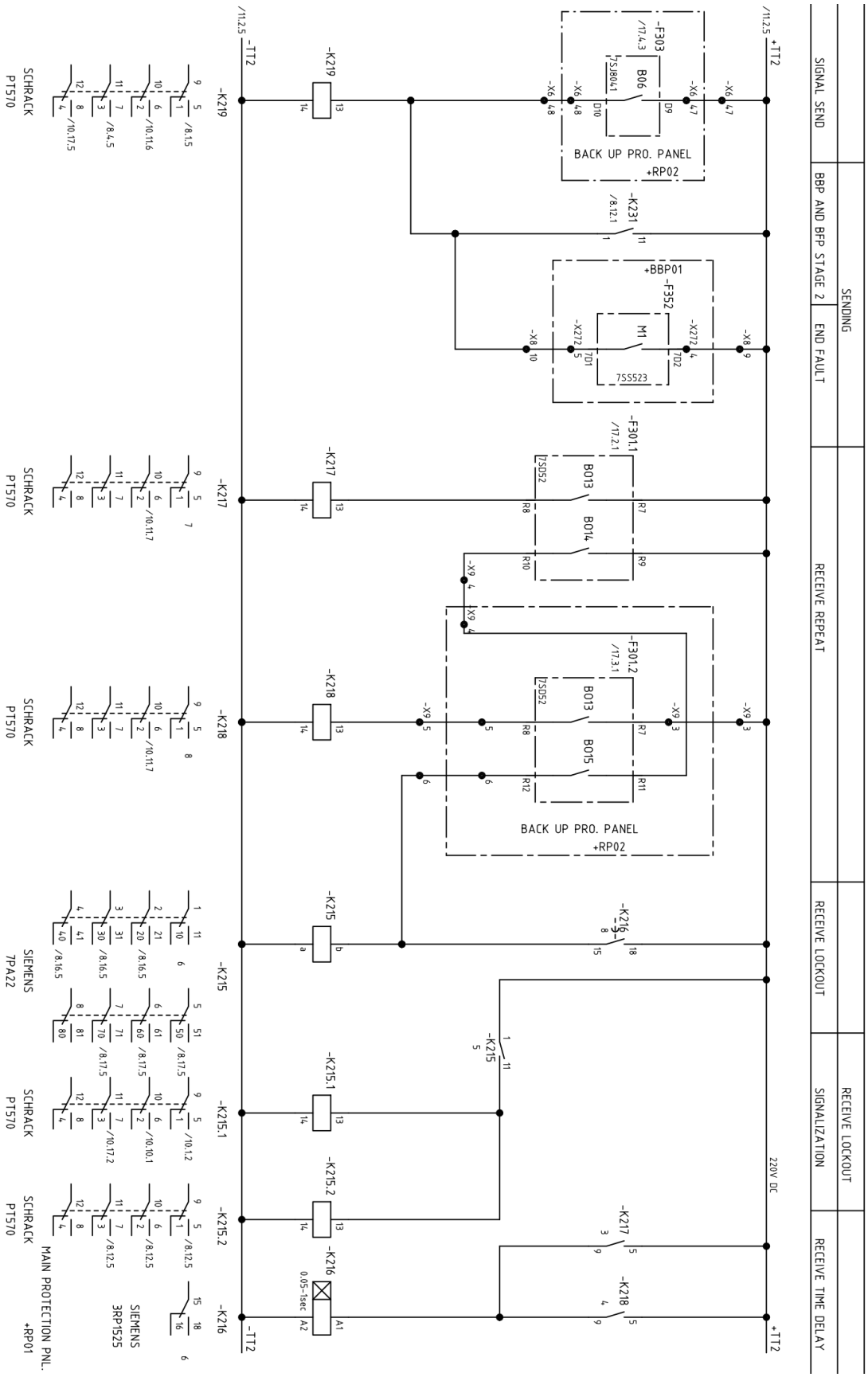
Müsaadeli açma sinyali daima bir koruma rölesi tarafından işlenir. Bu komutu alan taraftaki röle bu sinyalle beraber kendi rölesinde bir başlatma (pickup) durumunun oluşması durumunda kesiciye açma gönderecektir. İletişim kanalı için şartlar doğrudan açma düzenine göre daha az zahmetlidir çünkü yanlış bir sinyalin alınması bir anlam ifade etmemektedir, çünkü bir açma işlemi gerçekleşmesi için alıcı rölede bir 'başlatma' ile çakışmalıdır. Bu düzenin amacı, korunan bölge içinde oluşan arızalar için açma işlemini hızlandırmaktır.

- Blokaj

Blokaj komutları arıza gibi algılanabilecek fakat gerçekte arıza olmayan olayları tespit ederek başlatılır. Uzak uçta, engelleme sinyalinin alınması harici arıza saptanmışsa uzaktan koruma işlemini engeller. İletişim kanalının kaybı yanlış açmaya mahal vermediği için daha az risklidir.

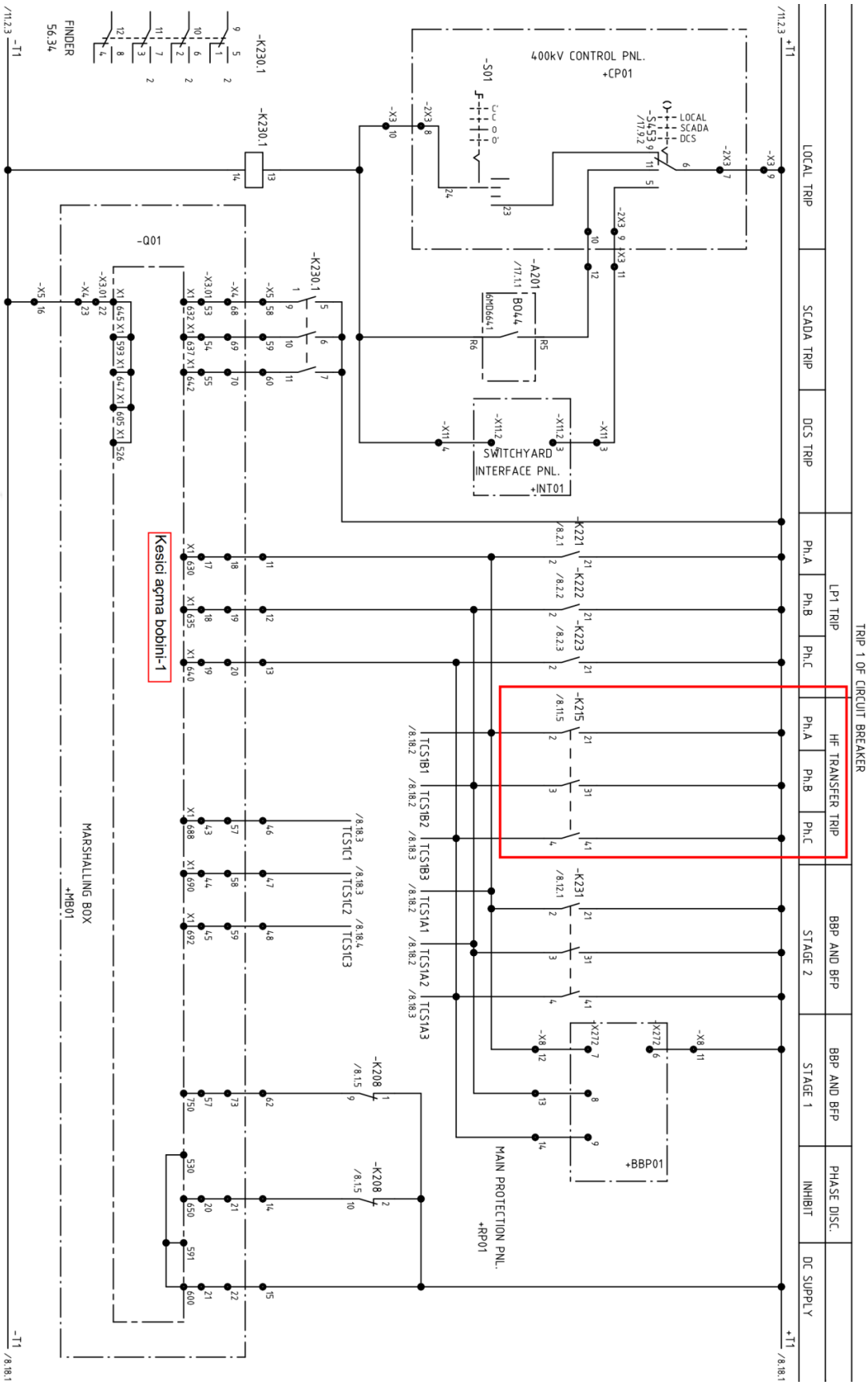
Anlatılan sinyallerini alan taraf için aslında bunlar birer uyartımdır. Çeşitli şartlarda bu sinyaller işlenerek de sistemde kullanılabilir.

380kV bir sistemde yapılan örnek bir açma sinyalleşmesi çizimi şekil 3.15’de görülmektedir.

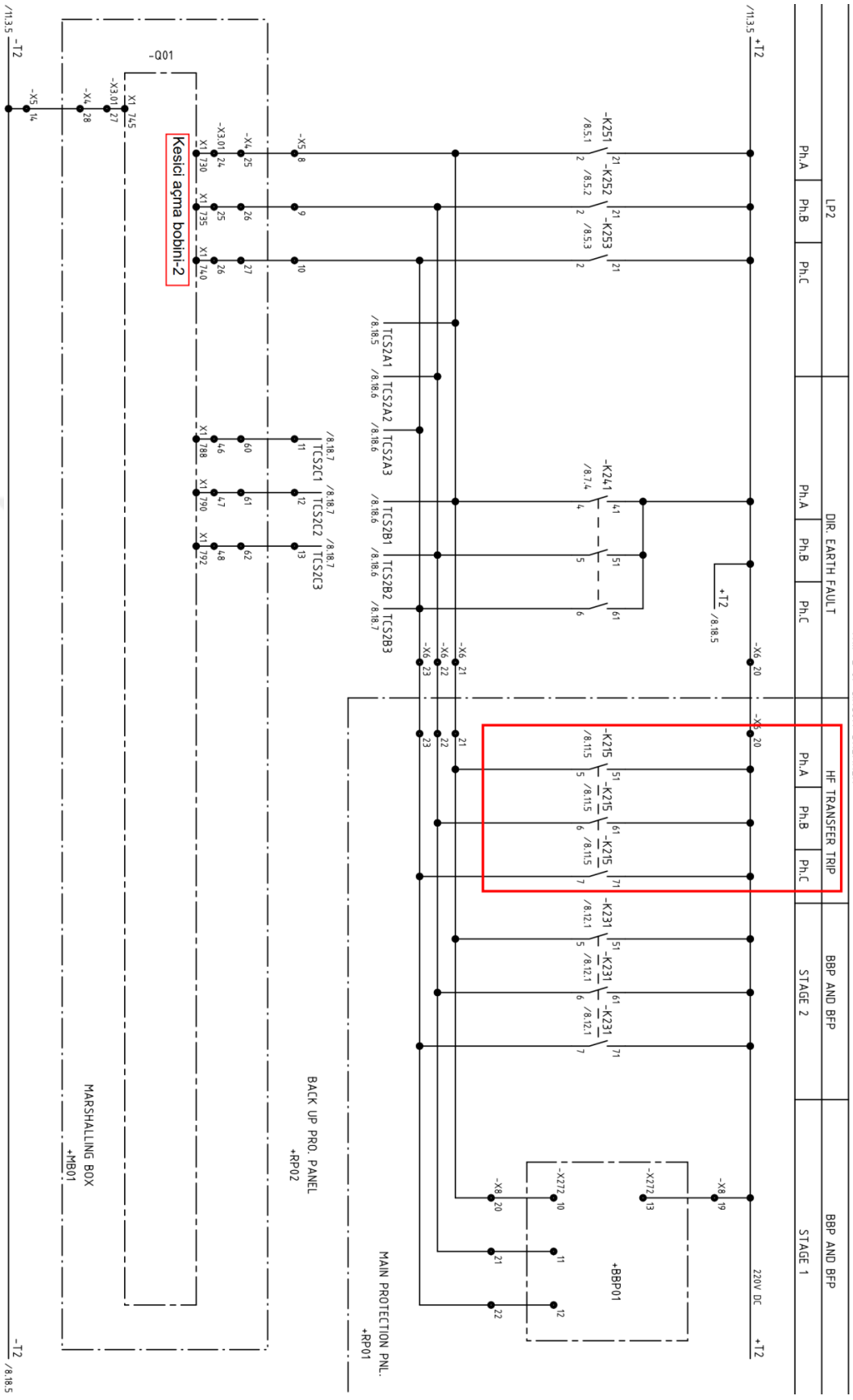


Şekil 3.15 Doğrudan açma sinyali örneği

Burada –F312.1 ve –F312.2 hat diferansiyel koruma röleleridir. Birbiriyle yedekli çalışan bu iki röle sistemdeki ana koruma-1 ve ana koruma-2 yapısını ihtiva etmektedir. Aynı röle ikilisinden karşı merkezde de vardır, fiber optik altyapı (OPGW) üzerinden rölelerin koruma portları birbiriyle bağlanmıştır. Her iki röle de intertrip alması durumunda; -F301.1:BO14 ve –F301.2:BO15 gecikme olmadan –K215 yardımcı rölesi çektirilerek kesicilere açma göndermektedir. Fakat herhangi bir röleden intertrip sinyali alınmazsa –K216 zaman rölesi ile geciktirilerek kesicide açma işlemi yapılmaktadır. Bunun amacı da sistemin doğruluğunun teyit edilmesinde yatmaktadır. –K215 yardımcı rölesi ile kesicilerin açma bobini-1 ve açma bobini-2'ne gönderilen açma sinyalleri şekil 3.16 ve şekil 3.17'deki kesici açma devrelerinde görülmektedir.



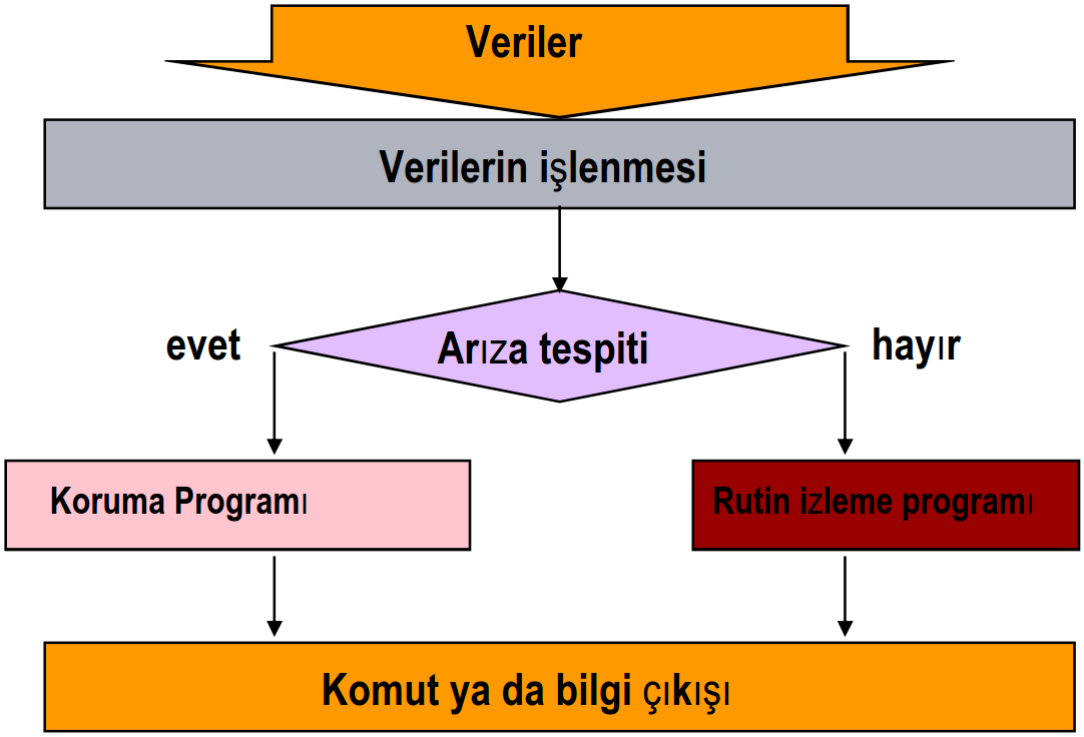
Şekil 3.16 Kesici açma devresi - 1



Şekil 3.17 Kesici açma devresi - 2

Nümerik diferansiyel koruma röleleri bu üç komut sinyaline ek olarak bir de izleme sinyaline sahiptirler. Bu sinyal haberleşme hattında bir problem oluşması durumununda oluşur ve ilgili rölelerde diferansiyel koruma fonksiyonunun özelliklerini bloklar.

Koruma ve izleme sisteminin çalışma yapısının mantığı şekil 3.18'de görülmektedir.



Şekil 3.18 Koruma ya da izleme sinyali

3.6 Akım Transformatörleri

Yüksek gerilim sistemlerinde ölçme ve koruma işlemleri için ölçü transformatörlerinden faydalanılmaktadır. Bu transformatörler akım ve gerilim transformatörleridir. İlgilenilen gerilim ve akım değerleri çok büyük değerlere ulaştığı için burada analiz yaparak sistemin koruma ve kumandasını yapmak için bu değerleri belli bir oranda küçülterek o mertebede işlem yapmak güvenlik, kolaylık ve maliyet açısından çok daha uygundur. Diferansiyel koruma sisteminde sadece akım bilgisi gerekli olduğu için bu bölümde akım transformatörleri incelenmektedir.

3.6.1 Çalışma İlkesi

Demir bir çekirdek üzerine sarılmış olan bir primer sargı ve primer sargıya zıt yönde sarılmış bir sekonder sargı bulunmaktadır. Ana devreye seri olarak bağlanan primer sargıdan geçen akımın oluşturduğu manyetik alan, çekirdekte manyetik akının oluşmasını sağlar. Manyetik akı sayesinde sekonder sargıda bir gerilim indüklenir. Sekonder sargıya cihazların bağlanması sonucu, sekonder devreden geçen akım sarım yönlerinin ters olmasından dolayı ters yönde bir manyetik alan ve demir çekirdekte ters yönde bir manyetik akı oluşturur. Böylece demir çekirdekteki manyetik akı dengelenmiş olur. Ancak sekonder uçlara bir yük bağlanmaması (yani sekonder uçların açık bırakılması durumunda) ters yönde bir manyetik akı oluşmayacağı için manyetik akı, çekirdeğin doymaya başladığı yere kadar artar ve çekirdek sıcaklığını arttırarak akım transformatörünün arızalanarak zarar görmesine sebep olur. Ayrıca sekonder devre uçlarında oluşan gerilimin büyük değerlere (birkaç bin voltluk) ulaşmasıyla insanlar için hayati tehlike oluşur. Bu yüzden akım transformatörlerinin sekonder uçları hiçbir zaman açık şekilde bırakılmamalıdır. Sekonder ucuna bir cihaz bağlı olmayan akım transformatörünün sekonder uçlarının kısa devre edilmesinin amacı da budur [20].

Manyetik akıların dengelenmesi için primer ve sekonder amper – sarımları eşit olmalıdır [20].

I_p: primer akım

ω_p: primer sarım sayısı

I_s: sekonder akım

ω_s: sekonder sarım sayısı

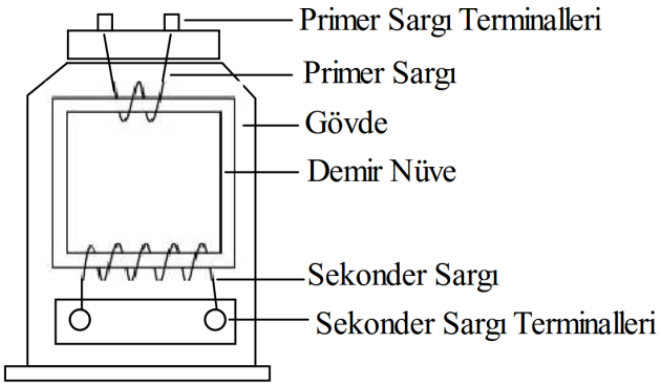
ile gösterilirse; bu değerler arasında

$$I_p.\omega_p = I_s.\omega_s \text{ ya da } I_p/I_s = \omega_p/\omega_s \quad (3.14)$$

bağlantısı vardır. I_p/I_s oranına da “akım çevirme oranı” denir [20].

3.6.2 Yapısı

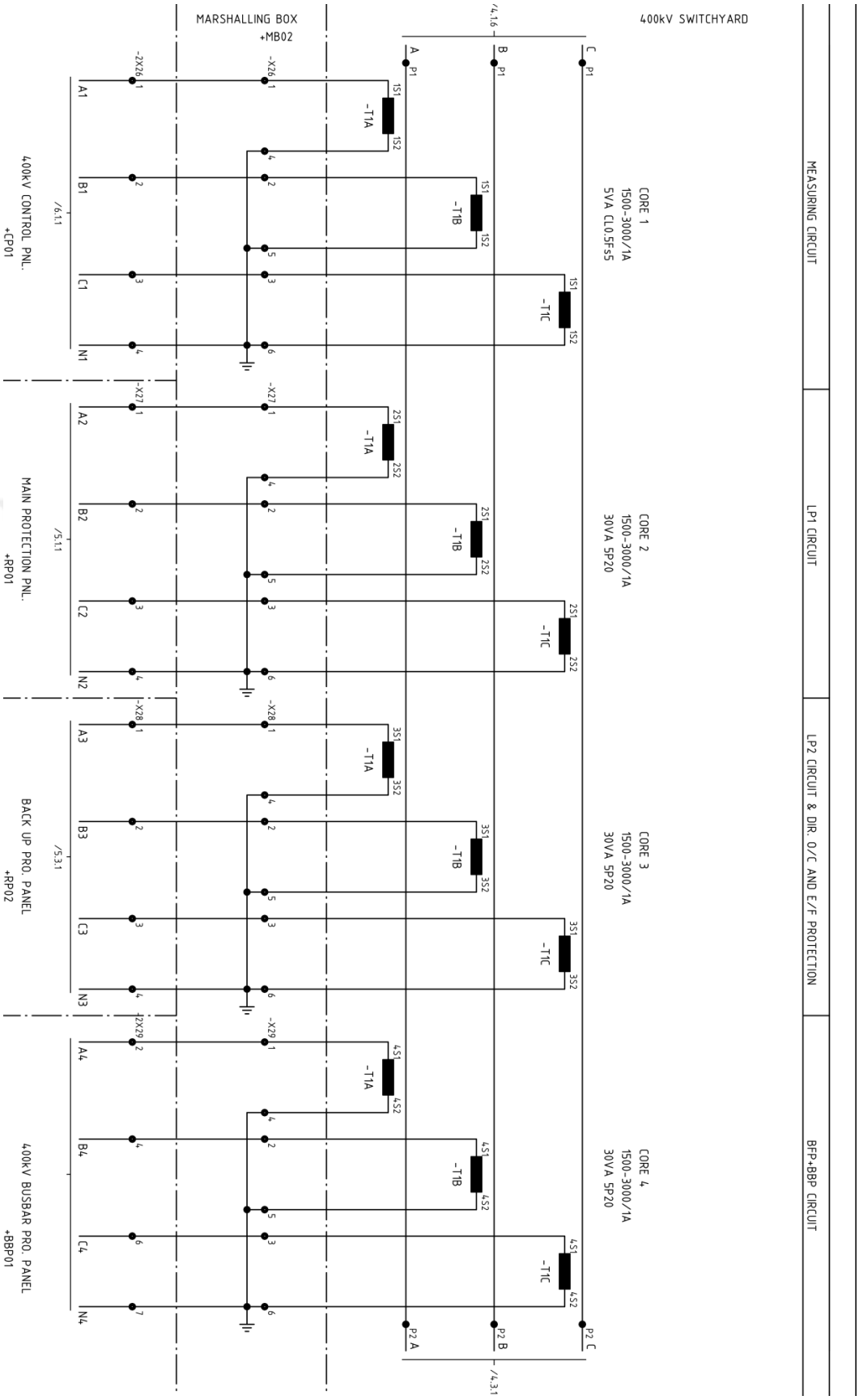
Akım transformatörünün yapısı genel olarak şekil 3.19'daki gibidir. Şekilde gösterilen elemanların açıklaması aşağıda görülmektedir [20].



Şekil 3.19 Akım transformatörü yapısı [20]

- Primer sargı: Demir çekirdek üzerine sarılmış, bir-iki sipir sayılı ve kesitçe öngörülen akım değerine uygun bir sargıdır.
- Sekonder sargı: Demir çekirdek üzerine, primere göre, ters yönde sarılmış ve sarımsayısı akım çevirme oranı kadar fazla, kesit olarak daha küçük olan yeterli akım değerinde (örneğin 1 A veya 5 A) bir sargıdır.
- Sargı terminalleri: Primer sargının ana devreye ve sekonder sargının, (koruma / ölçü) devresine bağlantısını temin etmek üzere gövde dışına çıkarılmış terminallerdir. Primer sargı terminalleri, şekilde görüldüğü gibi üst bölümde, sekonder sargı terminalleri ise alt bölümde ve yanda yer alır.
- Gövde: Geçmişte içi izolasyon yağı ile doldurulmuş metal gövdeli olarak üretilen; akım transformatörlerinin yerine, hem gövdeyi oluşturan ve hem de izolasyonu sağlayan (epoksi/reçine türü) katı izolasyon maddelerinin kullanımına geçilmiştir.
- Demir çekirdek: Manyetik akı oluşumunu sağlayan demir çekirdeğin kesitine ve diğer özelliklerine göre akım transformatörünün bazı karakteristik değerleri belirlenir. Akım transformatörünün koruma ya da ölçü amaçlı kullanımı, güç, doğruluk sınıfı ve doyma katsayısı gibi karakteristik değerlerin farklı olmasını gerektirir. Bundan dolayı akım transformatörleri kullanım amaçlarına göre farklı

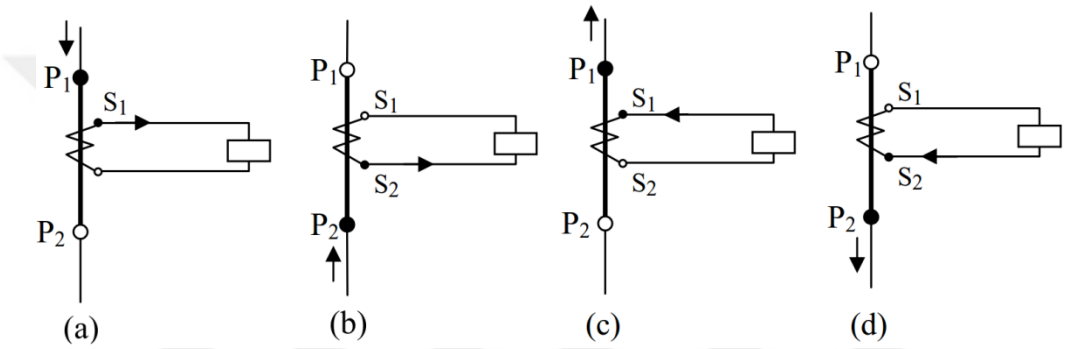
özellikte üretilirler. Bir merkezde hem koruma ve hem de ölçü söz konusu olduğunda, karakteristik değerleri farklı akım transformatörlerinin kullanımı gerekecektir. Farklı karakteristikleri aynı gövdede barındıran akım transformatörleri maliyet açısında uygun çözümlerdir. Şekil 3.20'de bir YG koruma projesinde böyle bir akım transformatörü örneği şeması görülmektedir. Burada birinci sekonder çekirdek (core 1) ölçü çekirdeğidir. İkinci, üçüncü ve dördüncü sekonder çekirdekler ise koruma çekirdeğidir.



Şekil 3.20 Birden fazla sekondere sahip akım transformatörü

3.6.3 Polarite

Bir akım transformatöründe primer sargıya akımın giriş veya çıkış yönüne göre, sekonder sargıdaki akım yönünün belirlenmesiyle primer ve sekonderdeki polarite uçları belirlenir. Polarite ucu olarak primer sargıdaki akımın giriş veya çıkış ucu seçilebilir. Burada, akımın primerinde akımın girdiği uç polarite olarak kabul edilirse sekonder sargıda akımın çıktığı uç polarite olarak alınmalıdır, şekil 3.21 (a) ve şekil 3.21 (b). Primer sargıda akımın çıktığı uç da polarite olarak kabul edilebilir. Bu durumda, sekonderdeki polarite uç, sekonder sargıdaki akımın girdiği uç olacaktır. Şekil 3.21 (c) ve şekil 3.21 (d).



Şekil 3.21 Akım transformatöründe polarite [20]

Şekil 3.21'de primerde belirlenen polariteye göre, sekonderdeki polarite uçları gösterilmiştir, nokta ile belirtilen uçlar polarite uçlarıdır. Şekilde de görüldüğü gibi primer akımın giriş yönünden bağımsız olarak, primerde P_1 ucu polarite olarak seçilmişse sekonderde S_1 ucu polarite ucu, primerde P_2 ucu polarite olarak seçilmişse sekonderde S_2 ucu polarite ucu olmaktadır [20].

Diferansiyel koruma rölesinde koruma bölgesine giren ve çıkan akımların yönleri çok önemli olduğu için, koruma rölesinin diferansiyel akım hesabında polaritenin röleye doğru bir şekilde girilmesi doğru sonuç vermesi açısından çok önemlidir.

3.6.4 Karakteristik Değerler

Akım transformatörünün hatalı ya da eksik değerler ile oluşturulması sonucu işe yaramayacak bir akım transformatörü elde edilmiş olur. Bu değerlerin sisteme uygun seçilmesi çok önemlidir. Karakteristik değerler akım transformatörünün etiket değerleridir.

3.6.4.1 Anma Gerilim Değeri (U_N)

Akım transformatörünün işletme geriliminin (6.3 kV, 10.5 kV, 15 kV, 34.5 kV gibi) izolasyon açısından kullanılabileceği maksimum değerini gösterir [20].

3.6.4.2 Nominal Güç (Yük) (S_N)

Bir akım transformatörünün sekonderine harici olarak bağlanan tüm ölçü cihazlarına veya koruma rölelerine akım transformatörü yükü denir. Güç transformatörünün sekonderine sistemde kullanılan yükler bağlıdır ancak akım transformatörüne tüketici yükü denilen türketiciler tarafından aktif şekilde kullanılan yükler bağlı değildir. Akım transformatörünün sekonderine bağlanan ölçü aleti ya da koruma rölelerini açıkça normal elektrik yükü gibi göremeyiz ve güç sisteminden çekilen yük ile doğrudan ilişkisi yoktur. Bu nedenle akım transformatörünün sekonderine bağlı olan aletler ile beraber kablolar da akım transformatörü nominal gücünü (yükünü) belirler. Böylece bir akım transformatörünün sekonder devresi diğer güç transformatöründen ayırt edilir. Akım transformatörünün dizaynı açısından sekondere bağlanacak cihaz güçlerinin bilinmesine ek olarak akım transformatörü ile cihazlar arasında kullanılan kablo yükünün hesaplanması gerekmektedir.

Cihazlar arasında kullanılan kablonun gücü şöyle hesaplanmaktadır:

$$P_{kablo} = {I_s}^2 . R_{kablo} \tag{3.15}$$

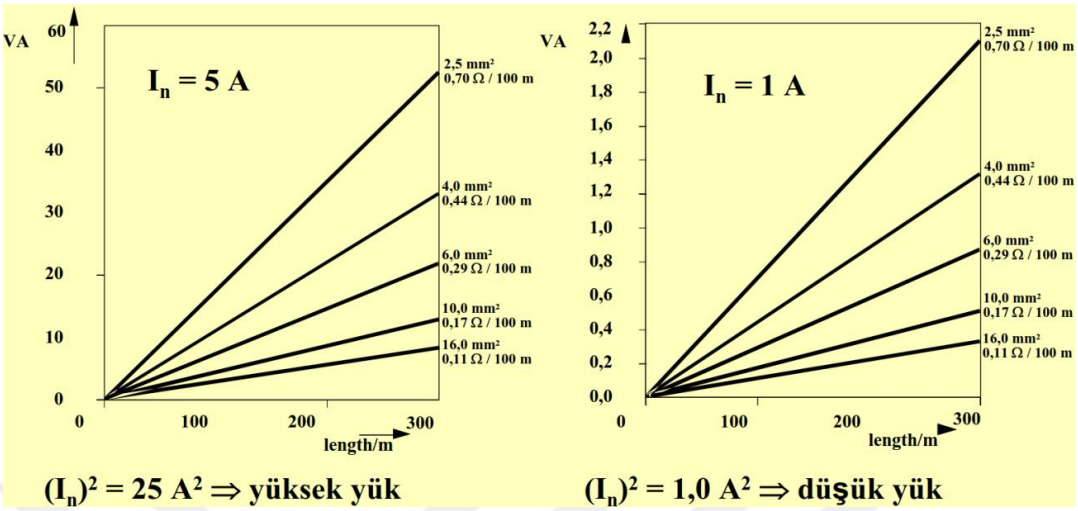
Burada, I_s akım transformatörünün sekonder akımı, R_{kablo} da kablonun direncidir. Tek fazlı sistemde akım transformatörü için kablo direnci;

$$R_{kablo} = 2.(\frac{\mathrm{L}}{\mathrm{k.q}}) \tag{3.16}$$

Burada, q kablo kesiti (mm^2), L kablo boyu (m) ve iletken cinsine göre k $(\frac{\Omega}{mm^2.\mathrm{m}})$ olarak öziletkenliktir. (Bakır için $k_{CU} = 56\ (\frac{\Omega}{mm^2.\mathrm{m}})$ ve alüminyum için $k_{Al} = 35\ (\frac{\Omega}{mm^2.\mathrm{m}})$ değerindedir.)

Uzun kablo kullanımının gerekli olduğu durumlarda oluşacak ek yük, akım transformatörünün sekonder akımımın 1A olarak seçilmesiyle azaltılabilir. Burada

önemli olan nominal güç değerinin uygun sınırlarda olmasıdır. Akım transformatörü sekonder akımının nominal güç değerine etkisi şekil 3.22'de görülmektedir.



Şekil 3.22 Sekonder akımın nominal güce (yüke) etkisi

Akım transformatörü seçimi yapıldıktan sonra kablo yükünün azaltılması gereken durumlarda ise kablo kesiti arttırılarak nominal güç değerini düşürmek bir diğer çözümdür.

IEC 61869-2'e göre ölçü ve koruma akım transformatörleri için standart değerler 2,5 – 5,0 – 10 – 15 ve 30 VA'dir. 30 VA üzerindeki değerler uygulamaya özel olarak seçilebilmektedir.

3.6.4.3 Doğruluk Sınıfı (Class)

Akım transformatörünün doğruluk sınıfı, primerden anma akımı akarken, sekonderden akan akımın olması gerekenden % olarak en fazla ne kadar sapabileceğini ifade eder. Bu sapma (+) veya (-) yönde olabilir [20].

IEC 61869-2'e göre doğruluk sınıfları, ölçü transformatörleri için 0,1 – 0,2 – 0,2S – 0,5 – 0,5S – 1 – 3 – 5 ve koruma transformatörleri için 5P ve 10P'dir.

Örneğin bir ölçü akım transformatörünün doğruluk sınıfı "0,5" olduğunda ve bu akım transformatörünün primerinden anma akımı geçerken, sekonderinden sekonder anma akımının % 99,5'i ile %100,5'i arasında bir akım akar. Sekonder 1 A ise, sekonderden geçecek akım 1 x % 99,5 = 0,995 A ile 1 x %100,5 = 1,005 A değerleri arasında olacaktır.

IEC 61869-2'e göre ölçü ve koruma akım transformatörlerinin doğruluk sınıfı değerleri şekil 3.23 ve şekil 3.24'te gösterilmiştir.

Doğruluk Sınıfı	Farklı anma akımı yüzdelerindeki oran hataları (%) ±					Farklı anma akımı yüzdelerindeki faz açısı hataları (dakika)				
	1	5	20	100	120	1	5	20	100	120
0,1	-	0,4	0,2	0,1	0,1	-	15	8	5	5
0,2	-	0,75	0,35	0,2	0,2	-	30	15	10	10
0,2s	0,75	0,35	0,2	0,2	0,2	30	15	10	10	10
0,5	-	1,5	0,75	0,5	0,5	-	90	45	30	30
0,5s	1,5	0,75	0,5	0,5	0,5	90	45	30	30	30
1,0	-	3,0	1,5	1,0	1,0	*	180	90	60	60

Şekil 3.23 Ölçü akım transformatörü doğruluk sınıfı değerleri

hassasiyet sınıfı	Nominal primer akımda			
	Akım hatası	Faz açısı kayması	Faz açısı kayması	Bileşik hata
	%	dakika	Santiradyan	%
5P	± 1	± 60	± 1.8	5
10P	± 3	-	-	10

Şekil 3.24 Koruma akım transformatörü doğruluk sınıfı değerleri

Doğruluk sınıfında ölçü çekirdeğinde hata oranının düşük olması önemli olduğu için doğruluk sınıfı olabildiğince düşük olmalıdır.

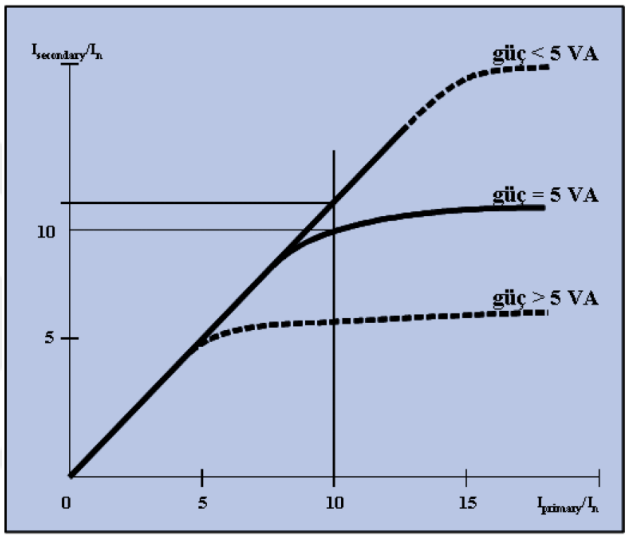
3.6.4.4 Nominal Hassasiyet ve Emniyet Faktörü (ALF, FS)

Akım transformatörlerinde primerden geçen akım arttıkça, akım transformatör oranı ölçüsünde sekonderinden geçen akım da artar. Primer anma akımının üstüne çıkıldıkça bir süre daha bu artış devam eder. Primer akım giderek yükseltildiğinde, akım transformatör oranındaki bozulmayla beraber sekonderdeki yükselme durur. Primer akım bu değerin üstünde artmasına rağmen, artık sekonderden geçen akım değişmez. Akım transformatör oranının bozulmaya başladığı ve sekonder akımın doyarak

değişmemeye başladığı noktaya nominal hassasiyet sınırı (ALF, K_{NALF}, Accuracy Limiting Factor) ya da emniyet faktörü (FS, Factor of Security) denir [20]. Bu değerler akım transformatörlerinin nominal yükteki doyma noktalarıdır, nominal akımın kaç katında doymaya başladığı bu değer ile ifade edilir.

Şekil 3.23'den görüldüğü gibi ölçü çekirdeği %25-%100 nominal yük değerlerinde ilgili hassasiyet değerini sağlamaktadır.

Akım transformatörünün sekonder güç (yük) değerinin doyma noktasına etkisi şekil 3.25'de örnek bir koruma akım transformatörü için görülmektedir.



Şekil 3.25 Güç değerinin doymaya etkisi

Şekil 3.25'de görüldüğü gibi bağlanan yüke göre bu hassasiyet sınırı (ALF) değişmektedir. Bu durumda gerçek hassasiyet sınır faktörü (ALF', K_{OALF}):

$$K_{OALF} = K_{NALF} . [\frac{P_n + P_{CT}}{P_{total} + P_{CT}}] \quad (3.17)$$

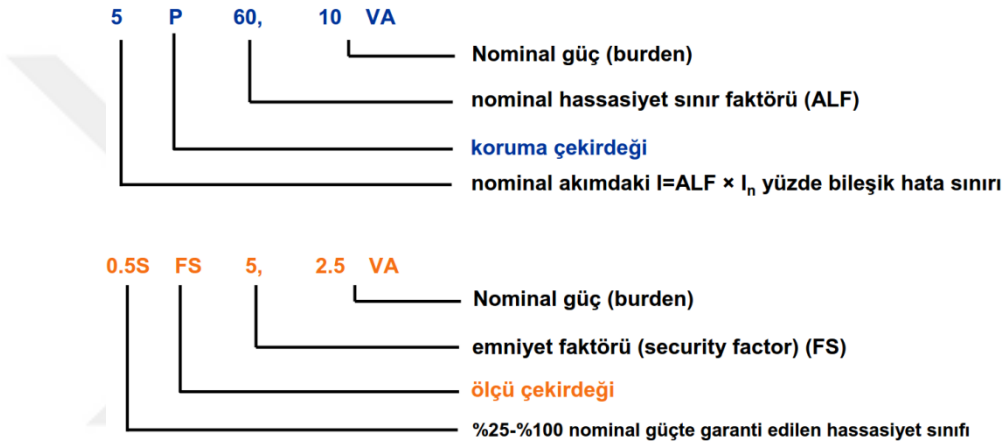
olarak bulunur.

Burada:

P_n: nominal güç, P_{total}: gerçek bağlanan güç ve P_{CT}: akım transformatörü iç gücü (akım transformatörü kayıp gücü) değerleridir.

Yük değerine göre bulunan gerçek hassasiyet faktörüne göre de akım transformatörünün doyma değeri belirlenecektir. Koruma çekirdekleri için arızanın farkedilerek temizlenmesi için yüksek akım okuma önemlidir, bundan dolayı koruma çekirdeklerinde hassasiyet faktörü en az 10 olmalıdır. Ölçü çekirdeklerinde ise bu durum tam tersidir, hassasiyet(güvenlik) faktörü düşük tutularak yüksek akımlarda ölçü aletlerinin zarar görmesi engellenmektedir, böylece güvenlik faktörü değeri en fazla 5 olmalıdır.

Akım transformatörlerinin plaka değerlerinin ne anlama geldiği şekil 3.26'da görülmektedir.



Şekil 3.26 Akım transformatörü plaka değerleri

3.6.4.5 Termik ve Dinamik Anma Akımı (I_{th}, I_{dyn})

Akım transformatörlerini kısa devre akımları termik bakımdan zorlar. Termik anma akımı, bir akım transformatörünün 1 saniye süreyle, zarar görmeden taşıyabileceği maksimum akımın etkin değeri olarak tarif edilir [20].

Standartlarda bu değer, primer akım anma değerinin 100 katı olarak öngörülmüştür ve I_{th}=100.I_n olarak gösterilir. Herhangi bir değer belirtilmemesi durumunda bu değer geçerlidir. Kısa devre akım değeri ve devre koruyucuların arızayı temizleme süreleri dikkate alınarak yapılacak hesaplamalar sonucunda; gerek görülmesi halinde; 200.I_n, 300.I_n gibi değerlere sahip daha büyük termik anma akımlı transformatörler üretilir. 1 saniye, termik anma akımını belirleyen süre olmakla birlikte, bazen 1 saniyeden kısa ya da uzun arıza akımının temizlenme süreleri olabilir. Bu durum göz önüne alınarak termik anma akımı aşağıdaki bağıntı ile kontrol edilmelidir,

$$I_k = I_{th}/\sqrt{t} \tag{3.18}$$

(3.18) denkleminden akım transformatörünün taşıyabileceği maksimum kısa devre akımı "t"süresi için belirlenir ve bu akımın, o noktadaki (bilinen/hesaplanan) kısa devre akımı ile kıyaslaması yapılır. Bulunan I_k değerinin o noktadaki bilinen kısa devre akımından büyük olması durumunda kullanılacak akım transformatörü yeterli olacaktır.

Kısa devre akımının ilk periyodunda kısa devre akımı maksimum tepe değerine ulaşır. Bu değerde akım transformatörleri dinamik olarak zorlanır. Sargılar arasında itme ve çekme kuvvetleri oluşur. Akım transformatörünün bu kuvvetlere dayanması gerekir. İlk periyottaki bu değerde zarar görmeyen akım transformatörü ilerleyen periyotlardaki küçülen akım değerindeki dinamik etkileri rahatça karşılar. Dolayısıyla ilk periyottaki tepe değer dinamik zorlanma akımını belirleyen değerdir. Standartlarda akım transformatörlerinin termik anma akımının 2,5 (I_{dyn} = 2,5.I_{th}) katına dayanması öngörülmüştür. Özel bir imalat nedeni ile daha büyük değerler alınmamış ise akım transformatörü etiketinde bu değer belirtilmez [20].

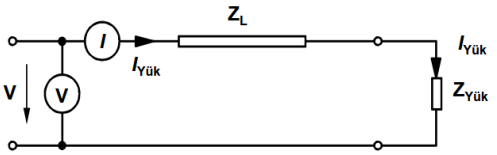
3.7 Hatlarda Mesafe Koruma

İletim hatlarında korunmasında temel yapılardan biri de mesafe (empedans) korumadır. Mesafe koruma ilkesi, aşırı akım rölelerine kıyasla yüksek hızda arıza temizleme özelliğiyle, yüksek ve çok yüksek gerilimli (EHV) iletim hatlarında yaygın şekilde kullanılmaktadır. Bölüm 5'de yapılacak olan uygulamada hat diferansiyel koruma prensibi ile mesafe koruma prensibi karşılaştırılarak analiz yapıldığı için temel olarak mesafe koruma çalışma prensibinden bahsedilmiştir.

Mesafe koruma prensip olarak empedans değerine göre arızaya karar vermektedir. Mesafe koruma röleleri, "bir devrede akan elektrik akımı gerilimle doğru orantılıdır ve empedansla ters orantılıdır" şeklindeki Ohm yasasına dayanarak çalışır [21]. Aşırı akım koruma gibi birden fazla koruma bölgesi oluşturularak seçicilik de sağlanır.

Mesafe koruma faz-toprak, iki faz, iki faz toprak ve üç faz gibi kısa devre arızalarını algılar. Şekil 3.27'de normal işletme durumunda şebekenin durumu görülebilir.

Normal işletme:

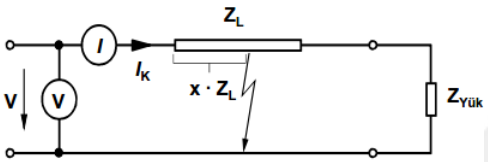


$$Z_{Ölç.} = \frac{V}{I_{Yük}} = Z_L + Z_{Yük}$$

Şekil 3.27 Normal işletme durumu

Korunan hatta oluşan kısa devrede şebekenin durumu şekil 3.28'de gösterilmiştir.

Korunan hatta oluşan kısa devre:

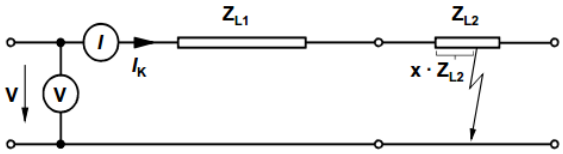


$$Z_{Ölç.} = \frac{V}{I_K} = x \cdot Z_L$$

Şekil 3.28 Korunan hatta kısa devre

Sonraki hatta oluşan kısa devrede şebekenin durumu şekil 3.29'daki gibi olacaktır.

Sonraki hatta oluşan kısa devre:



$$Z_{Ölç.} = \frac{V}{I_K} = Z_{L1} + x \cdot Z_{L2}$$

Şekil 3.29 Sonraki hatta oluşan kısa devre

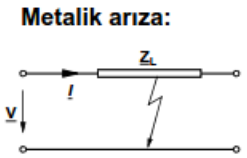
Koruma rölesinde empedans ölçümü sırasında şu işlemler gerçekleşir:

- Akım/gerilim transformatörleri ile akım ve gerilimler ölçülür.
- Tüm empedanslar kompleks olarak hesaplanır:

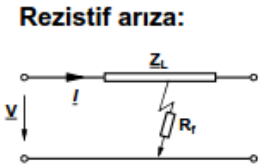
$$Z_{ölç} = R_{ölç} + j.X_{ölç} \tag{3.19}$$

Burada dikkat edilmesi gereken konu arızanın tipidir. Hat iletkenlerinin doğrudan birbirine temas etmesi veya hat iletkeninin doğrudan toprağa temas etmesi "metalik arıza" ve hat iletkeninin ark yaparak toprağa temas etmesi "rezistif arıza" olarak

tanımlanır. Dolayısıyla ark oluşmadan meydana gelen arızalar olan metalik arızalarda ve ark oluşturan arızalar olan rezistif arızalarda empedans değerleri farklıdır, şekil 3.30 ve Şekil 3.31'de her iki durum sembolize edilmiştir.

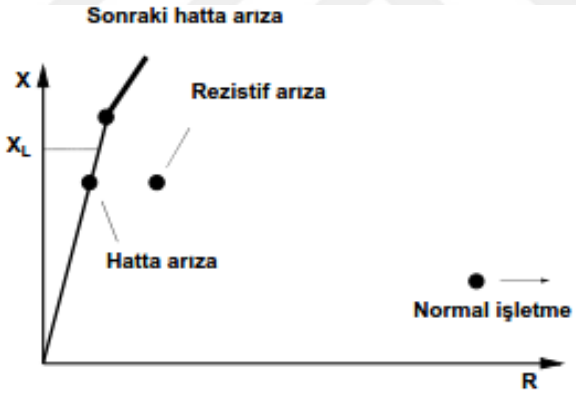


Şekil 3.30 Metalik arıza



Şekil 3.31 Rezistif arıza

Sistemin X-R grafiği de şekil 3.32'de görülmektedir.

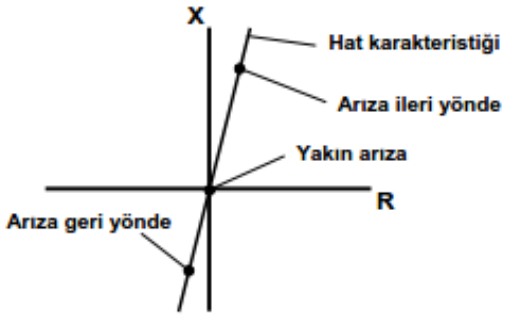


Şekil 3.32 X-R grafiği örneği

Arızanın mesafesi, grafikten de anlaşılacağı gibi en iyi reaktans değerinden belirlenir.

- Arızanın yönü tespit edilir:

Yön tayini mesafe ölçümü ile yapılır. Şekil 3.33'deki grafiğe oturtulan sistemin X-R değerleri ile arızanın ileri ya da geride olduğu rahatça anlaşılabilmektedir.



Şekil 3.33 X-R grafiği ve yön tayini

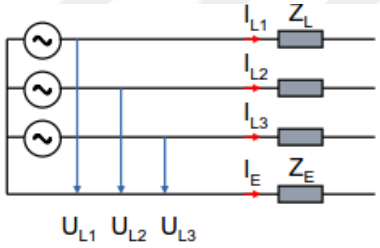
3 fazlı sistemde altı döngü için de ölçme yapılır, şekil 3.34.



Şekil 3.34 3 fazlı sistemde döngüler

3 faz-faz döngüsü ve 3 faz-toprak döngüsü hesaplanır.

Şekil 3.35'deki gibi 3 fazlı bir sistemin döngülerin hesaplanması:

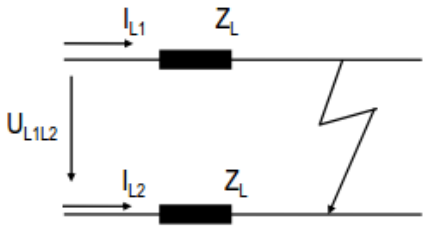


$$\underline{Z}_L = R_L + j\,X_L$$

$$\underline{Z}_E = R_E + j\,X_E$$

Şekil 3.35 3 fazlı sistem

Faz-Faz döngüsü, şekil 3.36'da gösterilmiştir.



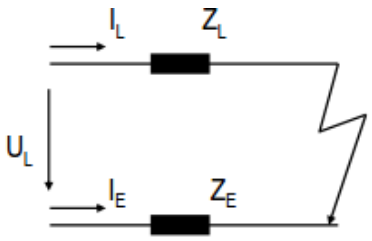
Şekil 3.36 Faz-faz döngüsü

Faz-Faz döngüsü:

$$U_{L1L2} = U_{L1} - U_{L2} = Z_L.(I_{L1} - I_{L2}) \quad (3.20)$$

şeklinde hesaplanır. Burada I_{L1}, I_{L2}, U_{L1} ve U_{L2} hesaplanan akım ve gerilim değerleridir. Diğer döngüler de aynı şekilde hesaplanır.

Faz toprak döngüsü, şekil 3.37:



Şekil 3.37 Faz toprak döngüsü

Faz-Toprak döngüsü:

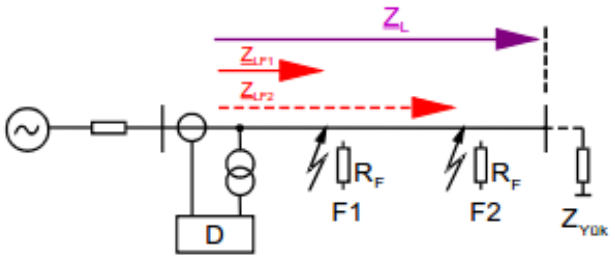
$$U_L = (Z_L.I_L) - (Z_E.I_E) \quad (3.21)$$

şeklinde hesaplanır. Burada Z_L ve Z_E bilinmeyenler oldukları için iki bilinmeyenli denklem oluşmuştur. Burada Z_E/Z_L oranı ek bilgi olarak kullanılır ve denklem tek bilinmeyenliye indirilir, indirgenmiş hali aşağıdaki gibidir.

$$Z_L = U_L/[I_L - I_E.\left(\frac{Z_E}{Z_L}\right)] \quad (3.22)$$

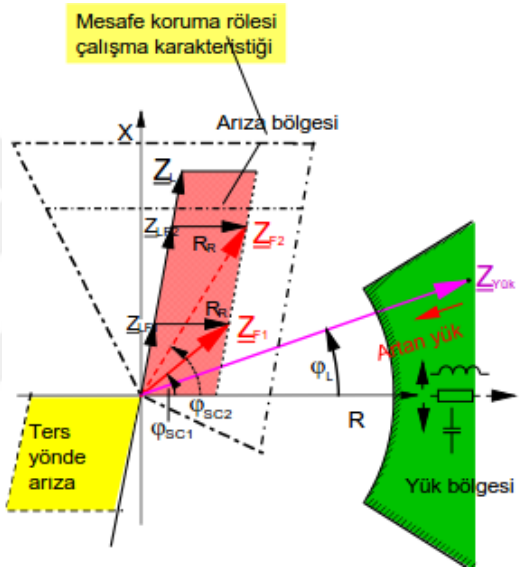
Not: Z_E/Z_L oranının hat boyunca sabit olduğu varsayılmaktadır. Ayrıca hattaki empedansa etki eden ark direnci ve direk dirençleri de gerekli durumlarda hesaplanarak sistemin empedansına eklenir.

Şekil 3.38'de bir hattın mesafe rölesi ile korunması gösterilmiştir. Şekilde D mesafe (Distance) rölesini, Z_L rölenin koruma mesafesini göstermektedir.



Şekil 3.38 İletim hattı örneği

Yük değerinin ve yük bölgesinin, arıza bölgelerinin ve bu arıza bölgelerinin empedans değerlerinin, ve arızanın yönünün görülebileceği X-R grafiği şekil 3.39'daki grafikte verilmiştir.



Şekil 3.39 İletim hattı örneğinin X-R grafiği

Normal çalışma durumunda çalışma noktası yük bölgesindedir. Arıza anında arızanın röleye olan uzaklığına göre arıza bölgesinin ilgili yerinde çalışma noktası oluşur. Burada birden fazla kademe oluşturularak, yakın arızalarda gecikmesiz açma, uzak arızalarda ise o bölgede bulunan korumaya gecikmeli artçıl koruma sağlamak amaçlanır.

3.7.1 Mesafe Korumada Koruma Sinyalleşmesi (Teleprotection) Düzenleri

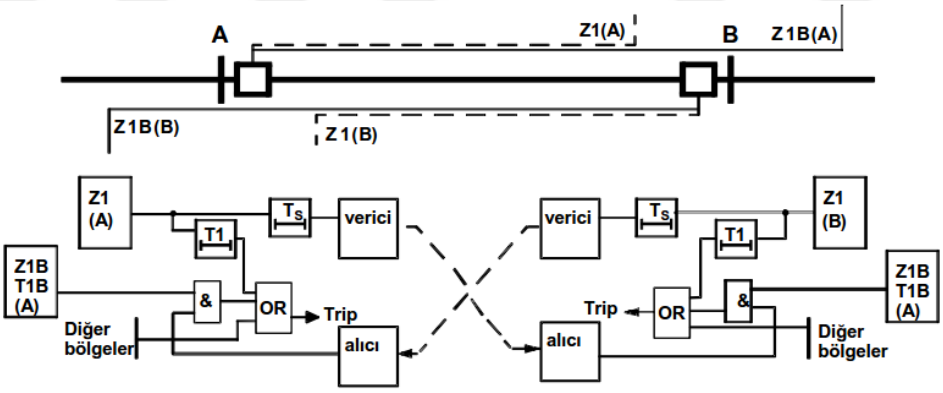
Mesafe koruma rölelerinin kendi hattındaki bir arızayı gecikmesiz açmasını sağlamak ya da ileriki hatlarda yer alan bir arıza anında ani açmasını engellemek gibi amaçlarla koruma sinyalleşmesi kullanılmaktadır. Böylece selektiviteyi arttırmak amaçlanmıştır.

Koruma sinyalleşmesi düzenlerinin kullanımı için önkoşullar aşağıdaki gibidir:

- Cihazlarda koruma sinyalleşmesi özelliği bulunmalıdır.
- İletim kanalı kurulmalıdır. Bu iletim kanalları; kuranportör-Power Line Carrier transmission(PLC), radyo bağlantısı, fiber optik kanal, iletişim şebekeleri olabilir.

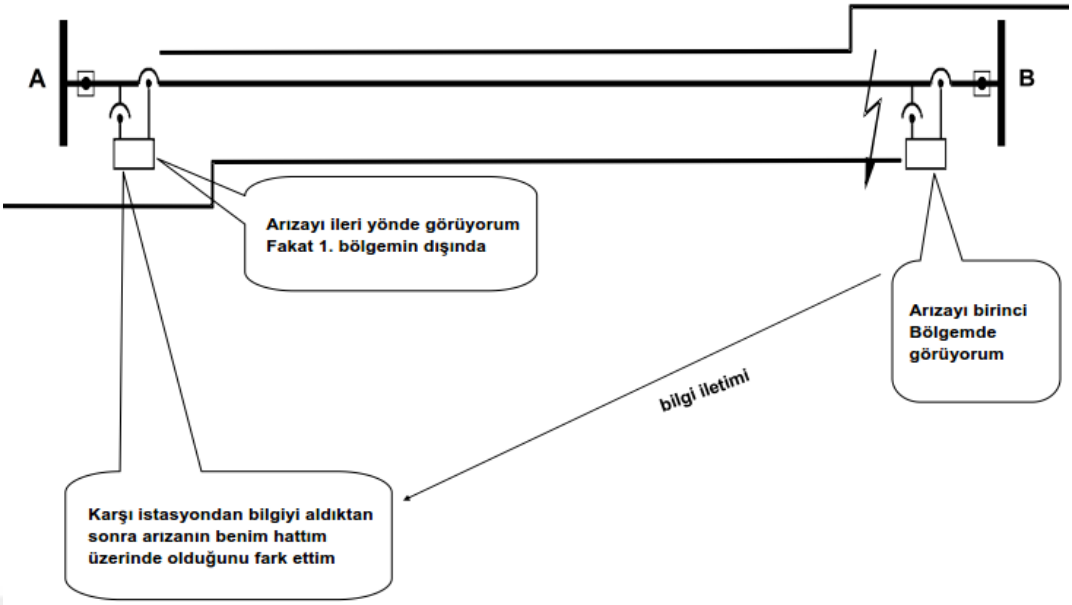
3.7.1.1 Müsaadeli Düşük Menzilde Karşıdan Açtırma, (Permissive Underreach Transfer Trip (PUTT))

PUTT koruma sinyalleşmesi, kendi kesicisini açtırmak ve karşı merkeze müsaade sinyali göndermek için Z1 kademesini kullanır [22]. A rölesinin birinci kademesine (Z1(A)) girmeyen ve B rölesinin birinci kademesinde (Z1(B)) yer alan arızalar A-B hattında yer alan arızalardır. Dolayısıyla böyle bir arıza A rölesinin kendi hattında yer almasına rağmen Z1(A)'da görülemediği için A rölesi gecikmeli açacaktır. Şekil 3.40'da görülen mantık ilişkisi içinde B rölesi Z1(B)'de gördüğü arıza ile kendi kesicisini ani açtırmaktadır, aynı zamanda A rölesine transfer açma sinyali göndermektedir. Transfer açma sinyalini alan A rölesi koruma sinyalleşmesi için ayarlanmış kademe olan Z1B(A)'da gördüğü arızayı ani olarak temizler.



Şekil 3.40 Müsaadeli düşük menzilde karşıdan açtırma [18]

Bu durumun açıklaması şekil 3.41'de görülmektedir.



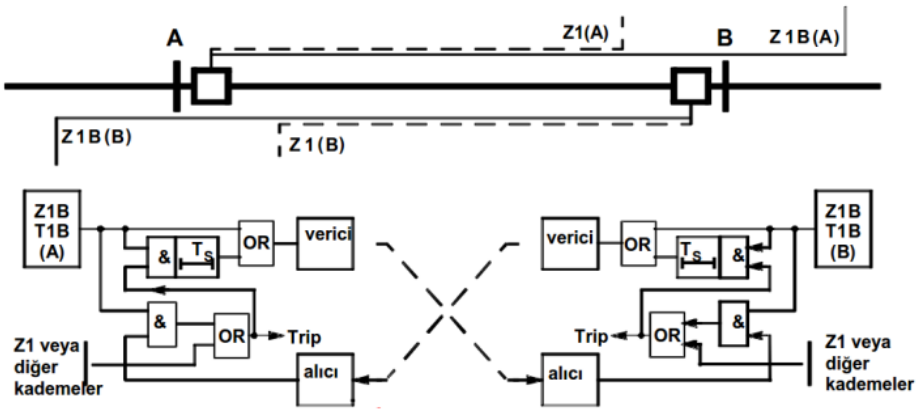
Şekil 3.41 Müsaadeli düşük menzilde karşıdan açtırma açıklaması

3.7.1.2 Müsaadeli Aşırı Menzilde Karşıdan Açtırma (Permissive Overreach Transfer Trip (POTT))

Bu modda Z1B kademesi belirleyici faktördür. Bu mod, aynı zamanda Z1 kademesi için hat uzunluğunun % 85'i bir ayarın mümkün olmadığı ve dolayısıyla seçicili gecikmesiz bir açmanın yapılamayacağı aşırı kısa hatlarda da kullanılabilir.

Mesafe koruma rölesi Z1B kademesi içerisinde bir arıza tespit etmişse, karşı hat ucuna bir müsaade sinyali gönderir. Eğer karşı hat ucundan da bir müsaade sinyali alınmışsa, açma mantığına bir açma sinyali gönderilir. Dolayısıyla hızlı açma için bir önkoşul, arızanın her iki uçtan da ileri yönde, Z1B kademesi içerisinde görülmüş olmasıdır (şekil 3.42). Z1B aşırı menzil kademesi, karşı istasyonun ötesini görecek şekilde (yaklaşık olarak hattın % 120'sine) ayarlanır. Gönderme sinyali, ayarlanabilir Ts süresi kadar uzatılabilir. Gönderme sinyalinin uzatımı, ancak koruma hızlı bir açma komutu vermişse etkindir. Bu, arıza bağımsız Z1 kademesi tarafından hızlı olarak temizlenmiş olsa bile karşı hat ucundaki cihazın müsaade sinyalini almasını garanti eder.

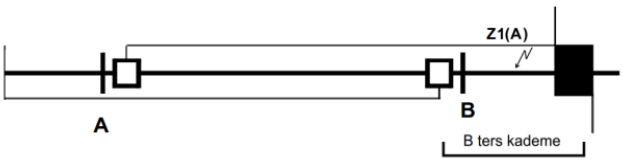
Z1B kademesi hariç diğer tüm kademelerde, korumanın sinyal iletiminden bağımsız genel koordinasyon karakteristiğine göre, karşı hat ucundan müsaade sinyali alınmaksızın kendi kademe zamanları ile açma komutu verilir.



Şekil 3.42 Müsaadeli aşırı menzilde karşıdan açtırma [18]

3.7.1.3 Blokaj (Blocking)

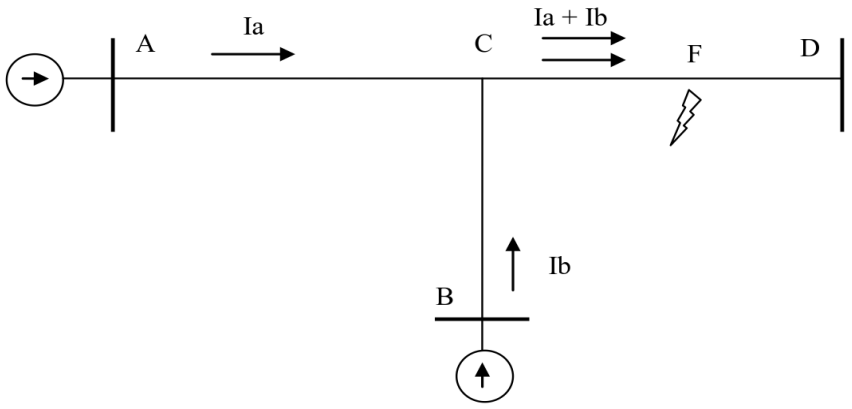
Kısa iletim hatlarında empedans değeri küçük olduğu için kademe 1, Z1, değeri ilgili hattın %85'ne ayarlanamayabilir. Bu durumda şekil 3.43'de görüldüğü gibi A rölesinin Z1 ayarı komşu hattı da içine alabilir. Bu durumda şekil 3.43'de gösterilen yerde olan arızada selektivite açısından o hattaki koruma röleleri bu arızayı ani olarak temizlemelidir, fakat A rölesinin Z1'inde yer alan bu arıza ile A rölesi de ani açacaktır, böylece arızasız hattın (A-B hattı) da gereksiz açmasına, dolayısıyla enerjisiz kalmasına sebep olunmaktadır. Bunu engellemek adına A rölesi Z1'de gördüğü arızayı B rölesi ters kademede gördüğünde, B rölesi A rölesine bu arızanın A-B hattında olmadığını belirtmek adına transfer blokaj sinyali göndermektedir. Böylece gereksiz olarak A rölesinin ani açması engellenmektedir.



Şekil 3.43 Blokaj

3.7.2 T-Bağlantılı İletim Hatlarında Mesafe Koruma Davranışı

Farklı noktalardan besleme olması mesafe korumanın çalışmasını etkiler.



Şekil 3.44 Arıza durumunda besleme şartları

B istasyonunun beslenmesi olmadan, A istasyonundaki mesafe koruma ölçümü arıza direncini hesaba katmadan aşağıdaki gibidir:

$$V_A = I_A.(Z_{AC} + Z_{CF}) \rightarrow Z_{ARIZA} = \frac{V_A}{I_A} = Z_{AC} + Z_{CF} \quad (3.23)$$

B istasyonunun beslemesini hesaba katarsak, A transformatör merkezindeki mesafe koruma ölçümü şu şekilde olur:

$$V_A = I_A.Z_{AC} + (I_A + I_B).Z_{CF} \rightarrow Z_{ARIZA-2} = \frac{V_A}{I_A} = Z_{AC} + \left(1 + \frac{I_B}{I_A}\right).Z_{CF} \quad (3.24)$$

Böylece $Z_{ARIZA-2} > Z_{ARIZA}$ olur.

Aynı arıza ortadan besleme etkisi sebebiyle mesafe rölesi tarafından olduğundan daha uzakta gibi algılanır ($Z_{ARIZA-2} > Z_{ARIZA}$) ve kademe 1'de görülmesi ve derhal temizlenmesi gereken arıza, kademe 2'de algılanarak gecikmeli açmaya sebep olacaktır.

BÖLÜM 4

HAT DİFERANSİYEL KORUMA RÖLESİNİN MATLAB/SIMULINK'TE TASARIMI VE SİMULASYONU UYGULAMASI

4.1 Giriş

Diferansiyel koruma önceki bölümlerde de anlatıldığı gibi güç sisteminin korunmasında en popüler ve güvenilir tekniklerden biridir [23]. İletim hattının korunması diferansiyel koruma uygulayarak yapılabilir. Akım diferansiyel koruması, Kirchhoff'un akımlar kanununa dayanmaktadır [24, 25, 26]. Mikroişlemci tabanlı akım diferansiyel röleleri enerji iletim hatları için üstün koruma sağlar. Yüksek dirençli arızalar için daha iyi hassasiyete sahip olması ve hattın yüzde yüzünü gecikmesiz koruması mesafe rölelerine göre avantajıdır [27].

Dijital röle modellemesi, belirtilen sistem için uygun koruma şeması oluşturma açısından önemli bir konudur. Günümüzde belirli koşullar ve durumlar altında rölelerin çalışmasını önemli ölçüde değiştirebilecek çeşitli algoritmalar ve özellikler ihtiyaç olduğu için doğru röle modelini tasarlamak zordur [28].

Bu amaçla, MATLAB/SIMULINK ortamında açma karakteristiği oluşturulan ve akım değerine göre açma algoritması değişen bir hat diferansiyel koruma rölesi tasarlanarak çeşitli arıza durumlarında rölenin çalışma performansı incelenmektedir.

4.2 Sistem Bilgileri

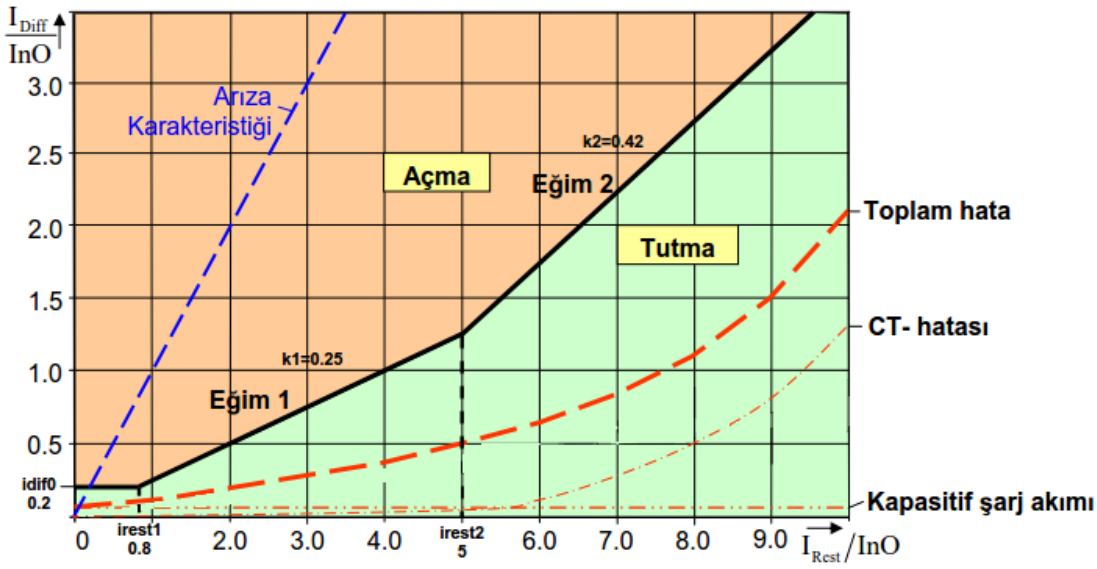
Uygulamada kullanılacak korunacak hattın ve sistemin bilgileri Çizelge 4.1'de verilmiştir.

Çizelge 4.1 Hat ve sistem bilgileri

Açıklama	Sembol	Değer	Birim
Hat gerilimi	V	110	kV
Hat frekansı	f	50	Hz
İletim hattının uzunluğu	d	7	km
Hattın km başına düşen rezistans değeri	r	0.0614	Ω/km
Hattın km başına düşen reaktans değeri	x	0.4234	Ω/km
Hattın km başına düşen kapasitans değeri	c	8.63	nF/km
Kısa devre gücü	Sk	3000	MVA
Yükün güç değeri	Qp	100	MW
	QL	60	MVAr
	QC	60	MVAr

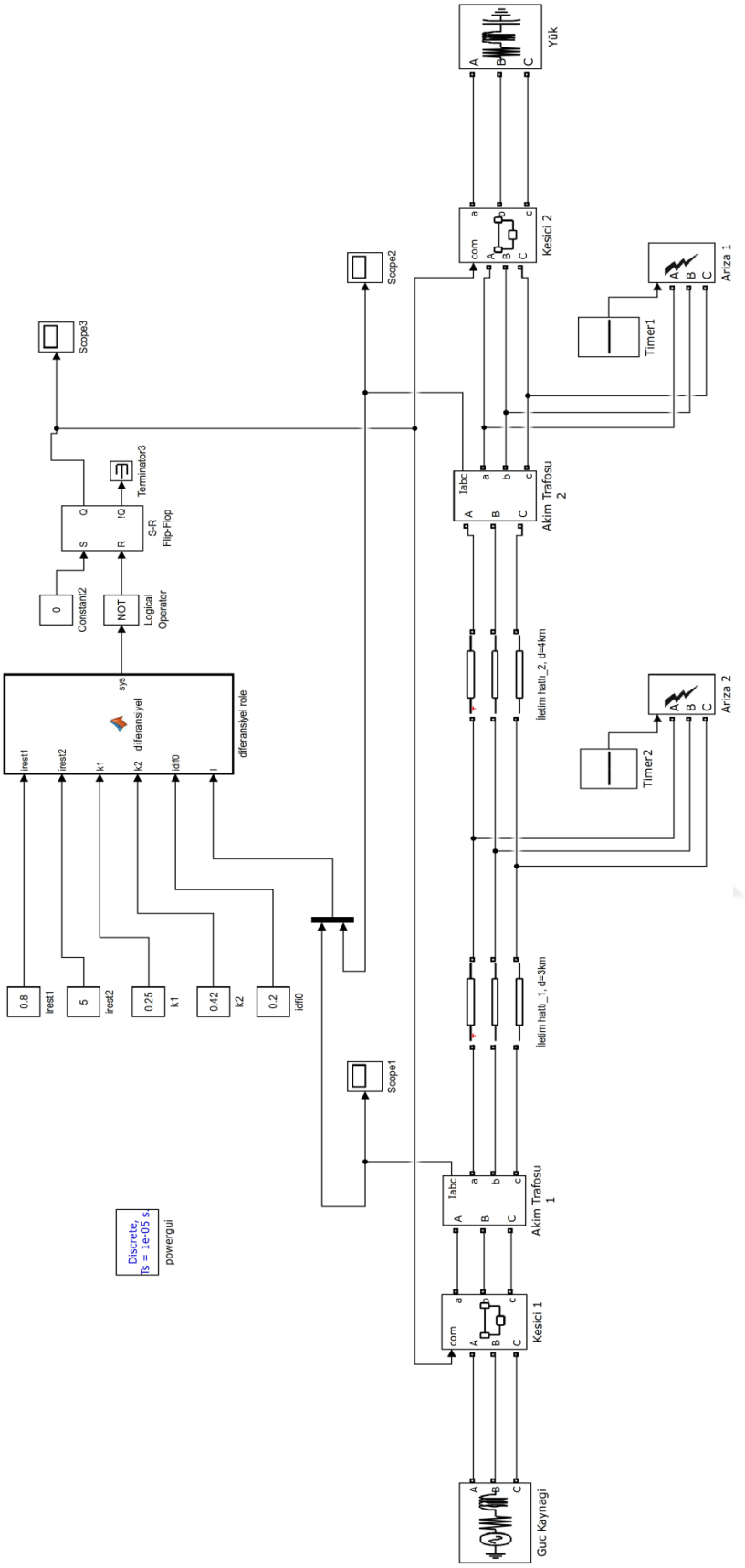
4.3 Koruma Rölesinin Açma Karakteristiği ve Açma Lojiği

Hat diferansiyel koruma rölesinin çalışma prensibi ve açma karakteristiğimin oluşturulması detaylı şekilde 3. Bölümde anlatılmıştır. Bu bilgiler ışığında oluşturulan koruma rölesinin açma karakteristiği şekil 4.1'de görülmektedir.



Şekil 4.1 Koruma rölesi açma karakteristiği

Açma karakteristiğindeki şartlara uygun olarak diferansiyel koruma karar verme mekanizmasını sağlayan "diferansiyel" fonksiyonudur. Bu fonksiyon lojiği simulinkte yer alan "Matlab Function" bloğu içerisine yazılan kod sayesinde çalışmaktadır. İlgili fonksiyon bloğu şekil 4.2'de görülmektedir.



Şekil 4.2 MATLAB/SIMULINK'te tasarlanan sistem modeli

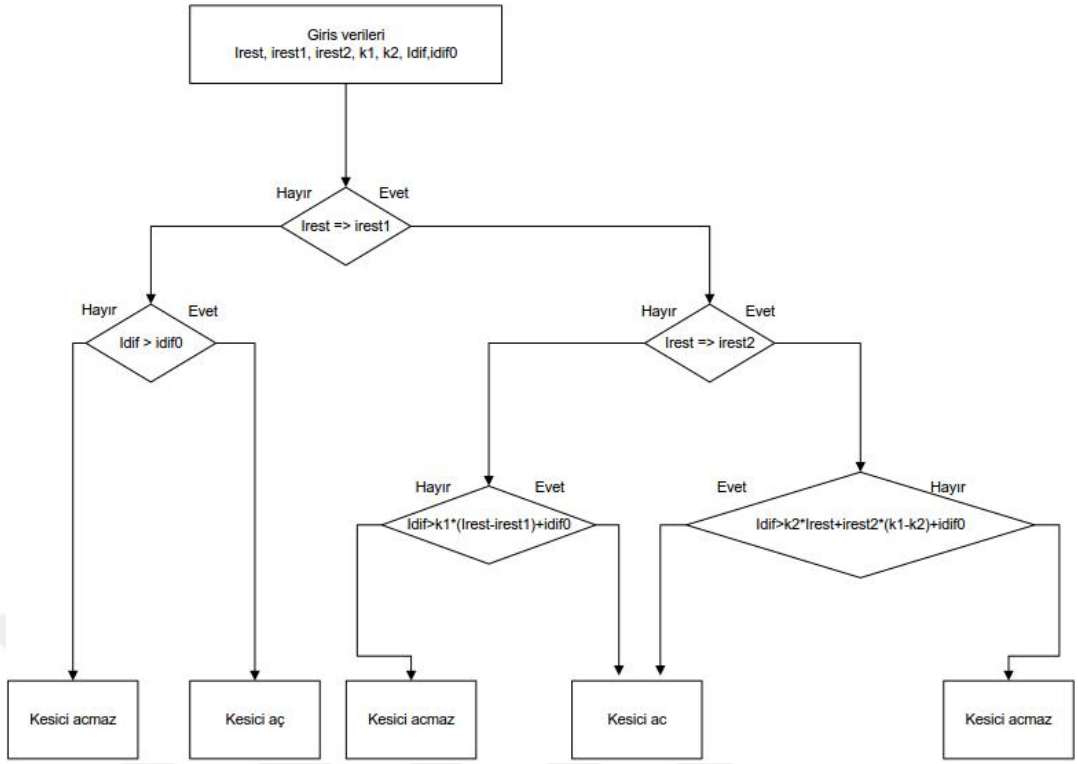
Şekil 4.1'de de görülen ve şekil 4.2'deki "diferansiyel" fonksiyonunun çalışmasına etki eden ve kullanıcının simulink üzerinden fonksiyon bloğuna girmesi gereken bilgiler çizelge 4.2'de verilmiştir.

Çizelge 4.2 "diferansiyel" fonksiyonuna girilen veriler

Açıklama	**Sembol**	**Değer**
Eğrinin eğiminin değiştiği noktalar	irest1	0.8
	irest2	5
Eğrilerin eğimini belirleyen faktör	k1	0.25
	k2	0.42
Diferansiyel koruma başlatma değeri	idif0	0.2

İstenildiği takdirde k1, k2, irest1, irest2 ve idif0 değerleri değiştirilerek açma karakteristiği ayarlanabilir. Bu değerler 7SD röle manualinde yer alan uygulanabilir değerler arasından seçilmiştir.

Rölenin açma mantığını gösteren akış diyagramı şekil 4.3'te görülmektedir.



Şekil 4.3 Koruma rölesinin açma mantığı akış diyagramı

Şekil 4.1'deki açma karakteristiğine ve şekil 4.3'deki açma mantığına göre çalışan "diferansiyel" fonksiyonunun MATLAB kodu aşağıdaki gibidir.

```
function [sys]= diferansiyel(irest1,irest2,k1,k2,idif0,I)

I1= [I(1) I(2) I(3)];% 1. akim transformatöründen okunan akim
I2= [I(4) I(5) I(6)];%2. akim transformatöründen okunan akim
Idif = abs(I1-I2); % role diferansiyel akimi
Irest = abs(I1+I2); % role tutma akimi
x=1;
i=1;
while i <= 3
        if (Irest(i) >= irest1)
            if (Irest(i) >= irest2)
               if (Idif(i) > (k2*(Irest(i) + (irest2*(k1-k2))+idif0)))
                x=0; %kesiciyi ac
                break
                else
                x=1; %kesici kapali kalacak
                end
            else
                if (Idif(i) > k1*(Irest(i)-irest1)+idif0)
                x=0; %kesiciyi ac
                break
                else
                x=1; %kesici kapali kalacak
                end
            end
        else
            if(Idif(i)>idif0)
            x=0; %kesiciyi ac
            break
            else
            x=1; %kesici kapali kalacak
            end
        end
i=i+1;
end

sys = x;
```

Yukarıdaki kodda görüldüğü gibi fonksiyonun sonucu 0 ya da 1 olmaktadır. Normal şartlarda kesici açmayacağı için sonuç 1 olacaktır, arıza durumunda ise sonuç 0 olacaktır. Şekil 4.2'de görüleceği üzere fonksiyonun sonucu S-R flip flop kullanılarak arıza anında oluşan kesici açma işlemi mühürlenerek kilitlenmiştir (lockout).

4.4 Rölenin Testi

Test aşamasında simülasyon süresi her durum için 0.06s'dir. Tüm arızalar 0.02s-0.04s arasında gerçekleşmektedir. Kullanılan değerler pu cinsinden yer almaktadır, sistemin baz değerleri:

S_{baz}=100MVA, U_{baz}=110kV'tur.

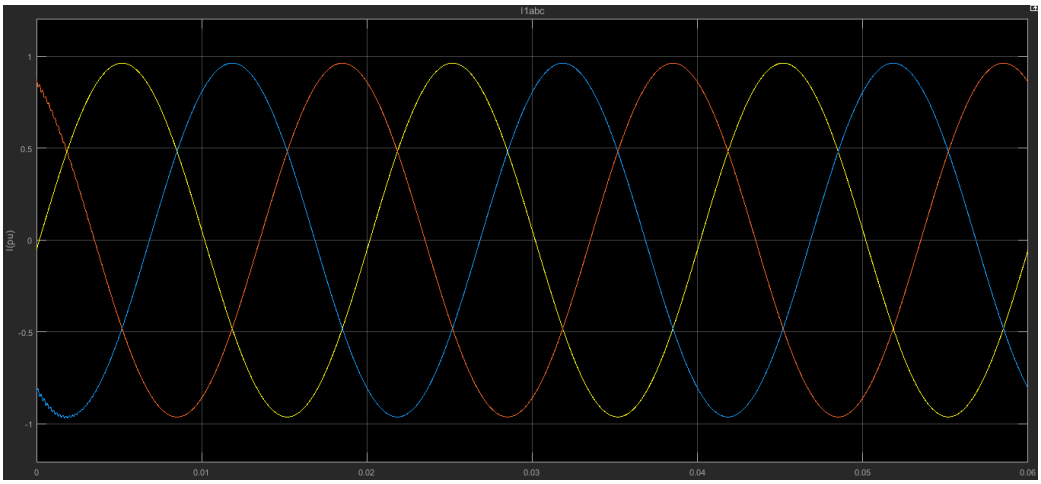
Dolayısıyla, $I_{baz}= (S_{baz})/(\sqrt{3} \times U_{baz}) = (100 \times 10^6) / (\sqrt{3} \times 110 \times 10^3) = 525$ A'dir.

Aşağıdaki 5 durum için röle test edilmiştir, arızalar 3 faz-toprak ve 1 faz-toprak şeklindedir.

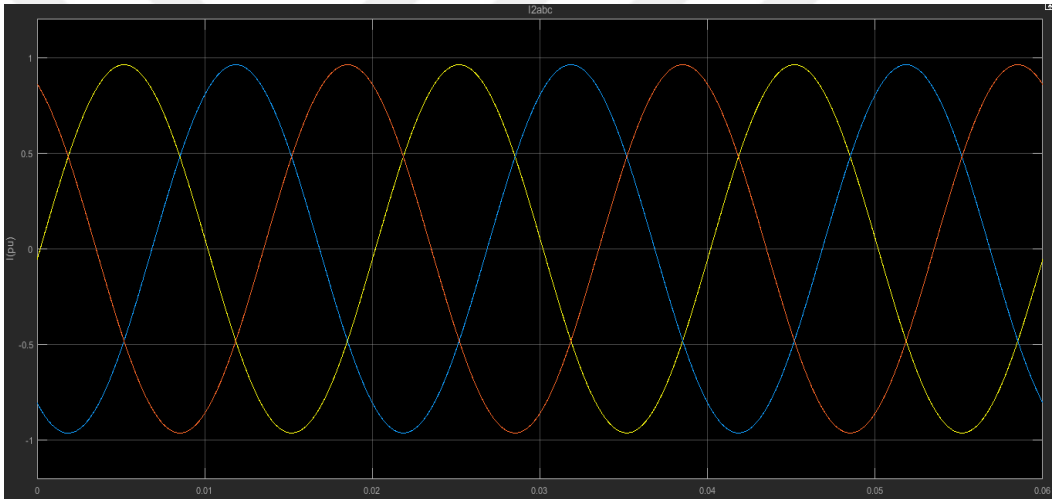
1. Durum: normal çalışma durumu
2. Durum: harici bir 3 faz -toprak arıza anında rölenin çalışması; Arıza 1, şekil 4.2
3. Durum: harici bir 1 faz -toprak arıza anında rölenin çalışması; Arıza 1, şekil 4.2
4. Durum: dahili bir 3 faz -toprak arıza anında, hattın 3.km'de meydana gelen arızada rölenin çalışması; Arıza 2, şekil 4.2
5. Durum: dahili bir 1 faz -toprak arıza anında, hattın 3.km'de meyadana gelen arızada rölenin çalışması; Arıza 2. şekil 4.2

Şekil 4.2'de yer alan Scope1 ile 1. Akım transformatörü akımını, Scope2 ile 2. Akım transformatörü akımını ve Scope3 ile de rölenin çıkış değerini (0-1) izleyeceğiz.

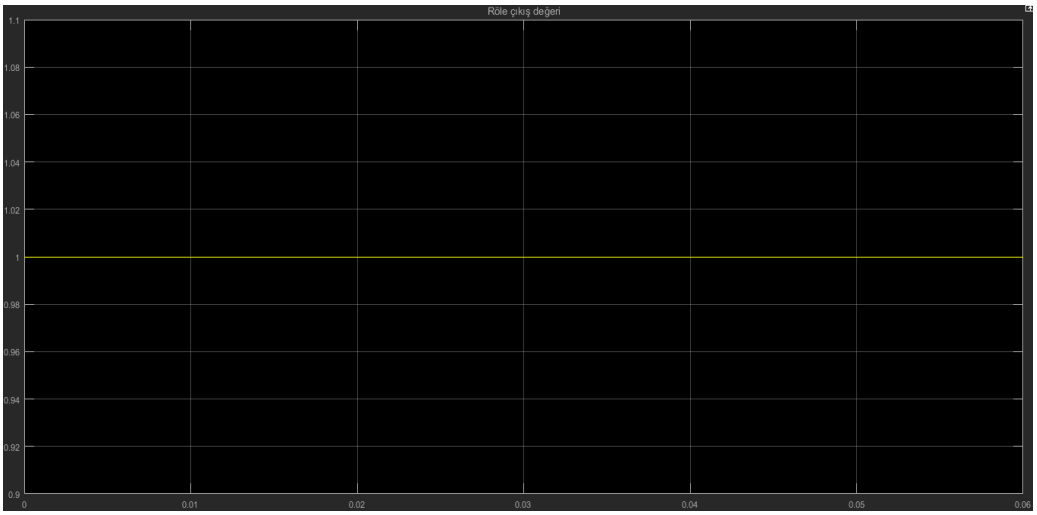
1. durum: Normal çalışma anında sistemin ve rölenin durumu



Şekil 4.4 1. Akım transformatöründen okunan değer

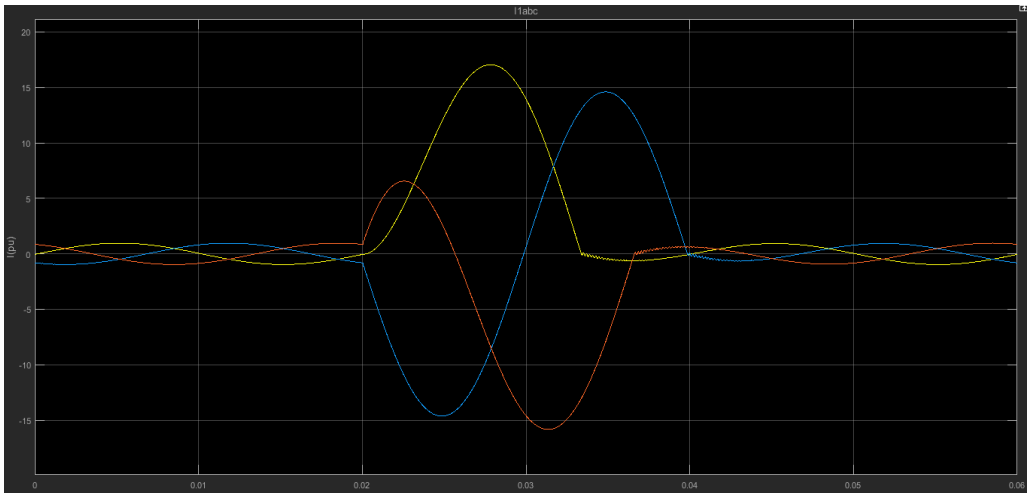


Şekil 4.5 2. akım transformatöründen okunan değer

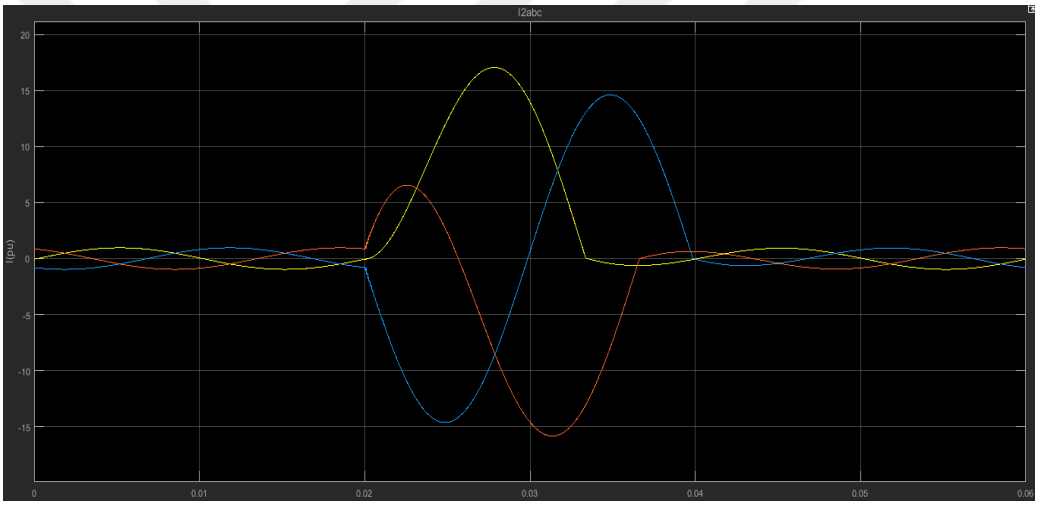


Şekil 4.6 Röle çıkış değeri

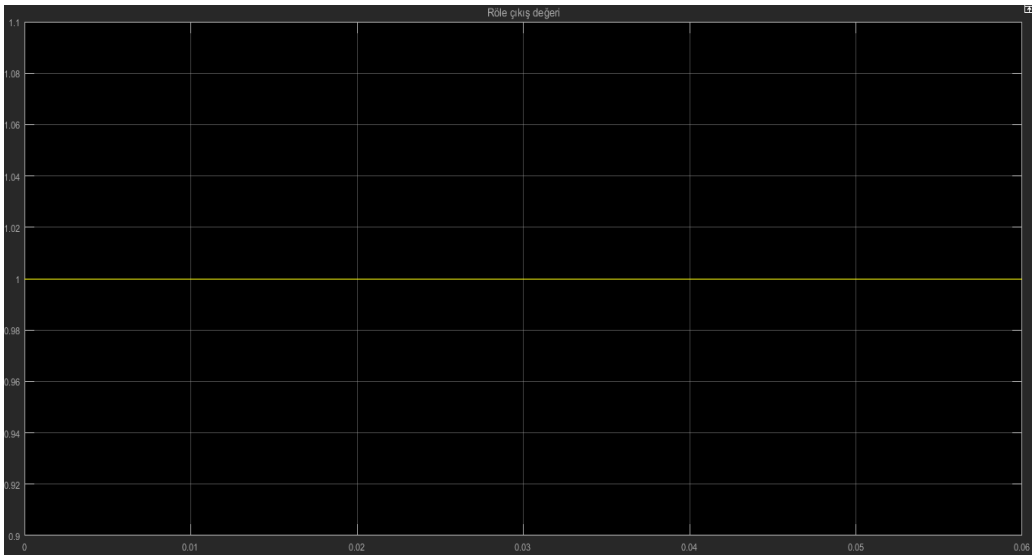
2. durum: harici bir 3 faz -toprak arıza anında sistemin ve rölenin durumu



Şekil 4.7 1. akım transformatöründen okunan değer

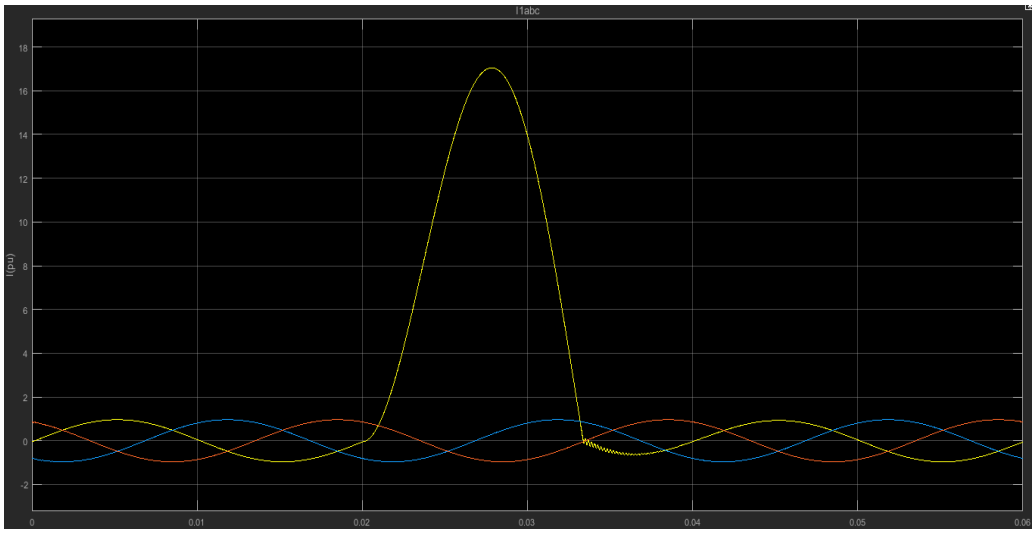


Şekil 4.8 2. akım transformatöründen okunan değer

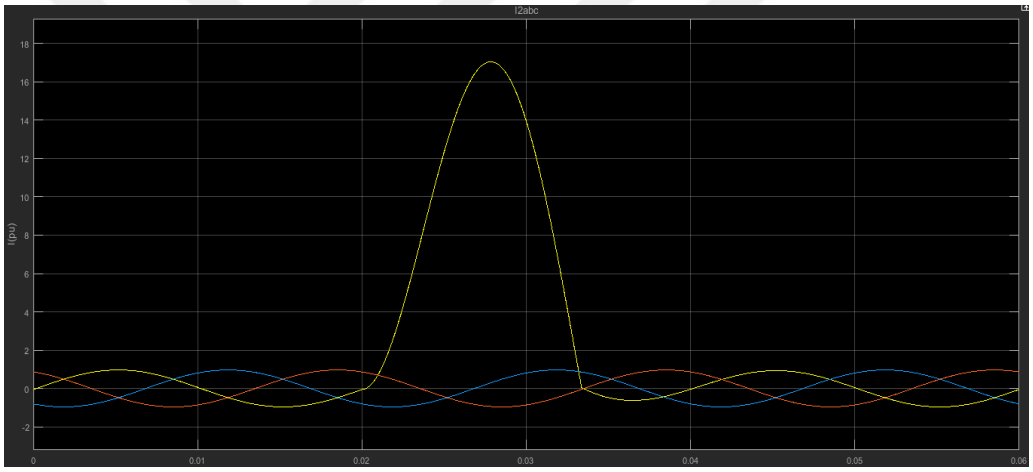


Şekil 4.9 Röle çıkış değeri

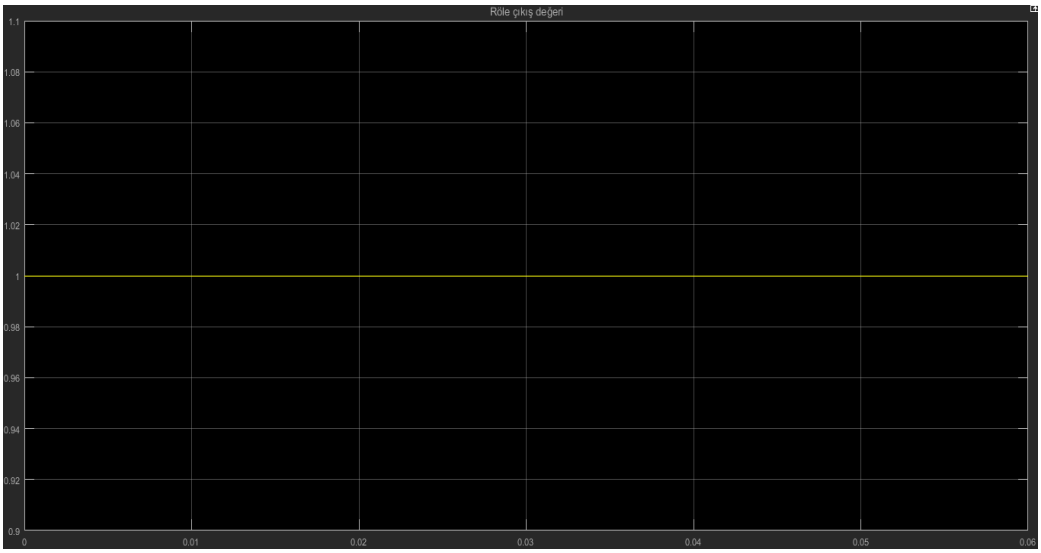
3. durum: harici bir 1 faz -toprak arıza anında sistemin ve rölenin durumu



Şekil 4.10 1. akım transformatöründen okunan değer

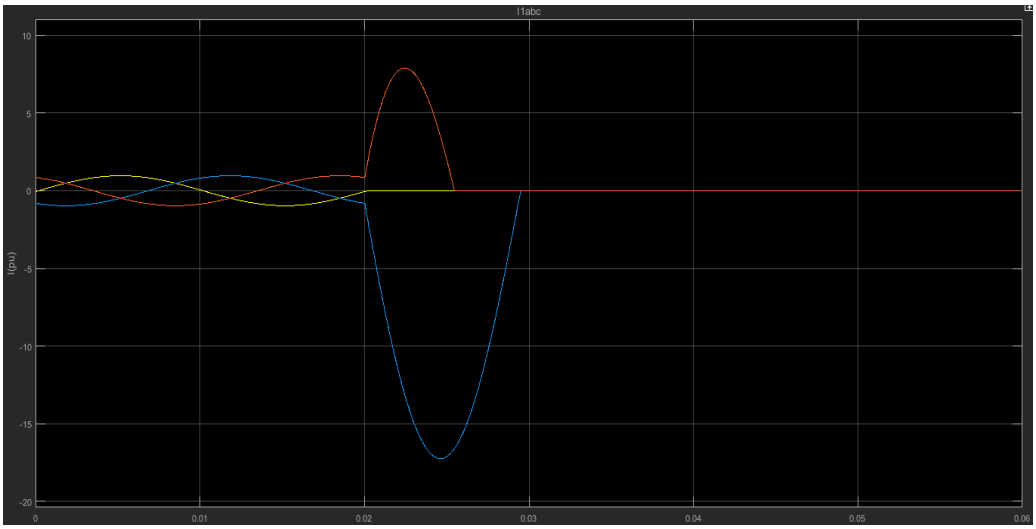


Şekil 4.11 2. akım transformatöründen okunan değer

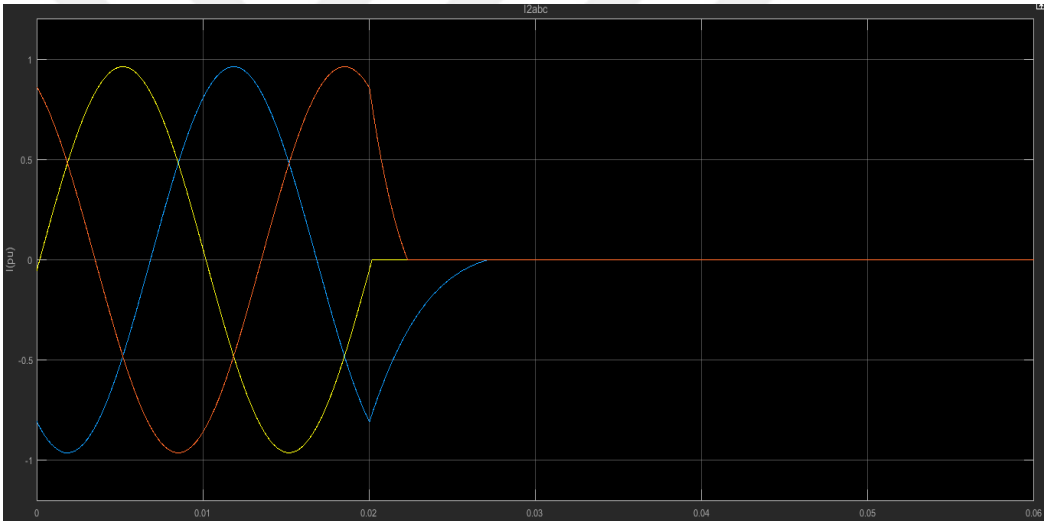


Şekil 4.12 Röle çıkış değeri

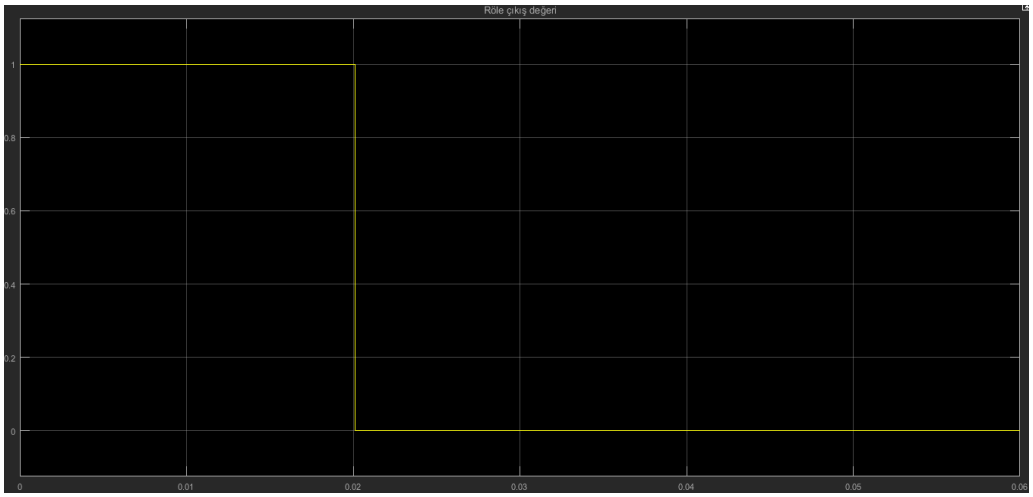
4. durum: dahili bir 3 faz -toprak arıza anında sistemin ve rölenin durumu



Şekil 4.13 1. akım transformatöründen okunan değer

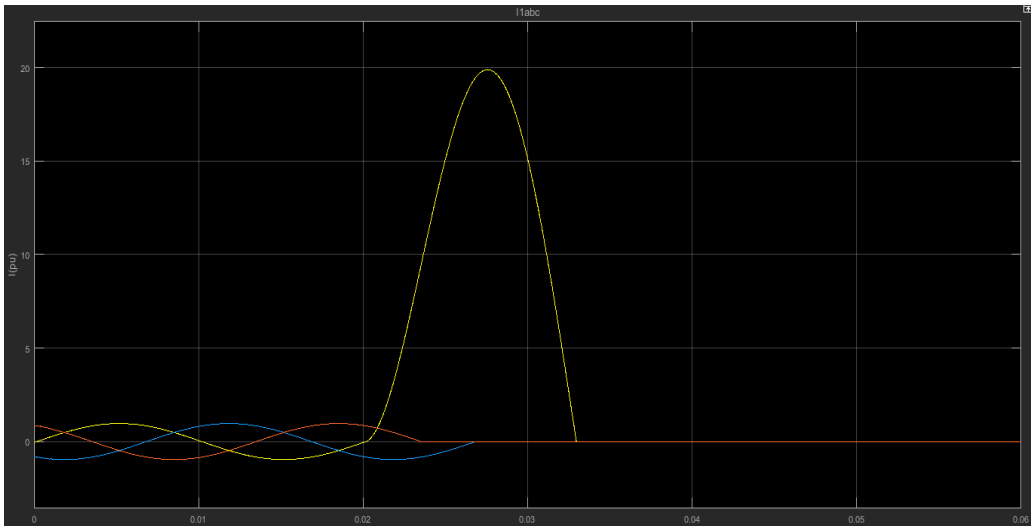


Şekil 4.14 2. akım transformatöründen okunan değer

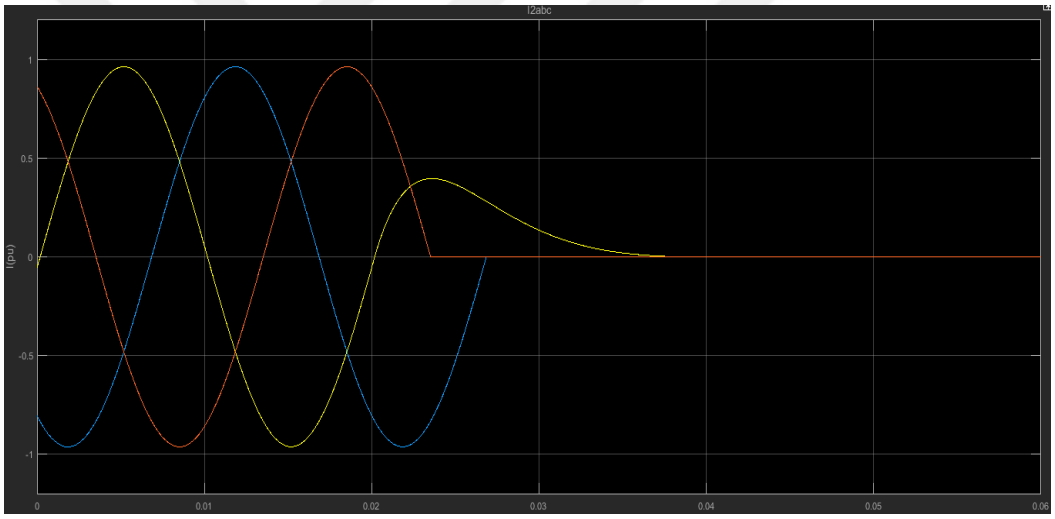


Şekil 4.15 Röle çıkış değeri

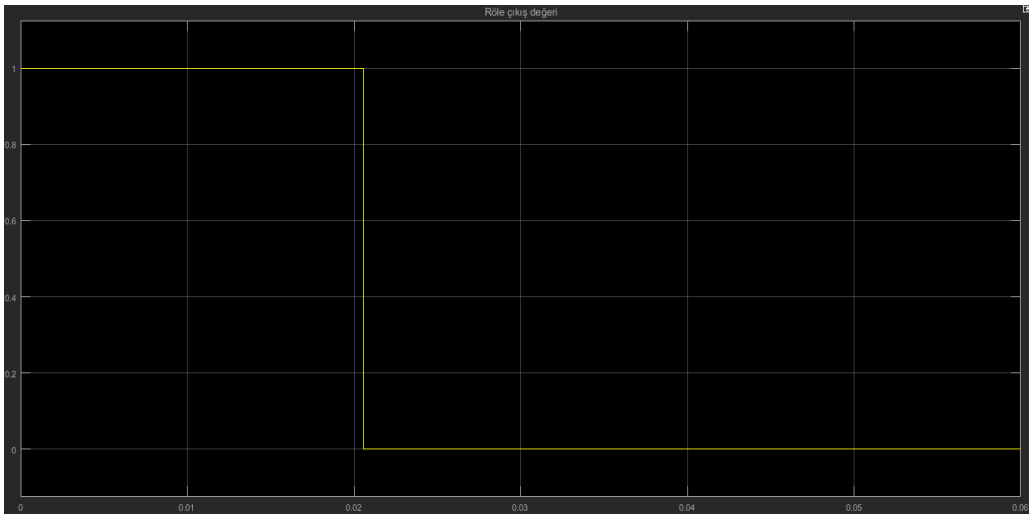
5. durum: dahili bir 1 faz-toprak arıza anında sistemin ve rölenin durumu



Şekil 4.16 1. akım transformatöründen okunan değer



Şekil 4.17 2. akım transformatöründen okunan değer



Şekil 4.18 Röle çıkış değeri

4.5 Sonuçlar

Bu bölümde iki eğimli açma karakteristiğine sahip bir nümerik hat diferansiyel koruma rölesi tanıtılmıştır. MATLAB/SIMULINK'te oluşturulan röle modelinde diferansiyel akımı açma karakteristiğine göre fark eden bir karar bloğu yer almaktadır. Rölenin çalışması 5 farklı duruma göre bilgisayar ortamında test edilmiştir. Simülasyon sonuçlarına göre, röle dahili 3 faz-toprak ve 1 faz-toprak arızalarda korumanın temel prensiplerinden olan duyarlılığı mükemmel şekilde yerine getirerek açma komutu vermektedir. Burada 1 faz -toprak arızanın çok az da olsa geç açtığı görülmektedir, şekil 4.18. Bunun sebebi A fazında meydana gelen arızanın fark edildiği ana gelmektedir. İlgili fazda açma bölgesine girdiği an burası olduğu için az bir gecikme olmuştur. Aynı şekilde normal çalışma anında ya da harici arızalarda mükemmel kararlılıkla çalışarak açma komutu vermemiştir.

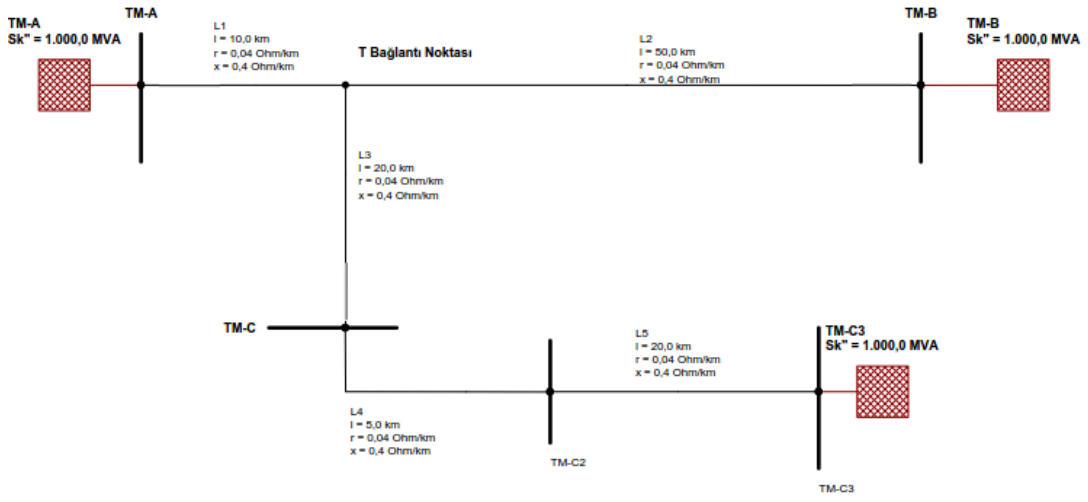
Röle 110kV iletim hattı için tasarlanmıştır fakat modelde yapılacak küçük değişikliklerle diğer gerilim seviyeleri için de uygulanabilir durumdadır. Böylece bu bölüm, iletim hatlarında diferansiyel koruma üzerine çalışacak araştırmacılar için önemli bir referans kaynağı olarak düşünülebilir.

BÖLÜM 5

T BAĞLANTI (ÜÇ UÇLU) İLETİM HATLARINDA MESAFE VE DİFERANSİYEL KORUMA KARŞILAŞTIRMA UYGULAMASI

5.1 Giriş

Bu bölümde çok uçlu ve sıralı hatta örnek olacak T bağlantı iletim hattı düzeninde mesafe koruma ve diferansiyel koruma çalışması karşılaştırılmıştır. Sayısal uygulamanın gerçeleştirildiği T bağlantı İletim hattı yapısı şekil 5.1'de görülmektedir.



Şekil 5.1 T bağlantı iletim hattı şeması

Bu yapıda gerçekleştirilen koruma uygulaması PSS®SINCAL v12.5 güç sistem planlama ve analizi programı ile yapılmıştır. PSS®SINCAL, tüm güç sistemleri için kapsamlı, yüksek performanslı bir güç sistem analizi ihtiyaçlarını yerine getirebilmektedir.

5.2 Sistem Bilgileri

Sistemin nominal gerilim 154 kV'tur. Ortak bir T bağlantı noktasına üç hattan bağlantı vardır. T bağlantısına bağlı olan hatlar L1, L2 ve L3 hatlarıdır. C transformatör merkezine (TM-C) komşu olan arka hatlar ise L4 ve L5 hatlarıdır. Tüm hatlar özdeş olarak düşünülmüştür ve tüm hatların km başına empedans ve reaktans değerleri aynıdır. Sistemde kullanılan akım transformatörleri ve gerilim transformatörleri de özdeştir.

Korumada kullanılacak olan ölçü transformatörleri ve hat ile ilgili değerler sırasıyla Çizelge 5.1 ve Çizelge 5.2'de verilmiştir.

Çizelge 5.1 Ölçü transformatörleri bilgileri

Açıklama	Sembol	Primer Değer	Sekonder Değer	Oran
Akım transformatörleri oranı	ATO	1600 A	1 A	1600
Gerilim transformatörleri oranı	GTO	154 kV	100 V	1540

Çizelge 5.2 Hat bilgileri

Açıklama	Sembol	Değer	Birim
Hat gerilimi	V	154	kV
Hat frekansı	f	50	Hz
1. İletim hattının uzunluğu	L_{L1}	10	km
2. İletim hattının uzunluğu	L_{L2}	50	km
3. İletim hattının uzunluğu	L_{L3}	20	km
4. İletim hattının uzunluğu	L_{L4}	5	km
5. İletim hattının uzunluğu	L_{L5}	20	km
Hattın km başına düşen rezistans değeri	r	0.04	Ω/km
Hattın km başına düşen reaktans değeri	x	0.4	Ω/km

Analizde mesafe koruma rölesi olarak PSS sincal yazılımı kütüphanesinde tanımlı olan Siemens Siprotec 4 serisi 7SA mesafe koruma rölesi kullanılmıştır. Hat diferansiyel rölesi olarak ise aynı seriden 7SD hat diferansiyel rölesi kullanılmıştır.

5.3 Mesafe Rölesi Kademe Ayarları

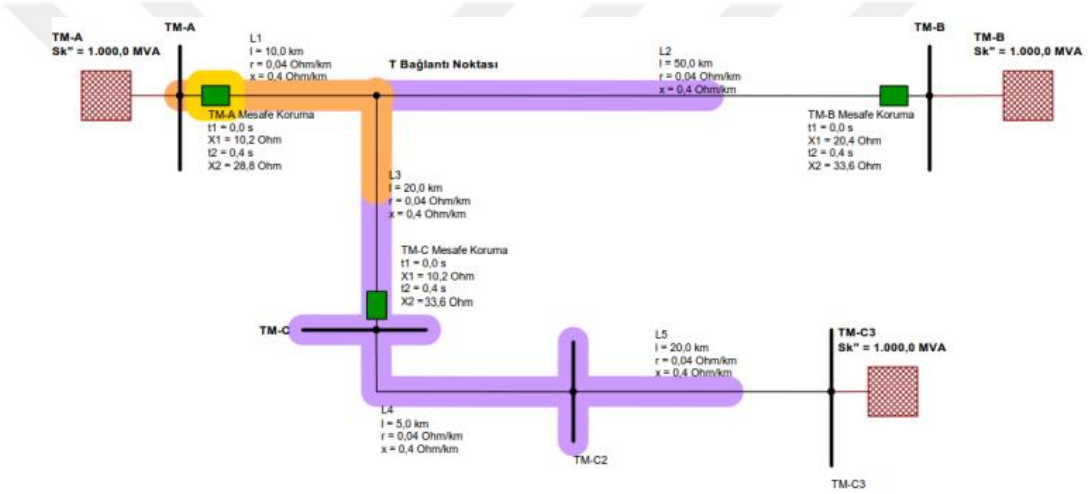
T yapılı (üç uçlu) iletim hattı sisteminin mesafe koruma röleleri ile korunması amaçlandığında, yapıda yer alan mesafe koruma rölelerinin kademe bilgileri geleneksel empedans belirleme yöntemine göre aşağıdaki şekilde ayarlanmıştır. Selektivite açısından kademe 1 bölgesi empedans değeri hesaplanırken en kısa hat kombinasyonu referans alınırken diğer kademeler için uzun hat kombinasyonları referans alınmaktadır. Hatların kademeleri hesaplanırken uygulama yalınlığı açısından hatların rezistif bileşenleri (r) göz ardı edilerek reaktans (x) değerleri ile kademe ayarlamaları yapılmıştır.

A rölesi için hesaplanan empedans değerleri Çizelge 5.3'te verilmiştir.

Çizelge 5.3 A rölesi kademeleri empedans değerleri

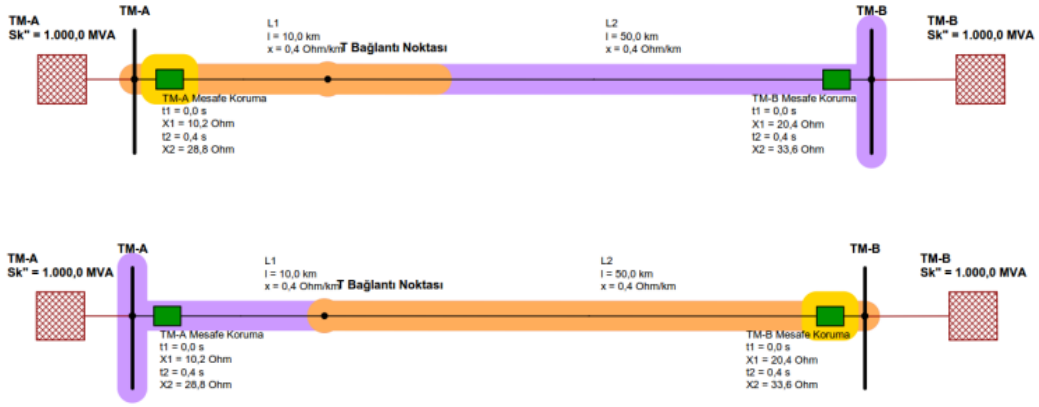
Z1A = (10+20) x 0.4 x 85% = 10.2 Ω
Z1A(B) = (10+50) x 0.4 x 120% = 28.8 Ω
Z2A = (10+50) x 0.4 x 120% = 28.8 Ω

A rölesi kademeleri şekil 5.2'de görülmektedir. Turuncu renk ile renklendirilen hat bölümü TM-A rölesi Z1A kademesinin menzilini gösterirken mor renk ile renklendirilen hat bölümü TM-A rölesi Z1(B) ve Z2 kademelerinin menzillerini göstermektedir.



Şekil 5.2 A rölesi kademe bölgeleri

Şekil 5.2'de görüldüğü üzere, TM-A rölesinin Z2 kademesinin menzili TM-A barasından TM-B barasına kadar olan bölgeyi kapsamak üzere (10km + 50 km) belirlenmiştir. Ancak mor renk ile renklendirilen Z2 kademesi menzili TM-B barasına kadar erişmemektedir. Karşılıklı iki kaynak arasındaki tekil hat parçası uçlarındaki mesafe koruma röleleri için aynı ayar (mesafe) belirleme yöntemi uygulansaydı şekil 5.3'te görüldüğü üzere ilgili Z2 kademesinin menzili karşı istasyon barasına kadar ulaşacaktı. Ancak burada TM-C barasından gelen kısa devre katkısı nedeniyle TM-A'nın menzili değişmektedir. Bu durum ilgili yapıdaki tüm mesafe koruma röleleri için geçerlidir.



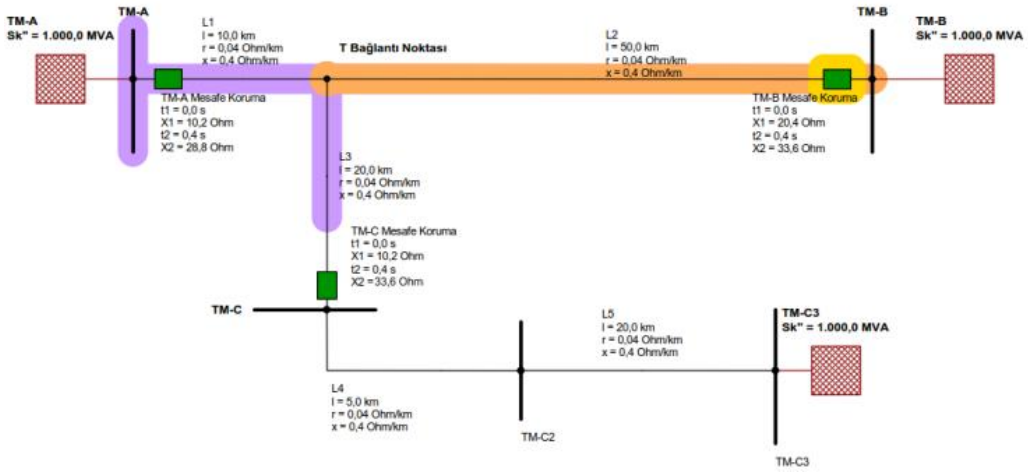
Şekil 5.3 Karşılıklı iki kaynak arasındaki tekil hat parçası uçlarındaki mesafe koruma röleleri kademeleri

B rölesi için hesaplanan empedans değerleri Çizelge 5.4'te verilmiştir.

Çizelge 5.4 B rölesi kademeleri empedans değerleri

Z1B = (50+10) x 0.4 x 85% = 20.4 Ω
Z1B(B) = (50+20) x 0.4 x 120% = 33.6 Ω
Z2B = (50+20) x 0.4 x 120% = 33.6 Ω

B rölesi kademeleri şekil 5.4'te görülmektedir. Turuncu renk ile renklendirilen hat bölümü TM-B rölesi Z1A kademesinin menzilini gösterirken mor renk ile renklendirilen hat bölümü TM-B rölesi Z1(B) ve Z2 kademelerinin menzillerini göstermektedir.



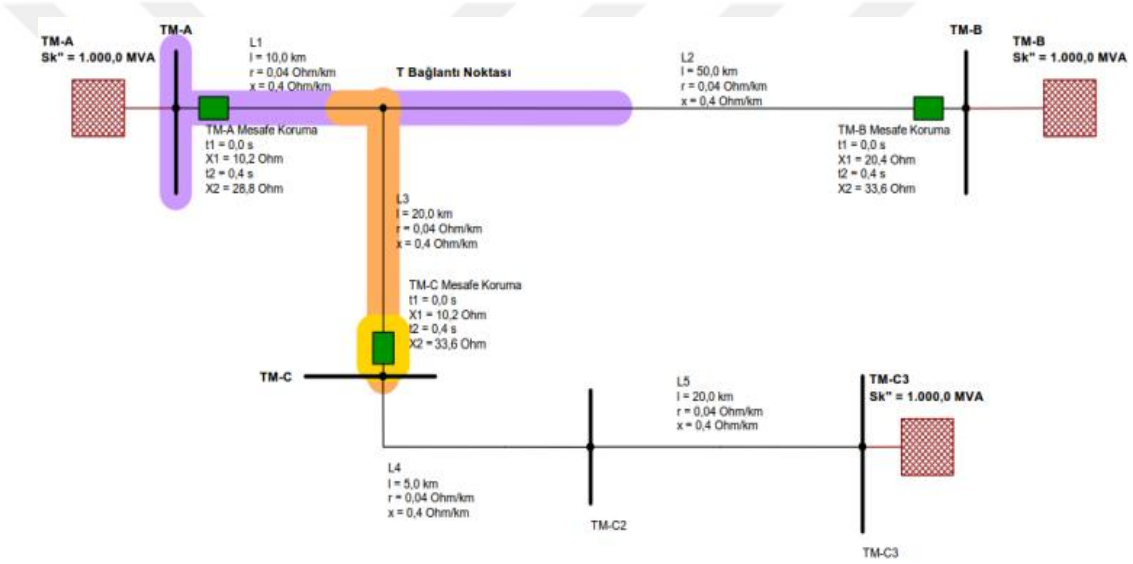
Şekil 5.4 B rölesi kademe bölgeleri

C rölesi için hesaplanan empedans değerleri Çizelge 5.5'te verilmiştir.

Çizelge 5.5 C rölesi kademeleri empedans değerleri

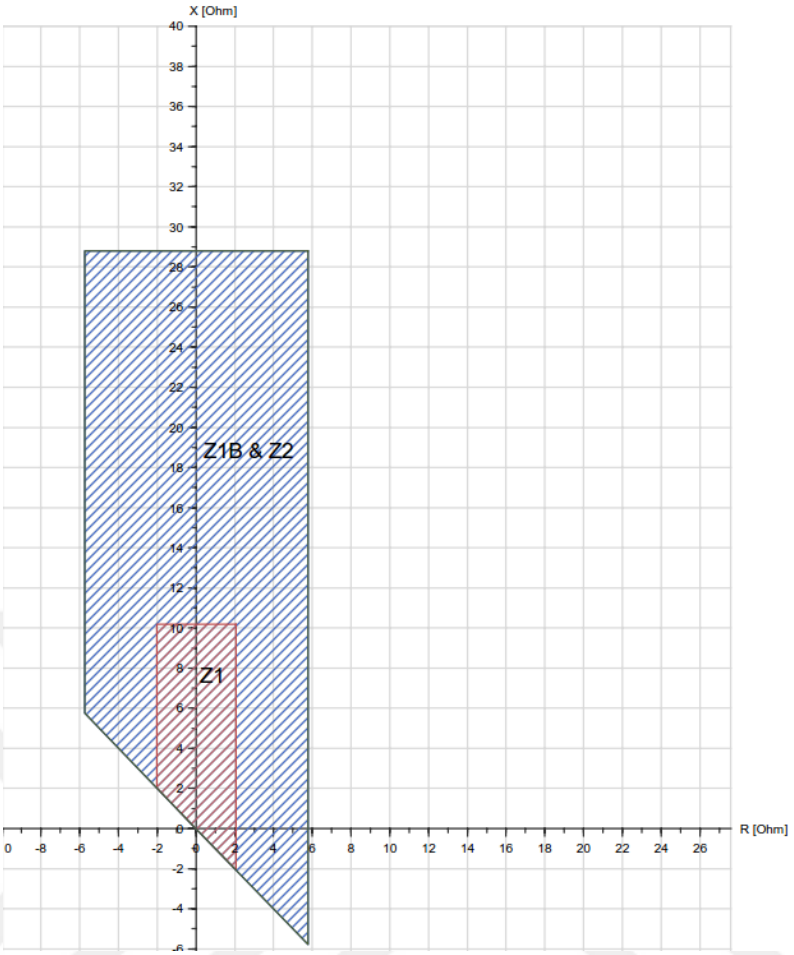
Z1C = (20+10) x 0.4 x 85% = 10.2 Ω
Z1C(B) = (20+50) x 0.4 x 120% = 33.6 Ω
Z2C = (20+50) x 0.4 x 120% = 33.6 Ω

C rölesi kademeleri şekil 5.5'te görülmektedir. Turuncu renk ile renklendirilen hat bölümü TM-C rölesi Z1A kademesinin menzilini gösterirken mor renk ile renklendirilen hat bölümü TM-C rölesi Z1(B) ve Z2 kademelerinin menzillerini göstermektedir.

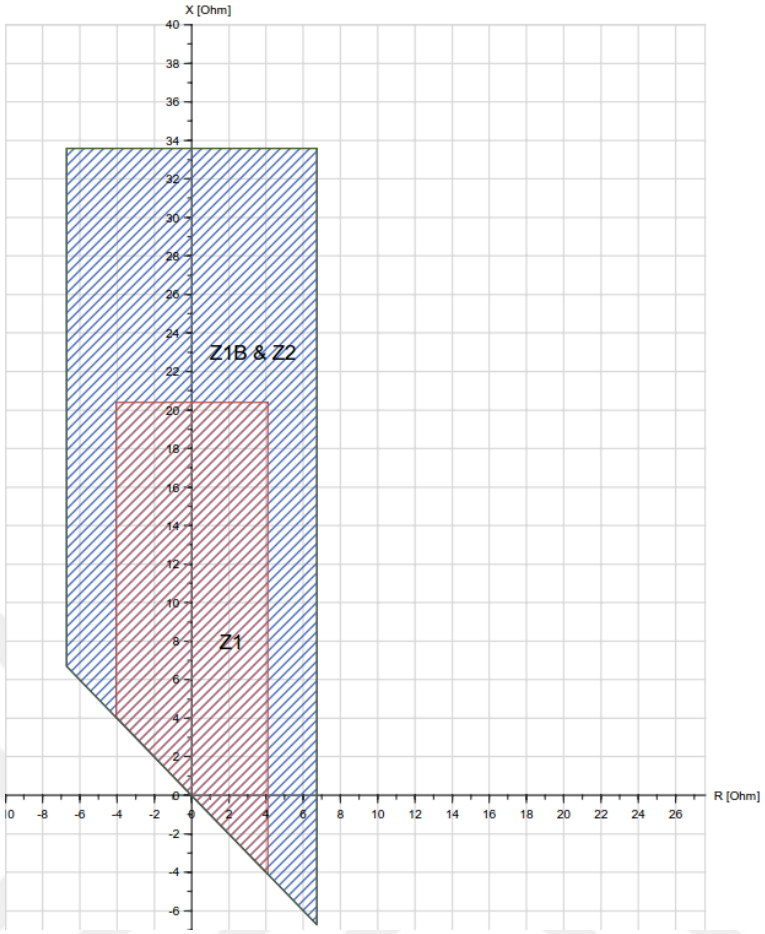


Şekil 5.5 C rölesi kademe bölgeleri

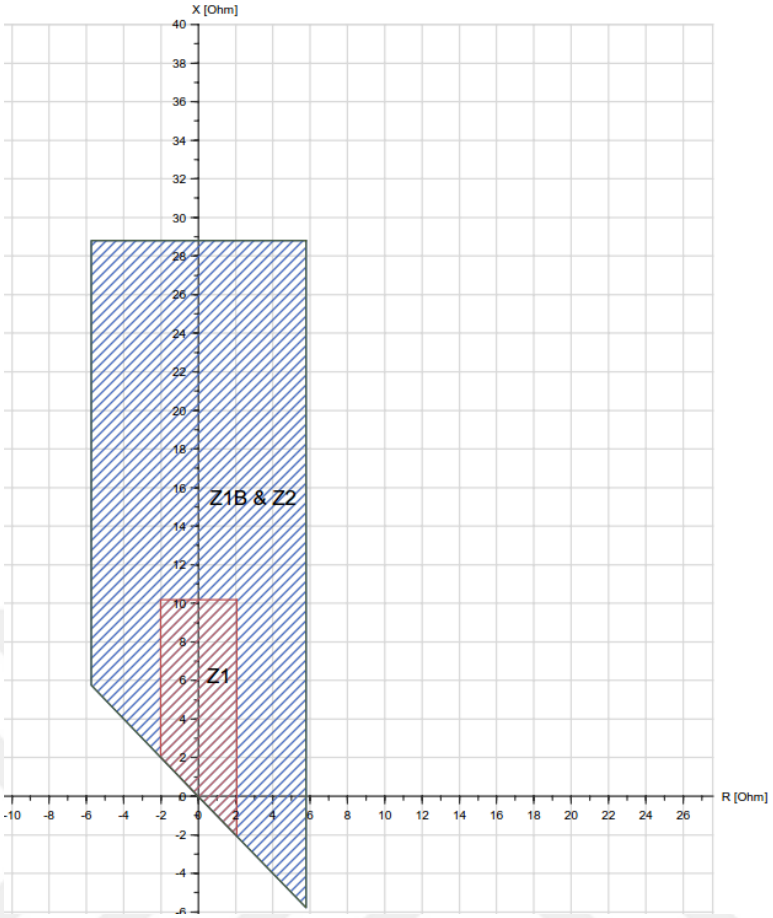
Tüm rölelerin hesaplanan kademelerinin X-R grafikleri şekil 5.6, Şekil 5.7 ve Şekil 5.8'de gösterilmiştir.



Şekil 5.6 TM-A rölesi X-R grafiği



Şekil 5.7 TM-B rölesi X-R grafiği



Şekil 5.8 TM-C rölesi X-R grafiği

5.4 Akım Transformatörü Seçim Analizi

Kısa devre akımındaki DC bileşen, akım transformatörünün akısında büyük bir artışa neden olur. Kararlı akımlar sebebi ile doymaya girmeyen akım transformatörleri DC bileşenin etkisi ile kolaylıkla doymaya girebilir [14].

Bunun için koruma rölesinin diferansiyel ve empadans hesaplamalarında kullanılan değerlerin akım transformatörü tarafından doğru ölçüm ile sağlanması çok önemlidir. Akım transformatörünün doğru seçilmemesi, kısa devre anında doymaya giderek mevcut akımı daha küçük görmesi, yanlış diferansiyel akım ve empedans hesaplamalarına yol açması ve hatalı açmalara sebep olması sonuçlarını doğuracaktır. Bunun için bir kısa devre anında akım transformatörünün davranışını inceleyen programlar mevcuttur. Siemens firmasına ait CTDIM programı kullanılarak sisteme ait akım transformatörü analizi yapılmıştır. Programa, sistemin nominal gerilimi ve frekansı, kısa devre akımı, akım transformatörlerinin nominal gücü (yükü) ve

primer/sekonder akım değeri, kullanılacak rölenin tipi, akım transformatörü ile koruma rölesi arasındaki mesafe ve iletkenin kesiti, ortam sıcaklığı, diferansiyel koruma bölgesini oluşturan akım transformatörlerin adedi (bizim örneğimizde üç uçlu T bağlantı yapısı olduğu için bu değer 3'tür) ve mesafe koruma rölesi için birinci açma kademesinin yüzde değeri (%85) girilir. Program bu değerleri kullanarak akım transformatörünün doğru seçilip seçilmediğini yaptığı analiz ile otomatik olarak belirlemektedir [14]. Bu sistemde diferansiyel koruma ve mesafe koruma için 1600/1A, 5P20, 30VA değerlerine sahip özdeş akım transformatörleri kullanılmıştır. Kısa devre gücüne göre kısa devre akımı her durum için değişkendir fakat ülkemizde TEİAŞ uygulamaları gereğince 154 kV gerilim seviyesinde ekipmanların 31,5 kA değerindeki kısa devre akımlarına dayanması gerektiği için akım transformatörleri da bu değere kadar sağlıklı çalışmalıdır. Bu nedenle akım transformatörü boyutlandırmada referans alınan kısa devre akım değeri 31,5 kA'dir. Örnek olması açısından sisteme ait akım transformatörü seçimi ile ilgili kontrol yapılarak ilerleyen sayfalarda (Ek-A) ayrıntılı hesaplar diferansiyel korumada ve mesafe korumada kullanılan akım transformatörleri için ayrı ayrı CTDIM programı tarafından verilmiştir.

Hesaplara göre kısa devre sırasında aşağıdaki gereksinimlerin sağlanması gerekmektedir:

Diferansiyel korumadaki akım transformatörleri için:

$$K_{oalf} \geq 1{,}2.\, I_{k,max,thr}/I_{pn} \tag{5.1}$$

$$F_{adap} = I_{pnmax}/I_{pnmin} \leq 8 \tag{5.2}$$

Mesafe korumadaki akım transformatörleri için:

$$K_{oalf} \geq 4.\, I_k/I_{pn} \tag{5.3}$$

$$K_{oalf} \geq 5.\, I_{k,lim}/I_{pn} \tag{5.4}$$

Eğer bu şartlar sağlanırsa akım transformatörleri ilgili dizayn için doğru seçilmiş olacaktır. Çizelge 5.6'da hesaplamalarda kullanılan veriler ile ilgili bilgiler verilmiştir. Çizelgede yer alan S_N, S_{CT} ve S_{TOTAL} değerleri CTDIM programında S yerine P ile

gösterilmiştir. CTDIM hesaplamalarında yer alan akım trafosu iç direnci (R_{CT}) CTDIM programı tarafından standart bir akım trafosu için otomatik olarak hesaplanmıştır.

Çizelge 5.6 Akım transformatörü seçim analizi için veriler

Açıklama	Sembol	Mesafe Koruma			Diferansiyel Koruma	Birim
		TM-A	TM-B	TM-C		
Koruma rölesine akım sağlayan akım transformatörü üzerinden geçen maksimum simetrik kısa devre akımı	$I_{k,}$ $I_{k,max,thr}$	31,5	31,5	31,5	31,5	kA
Hatta bağlı olan akım transformatörünün primer akım değeri	$I_{pn,}$ $I_{pnmax,}$ I_{pnmin}	1600	1600	1600	1600	A
Her hattın birinci koruma kademesindeki (%85) maksimum simetrik limit kısa devre akımı	$I_{k,lim}$	15,005	4,846	9,845	-	kA
Adaptasyon faktörü	F_{adap}	-	-	-	1	-
Akım transformatörünün gerçek hassasiyet sınır faktörüdür, hesaplanma yöntemi (3.17) eşitliğinde gösterilmiştir	K_{oalf}	103,938	103,938	103,938	103,938	-
Akım transformatörünün nominal hassasiyet sınırı, 5P20	K_{nalf}	20	20	20	20	-
Akım transformatörünün nominal gücü	S_n	30	30	30	30	VA

Akım transformatörünün iç gücü	S_{CT}	5,742	5,742	5,742	5,742	VA
Rölenin akım transformatöründen çektiği güç (P_{relay}: 0,05 VA) ve röle ile akım transformatörü arasındaki kabloda kaybolan güç (P_{wire}: 1,0855 VA) toplamı	S_{total}	1,1355	1,1355	1,1355	1,1355	VA
1,2 . $I_{k,max,thr}$ / I_{pn}	-	-	-	-	23,625	-
4 . I_k / I_{pn}	-	78,75	78,75	78,75	-	-
5 . $I_{k,lim}$ / I_{pn}	-	46,39	15,143	30,767	-	-

Çizelge 5.6'da yer alan değerlerden yola çıkarak (5.1), (5.2), (5.3) ve (5.4) eşitliklilerindeki diferansiyel korumadaki ve mesafe korumadaki tüm akım transformatörleri gereksinimleri karşılanmaktadır, böylece bu verilere sahip akım transformatörlerinin bu uygulamada kullanılması uygundur.

Bu değerlerin sağlanamaması durumunda ise,

<u>Akım transformatörünün karakteristiği iyileştirilir,</u>

• Aşırı akım faktörü yükseltilir, 5P20 yerine 5P40

• Nominal gücü yükseltilir veya düşürülür, 30VA yerine 60VA ya da 100VA

<u>Dış ortam kayıpları ayarlanabilir,</u>

• Akım transformatörü ile röle arasındaki kablo kesiti büyültülür, 4mm^2 yerine 6mm^2

• Akım transformatörünün sekonder akımı 5A yerine 1A kullanılabilir [14].

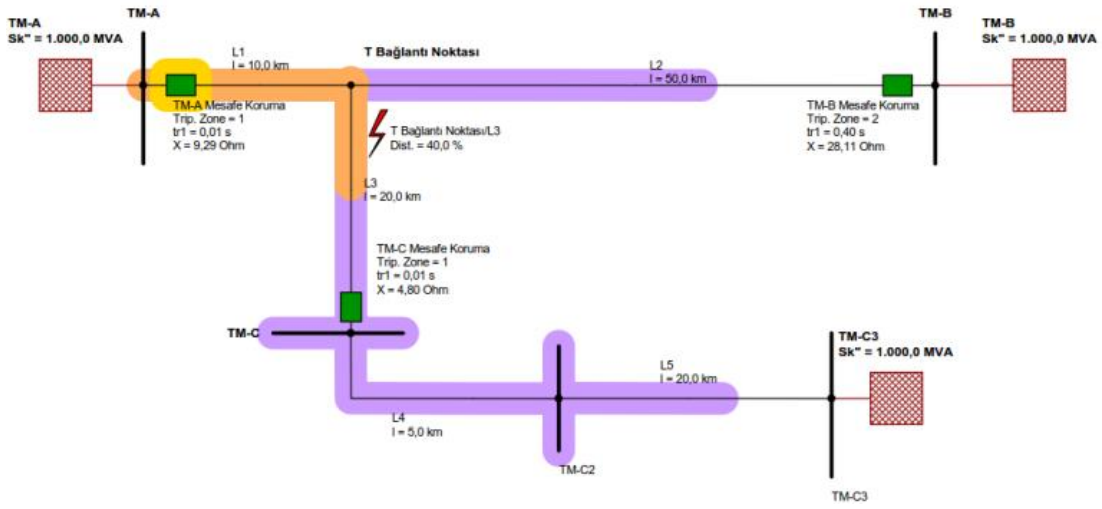
5.5 Sistem Simülasyonu

Önceki bölümlerde anlatılan ayar değerleri kullanılarak PSS®SINCAL v12.5 şebeke planlama programında T bağlantılı iletim hattında, "T bağlantı noktası/L3 hattının" %40'ında gerçekleşen farklı durumlardaki kısa devre arızalarına karşı mesafe koruma rölelerinin ve diferansiyel koruma rölelerinin davranışı ayrı ayrı incelenmiştir ve koruma sistemleri için en önemli kriterlerden biri olan açma süreleri kıyaslanmıştır.

Buna göre:

1. **durum,**

Üç transformatör merkezinden aynı oranda besleme geldiği düşünüldüğünde; transformatör merkezlerinin güçleri, Sk^{II}=1000 MVA iken, şekil 5.9;

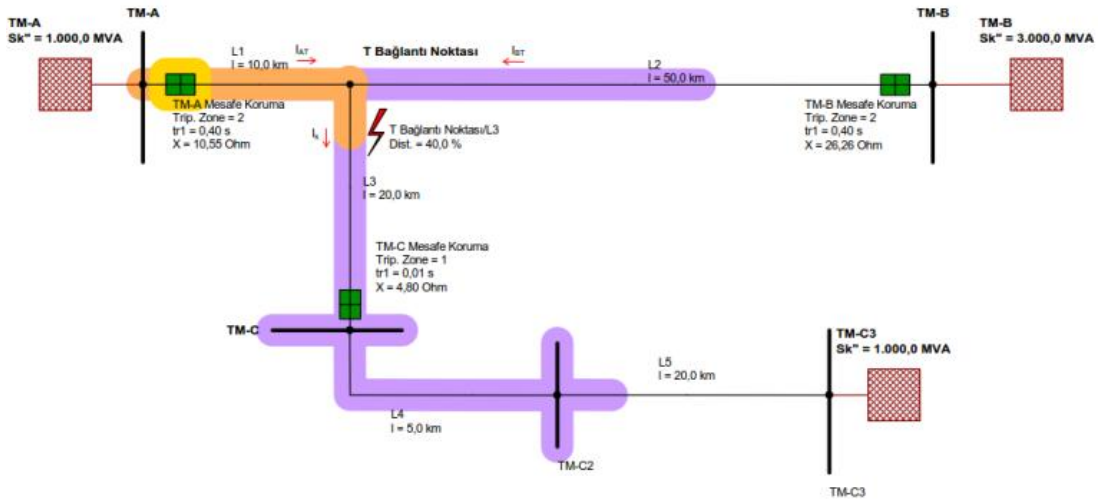


Şekil 5.9 Tüm merkezlerdeki Sk^{II} = 1000 MVA

TM-A rölesinin Z1(trip zone 1)'de açtığını (X=9,29 ohm) görebiliriz. Burada X değeri arıza esnasında rölenin ölçtüğü arıza empedansını, tr1 değerleri ise rölelerin ilgili arıza için açma zamanını ifade etmektedir.

2. **durum,**

Aynı noktadaki arızayı , B transformatör merkezi S_k"=3000 MVA değerinde beslediğininde, şekil 5.10,



Şekil 5.10 Transformatör merkezi B Sk^{II} = 3000 MVA, diğerleri Sk^{II} = 1000 MVA

TM-A rölesi bu arızayı Z2'de görecektir. Bunun sebebi çok uçlu sistemlerdeki kaynak gücünün mesafe koruma prensibine etkisidir. Bu noktadaki arızada TM-A rölesinin davranışını incelersek.

Kısa devre akımı:

$$I_k = I_{AT} + I_{BT} \tag{5.5}$$

Burada,

I_{AT} :TM-A'nın arızayı besleme akımı,

I_{BT} :TM-B'nin arızayı besleme akımıdır.

Bu durumda TM-A mesafe koruma rölesinde görünen gerilim değeri:

$$V = [X_{AT}.I_{AT}] + [X_{TF}.I_k] \tag{5.6}$$

Burada,

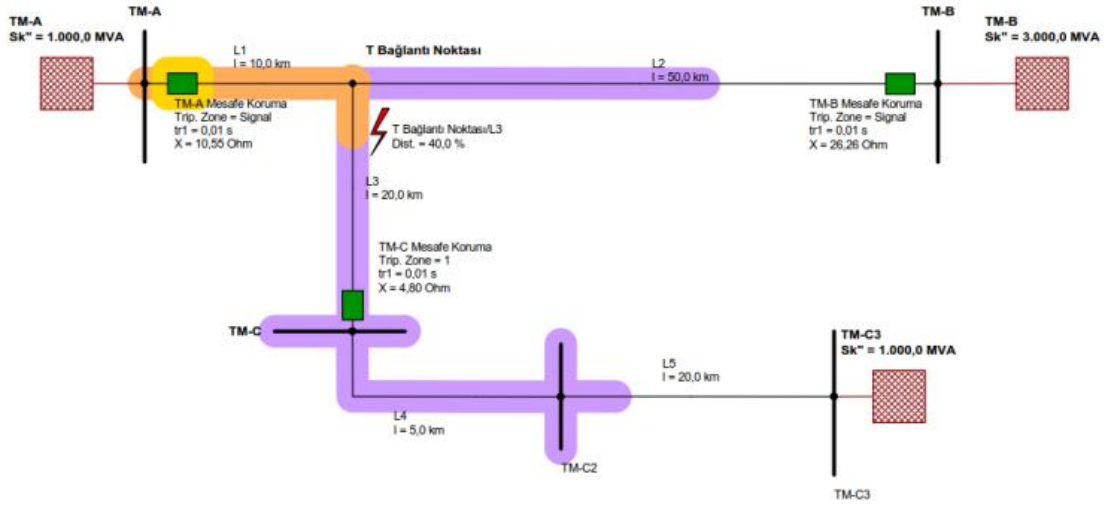
X_{AT} :AT hattının empedansı,

X_{TF} :T bağlantı noktası-arıza noktası arası hattın empedansıdır.

I_k değeri I_{BT}'nin verdiği katkıdan dolayı arttığı için TM-A mesafe koruma rölesinin ölçtüğü gerilim değerini de arttıracaktır, gerilim de ölçülen empedans değerini arttıracağı için:

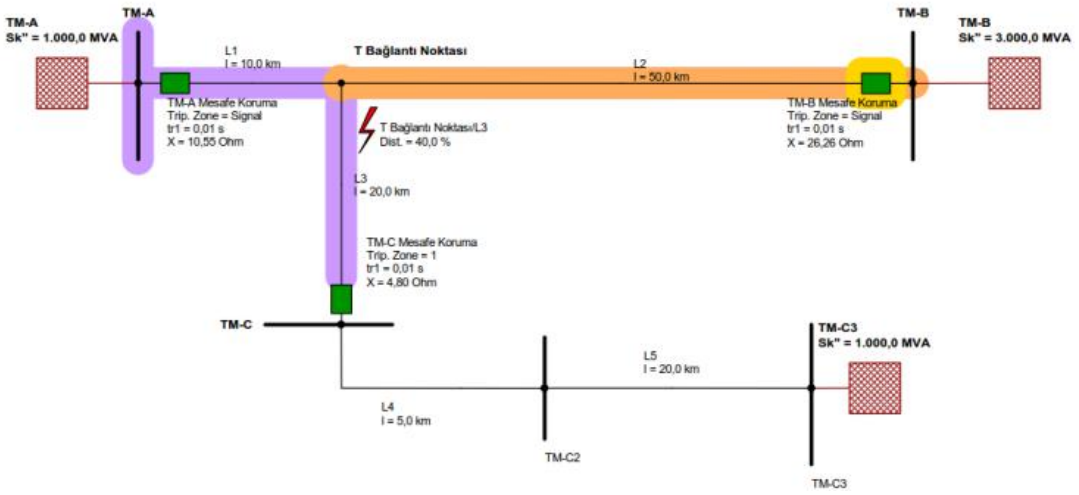
Bölüm 3.7.2'de anlatıldığı gibi, TM-B merkezinin kısa devreyi beslediği gücün artması nedeniyle TM-A rölesinde ölçülen değer arıza yerinin aynı olmasına rağmen ölçülen empedans değerinden dolayı daha uzakta görmektedir, (10,55ohm > 9,29ohm). Bu durumda TM-A rölesi, Z1 bölgesinde görmesi gereken arızayı ölçtüğü empedans değeri arttığı için öteleyerek Z2 bölgesinde gibi görüyor ve gecikmeli açma yapıyor, bu da en önemli koruma prensiplerinden biri olan selektiviteyi bozuyor.

Aynı noktadaki arızayı yine B transformatör merkezi Sk^{II}=3000 MVA değerinde beslediğinde sistemde koruma sinyalleşmesi varsa, TM-A rölesi bu arızayı Z2'de görmesine rağmen TM-C rölesinden gelen transfer açma sinyali ile gecikmesiz olarak açacaktır. Burada kullanılan koruma sinyalleşmesi daha önce bölüm 3.7.1.1'de anlatılan PUTT mantığı ile yapılmıştır. TM-A rölesinin koruma sinyali ile gecikmesiz açtığı şekil 5.11'de görülmektedir.



Şekil 5.11 Koruma sinyalleşmesi ile TM-A rölesinin gecikmesiz açması

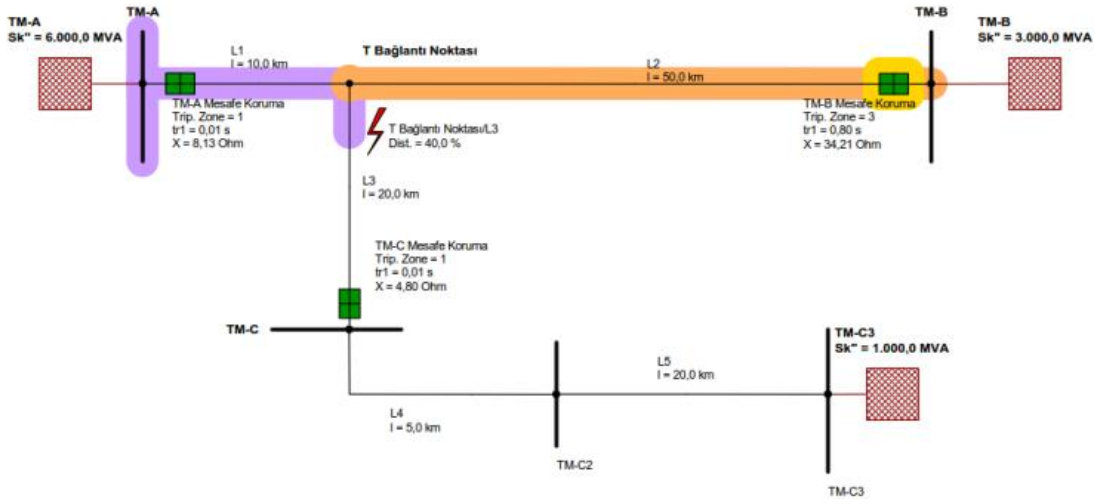
Aynı arıza ve koşulda TM-B mesafe koruma rölesi de arızayı Z2'de görmesine rağmen TM-C mesafe koruma rölesinden gelen transfer açma sinyali ile gecikmesiz olarak açtığı şekil 5.12'de görülmektedir.



Şekil 5.12 Koruma sinyalleşmesi ile TM-B rölesinin gecikmesiz açması

3. durum,

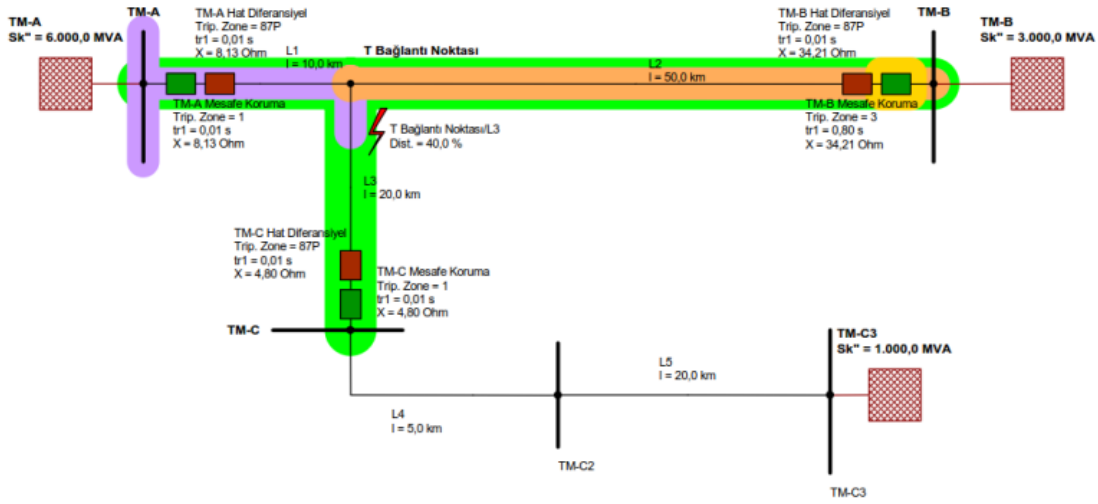
TM-B rölesi üzerinde incelememize devam ederken; A transformatör merkezi Sk_{II}=6000 MVA değerinde beslediğinde, TM-B mesafe koruma rölesinin aynı noktadaki arıza için ölçtüğü arıza empedansı, arızayı besleyen bir diğer kaynak olan TM-A tarafından arıza akım değerinin artışı dolayısıyla değişecektir. Arıza yeri aynı olmasına rağmen arıza anında röle tarafından ölçülen empedans değerinin artışıyla, TM-C mesafe koruma rölesi TM-B mesafe koruma rölesine koruma sinyali ile transfer açma için müsaade sinyali gönderebiliyor olmasına rağmen, TM-B rölesi arızayı Z1B ya da Z2 bölgelerinde görmediği için mesafe koruma rölesi arıza anında ani açma gerçekleştirememiştir ve TM-B mesafe koruma rölesi üçüncü kademe bölgesinde 0.8s'de açma yapmıştır. Böylece kendi hattında gecikmesiz olarak temizlemesi gereken arızayı 0.8s gibi oldukça geç bir sürede ancak temizleyebilmiştir. Bu durum şekil 5.13'te görülmektedir.



Şekil 5.13 Koruma sinyalleşmesi olmasına rağmen gecikmeli açma

4. durum,

Son durumda ortaya çıkan dezavantajı ve kaynak kısa devre katkıları ile mesafe koruma rölelerinin aynı arıza noktaları için ölçeceği farklı empedans değerleri nedeniyle yaşanacak aksaklıkları ortadan kaldırabilmek amacıyla, TM-A TM-B TM-C hatları arasında üç uçlu diferansiyel koruma röleleri eklenmiştir ve yeni yapı şekil 5.14'te görülmektedir. Bu durumda aynı noktadaki arızada tüm uçlardaki diferansiyel röleler 0.01s gibi çok kısa sürede açma komutu vererek ideal bir koruma yapmıştır. Yeşil alan diferansiyel koruma bölgesini göstermektedir, bu birim koruma bölgesinde oluşacak herhangi bir arızada tüm röleler gecikmesiz açacaktır.



Şekil 5.14 Diferansiyel koruma ile arızayı gecikmesiz temizleme

5.6 Sonuçlar

İletim hatlarının iki uçlu yapısı korunduğu takdirde mesafe koruma röleleri ile hatlarda oluşacak ilgili arızalar tasarlanan şekilde sistemden temizlenebilse de üç veya daha çok uçlu hat yapılarında sistem için uygulanması tasarlanan mesafe koruma ayar belirleme felsefesi ile koruma bölgelerinden kaynaklı belirli zaafiyetler oluşabilmektedir. Çeşitli ayar iyileştirme, haberleşme ve adaptasyon çalışmalarıyla ilgili zaafiyetler giderilmeye çalışılsa dahi üç veya daha çok uçlu yapılarda kaynak katkılarındaki değişkenlik dikkate alındığında tam anlamıyla bir güvenilirlik ve seçicilikten bahsedilememektedir.

Çizelge 5.7'de görülebileceği ve Bölüm 5.5'teki her bir durumda analiz edildiği gibi, transformatör merkezlerinden gelen beslemeyi artırmak mesafe korumasının çalışmasını olumsuz etkilemektedir. Mesafe koruma arızayı kabul edilebilir bir süre içinde temizlemek için yeterli değildir.

Çizelge 5.7 Her durumun özeti

Durum	SS-A SK^{II} (MVA)	SS-B SK^{II} (MVA)	SS-C SK^{II} (MVA)	Mesafe Rölesi A Açma Zamanı (s)		Mesafe Rölesi B Açma Zamanı (s)		Mesafe Rölesi C Açma Zamanı (s)		Hat Dif. röleleri açma zamanı (s)	Maksimum açma zamanı (s)	
				TP^1 on	TP^1 off	TP^1 on	TP^1 off	TP^1 on	TP^1 off		TP^1 on	TP^1 off
1	1000	1000	1000	-	0.01	-	0.4	-	0.01	Uygulanmadı	-	0.4
2	1000	3000	1000	0.01	0.4	0.01	0.4	0.01	0.01	Uygulanmadı	0.01	0.4
3	6000	3000	1000	0.01	0.01	0.01	0.01	0.8	0.8	Uygulanmadı	0.8	0.8
4	6000	3000	1000	-		-		-		0.01	0.01	

1. Mesafe koruma için Teleprotection (Koruma haberleşmesi)

T bağlantılı iletim hatlarında bu besleme etkisini önlemek için birim koruma yapısındaki hat diferansiyel koruma yapısı bu tarz yapılarda gecikmesiz ve optimum bir koruma yapılmasına imkan sağlamaktadır.

BÖLÜM 6

SONUÇ VE ÖNERİLER

Enerji güç sistemlerinde koruma yapılırken, ikinci bölümde anlatıldığı gibi koruma yapısının koruma gereksinimlerine sahip olması çok önemlidir. Koruma, gereksiniminlerin en önemlilerinden olan güvenirliklikle beraber hızlı, seçici, ekonomik ve olabildiğince basit olmalıdır. Günden güne yapılan araştırmalar ve çalışmalar da bu koruma yapılarını geliştirmeyi amaçlamaktadır.

Güç sisteminin bel kemiğini oluşturan enerji iletim hatlarının kullanılabilirliği ise yine efektif bir koruma yapılarak sağlanabilir. Elektromekanik röleler ile başlayan koruma işlemi günümüzde sayısal işlemcili nümerik röleler ile yapılmaktadır. Haberleşme altyapısına da sahip özellikleri ile uzaktan koruma ile beraber kumanda gibi birçok fonksiyonu geleneksel devreler ile yapmak yerine soft ortamda yapma imkanı da bulunmaktadır.

Enerji güç sistemlerinde iletim hatları ve kablolar için kullanılan temel iki ana koruma yapısı mevcuttur, bunlar mesafe koruma ve diferansiyel koruma yapılarıdır. Endüstride iletim hatları için yaygın olan koruma yapısı mesafe korumadır, fakat beşinci bölümdeki analizlerde de ortaya çıktığı gibi mesafe koruma yapısı besleme etkisinin (infeed effect) olduğu çok uçlu (üç veya daha fazla) T bağlantılı iletim hatları yapılarında arızayı temizleme zamanı olarak oldukça büyük dezavantaja sahiptir, bu durumda koruma gereksinimlerinden olan hızlı çalışma ilkesi yerine getirelemediği için efektif koruma sağlanamamış olmaktadır. Bu durumda her gereksinimini mükemmele yakın sağlayan hat diferansiyel koruma sistemi hatların korunmasında ön plana çıkmaktadır.

MATLAB / SIMULINK'te tasarlanan hat diferansiyel koruma rölesi ile yapılan analizler sonucunda da iki uçlu örnek bir hat üzerindeki koruma bölgesine giren dahili arızalar çok hızlı temizlenerek ve harici arızalarda açma yapılmayarak diğer gereksinimlerle beraber seçicilik özelliğini de bünyesinde barındıran efektif bir koruma yapıldığı ispatlanmıştır.

İletim hatlarının korunması bir bütün olarak ele alındığında sistemde sadece diferansiyel koruma rölesinin bulunması yeterli olmayacağı da aşikardır, zaten ana ve yedek koruma yapısının oluşturulması için farklı çalışma prensibine sahip aşırı akım koruma yapısı yedek koruma olarak kullanılabilir. Hatta günümüzdeki nümerik rölelerden bazıları hem mesafe hem de diferansiyel koruma özelliklerini ihtiva etmektedir, yedek koruma olarak ayrı bir röleyle aşırı akım koruma yapısı da oluşturularak, bu tek röleyle de ana koruma olarak mesafe ve diferansiyel koruma olmak üzere iki prensip de uygulanabilir. Gerekli durumlarda ana korumayı da yedeklemek adına ana koruma özelliklerine sahip iki adet röle de sisteme entegre edilebilmektedir. Tüm bunlardan önce koruma yapısının doğru çalışması adına akım transformatörlerinin sisteme uygun olarak doğru şekilde boyutlandırılması da hayati öneme sahiptir.

Bu tez çalışmasında gerek teorik incelemeler ile ve gerekse sayısal uygulamalarda T bağlantılı iletim hatlarında sadece mesafe rölesi ile yapılan korumanın besleme etkisi (infeed effect) nedeniyle hatalı çalışabildiği ve yeterli korumayı sağlayamadığı gösterilmiştir. Tez çalışmasında gerçekleştirilen sayısal uygulama ile bu sorunun koruma sistemine diferansiyel korumanın dahil edilmesi ile kolaylıkla çözülebildiği ortaya konulmuştur. MATLAB / SIMULINK'te tasarlanan hat diferansiyel koruma rölesi ile yapılan analizlerde diferansiyel koruma yapısının hatların korunmasında mükemmele yakın sonuçlar ile kullanılabileceği ortaya konulmuştur. Bu analiz ve sayısal uygulamalardan faydalanılarak hem pratikte bu tarz yapılarda diferansiyel korumanın kullanılması yaygınlaştırılabilir, hem de teorik olarak burada tasarlanan röle ile gelecekte diferansiyel koruma yapısının başka elemanların korunması için de yapılacak çalışmalara zemin hazırladığı söylenebilir.

KAYNAKLAR

[1] Makwana, V.H. ve Bhalja, B.R., (2014). "Distance Relaying Algorithm for a Single Line-To-Ground Fault on Single Infeed Transmission Lines", Springer Science and Business Media, 2:17-40.

[2] Eteruddin, H., Mohd Zin, A.A. ve Belyamin, B., (2014). "Line Differential Protection Modeling with Composite Current and Voltage Signal Comparison Method", Telkomnika, 12(1):53-62.

[3] Roberts, J., Schweitzer, EO., Arora, R. ve Poggi, E., (1997). "Limits to the Sensitivity of Ground Directional and Distance Protection", The spring meeting of the Pennsylvania electric association relay committee, 15–16 May 1997, Pennsylvania.

[4] Singh, M., Panigrahi, K. B. ve Maheshwari, R. P., (2011). "Transmission line fault detection and classification", International Conference on Emerging Trends in Electrical and Computer Technology, 23-24 March 2011, 15-22.

[5] Geethanjali, M. ve Priya, K.S., (2009). "Combined wavelet transforms and neural network (WNN) based fault detection and classification in transmission lines", International Conference on Control, Automation, Communication and Energy Conservation, 4-6 June 2009, Perundurai, Tamilnadu, India.

[6] Dhua, R. ve Koley, C., (2013). "Simulation of Frequency Dependent Transmission Line for Identification of Faults and Switching over Voltages", International Conference on Frontiers of Intelligent Computing, 14-16 November 2013, Bhubaneswar, Odisha, India.

[7] Tleis, N., (2007). Power Systems Modelling and Fault Analysis: Theory and Practice, Elsevier Science.

[8] Oliveira, A.L.P., (2009). "The use of real time digital simulation for performance analysis of distance protection and differential protection in short transmission lines", 20th International Conference on Electricity Distribution, 8-11 June 2009, Prague.

[9] Schweitzer, E.O., Fischer, N. ve Kasztenny, B., (2011). "Schweitzer Engineering Laboratories, Inc; A fresh look at limits to the sensitivity of line protection", 65th Annual Georgia Tech Protective Relaying Conference, 11-13 May 2011.

[10] Nandal, V., Sharma, K. ve Choudhary, R., (2015). "Analysis of Transmission Line Using Impedance Parameter under Fault Condition Using MATLAB", International Journal of Recent Research Aspects, 2(4):30-34.

[11] Babu, K.V., Tripathy, M. ve Singh, A.K., (2011). "Recent techniques used in transmission line protection: a review", International Journal of Engineering, Science and Technology, 3(3):1-8.

[12] Yiqing, L., Houlei, G., Weicong, G., Naiyong, L. ve Mingjiang, X., (2011). A Design Scheme of Line Current Differential Protection Based on IEC61850, IEEE.

[13] Miller, H., Burger, J., Fischer, N. ve Kasztenny, B., (2014). Modern Line Current Differential Protection Solutions, A Collection of Technical Papers Representing Modern Solutions, Schweitzer Engineering Laboratories Inc.

[14] Gençaydin, E., (2012). Hata Agaci ve Blok Diyagrami Yöntemi Ile Koruma Sistemlerinde Güvenilirlik Analizi ve Çözüm Önerileriyle Türkiye Elektrik Iletim Sistemine Uygulanmasi, Doktora Tezi, Yildiz Teknik Üniversitesi Fen Bilimleri Enstitüsü, Istanbul.

[15] Yumurtaci, R., (1995). Elektrik güç sistemlerinde hatlarin mesafe röleleri ile korunmasi, Yüksek Lisans Tezi, Yildiz Teknik Üniversitesi Fen Bilimleri Enstitüsü, Istanbul.

[16] Alstom Grid, (2011). Network Protection & Automation Guide, Edition May 2011.

[17] Protection System in Power System, http://www.electrical4u.com/protection-system-in-power-system/, 20 Ocak 2017.

[18] Siemens AG, (2011). SIPROTEC 4 Differential Protection 7SD5 V4.7 Manual, Nuremberg, Germany.

[19] Ziegler, G., (2005). Numerical Differential Protection Principles and Applications, Publicis Corporate Publishing, Germany.

[20] Büyükdora, H., (2006). Ölçü trafolari ve sekonder koruma, TMMOB Türkiye Elektrik Mühendisleri Odasi.

[21] Tshobeni, S., (2007). "Short feeder Distance Protection and Its Application Limits", 19th International Conference on Electricity Distribution, 21-24 May, Vienna.

[22] Schweitzer, E.O. ve Kumm, J.J., (1998). “Schweitzer Engineering Laboratories, Inc; Statistical Comparison and Evaluation of Pilot Protection Schemes”, 12th Annual Cepsi Exhibition, 2–6 November, Bangkok, Thailand.

[23] Jadhav, N. ve Thorat, A., (2013). "Design of a Differential Relay for 1000-kV Transmission Line using MATLAB", International Conference on Energy Efficient Technologies for Sustainability, 10-12 April 2013, Nagercoil, India.

[24] Holbach, J., (2009). "Comparison between high impedance and low impedance bus differential protection", 62nd Annual Conference for Protective Relay Engineers, 30 March-2 April 2009, Austin, USA.

[25] Tsuji, K., (2009). "Protection relaying scheme based on fault reactance operation type", Journal of Electrical Engineering in Japan, 168(1):29-40.

[26] Min, Z., Xinzhou, D., Bo, Z. Q., Caunce, B. R. J. ve Klimek, A., (2007). "A New Current Differential Protection Scheme for Two-Terminal Transmission Lines", IEEE Power Engineering Society General Meeting, 24-28 June 2007, Tampa, USA.

[27] Kasztenny, B., Voloh, I., Adamiak, M. ve Zeek, J., (2013). Application of Current Differential Protection to Tapped Transmission Lines, GE Power Management Publications.

[28] Sztykiel, M., Bak, C. L., Wiechowski, W. ve Dollerup, S., (2010). "Line Differential Protection Scheme Modelling for Underground 420 kV Cable Systems, Emtdc/Pscad Relays Modelling", International Symposium of Modern Electric Power Systems, 20-22 September 2010, Wroclaw, Poland.

EK-A

AKIM TRANSFORMATÖRLERİNİN BOYUTLANDIRMA ANALİZİ

5. Bölümde yer alan sayısal uygulamada kullanılan akım transformatörlerinin Siemens CTDIM programı ile yapılan boyutlandırma analizi sonuçlarına burada yer verilmiştir. Sırasıyla hat diferansiyel koruma rölelerine bağlı akım transformatörleri ile mesafe koruma rölelerine bağlı akım transformatörlerinin analizleri yer almaktadır.

CT-Core Dimensioning for Protection Relay 7SD52 (87L)

GENERAL PROJECT DATA:

Customer:	TEZ
Project:	Diferansiyel
Station:	Diferansiyel koruma bölgesi (TM-A, TM-B ve TM-C)
Feeder:	
Issued by:	Degerli
Our reference:	Date: 05.02.2017
Remark:	

GENERAL SYSTEM AND SUBSTATION DATA:

Nominal voltage:	154 kV
Nominal frequency:	50 Hz
Power system time constant:	(not considered) -- ms
Rated short-circuit current of station:	31.5 kA
Max. short-circuit current for CT dimensioning:	31.5 kA
Remark:	

DATA OF CT 1 ACCORDING TO IEC-P:

CT type:	IEC Class 5P
Transformation ratio:	1600 A/1 A
Nominal accuracy limiting factor K_{nalf} :	20
CT nominal burden P_n:	30 VA
Internal resistance R_{ct} :	5.742 Ω
Remark:	

DATA OF CT 2 ACCORDING TO IEC-P:

CT type:	IEC Class 5P
Transformation ratio:	1600 A/1 A
Nominal accuracy limiting factor K_{nalf} :	20
CT nominal burden P_n:	30 VA
Internal resistance R_{ct} :	5.742 Ω
Remark:	

DATA OF CT 3 ACCORDING TO IEC-P:

CT type:	IEC Class 5P
Transformation ratio:	1600 A/1 A
Nominal accuracy limiting factor K_{nalf} :	20
CT nominal burden P_n:	30 VA
Internal resistance R_{ct} :	5.742 Ω
Remark:	

RELAY DATA:

Manufacturer:	SIEMENS
Type:	7SD52 (87L)
Nominal Current:	1 A
Relay burden:	0.05 VA
Remark:	

CT REQUIREMENTS FOR 7SD52 (87L):

(acc. to SIEMENS Catalog SIP 2008 Order No.: E50001-K4400-A101-A5-7600)

Differential protection requirements:

To ensure correct operation of the connected relay in case of external faults, the CTs must be able to transform the maximum symmetrical short-circuit current (without decaying DC component) without saturation.

$$K_{oalf} \geq 1.2 \cdot \frac{I_{k,max,thr}}{I_{pn}}$$ (Requirement 1)

Furthermore, the Adaption factor must be fulfilled to ensure the measurement accuracy:

$$F_{adap} = \frac{I_{pn\max}}{I_{pn\min}} \leq 8$$ (Requirement 2)

where

I_{pn}:	CT primary nominal current
$I_{k,max,thr}$:	maximum symmetrical short-circuit current for external faults
Koalf:	operating accuracy limiting factor
I_{pnmax}:	maximum, primary rated current of all connected current transformers
I_{pnmin}:	minimum, primary rated current of all connected current transformers

CALCULATION OF TOTAL CT CONNECTED BURDEN:

The performance of the current transformer depends on the connected burden at the secondary terminals. The total burden includes the relay burden and additional burdens, the burden of cables and, if used, the burden of connected matching transformer.

CT 1:

		Burden		Transformation ratio
Relay burden:	P_{relay}	= 0.05 VA	---	---
Additional relay burdens:	P_{add}	= 0 VA	---	---
Burden of matching transformer 1:	$P_{mat,1}$	= 0 VA	$tr_{mat,1}$	= 1
Burden of matching transformer 2:	Pmat,2	= 0 VA	trmat,2	= 1

The cable burden is calculated by the single length, the cross section, the specific resistivity for copper and an effective factor for the wire length. This factor kwire is 2 if the return wire is to be considered.

Cable burden:

Length:	lwire	= 100 m
Cross section:	Awire	= 4 mm^2
Spec. resisitivity (Cu):	ρCu	= 0.02171 Ω mm^2/m at 75 °C
Sec. wire current:	Isn,wire	= 1 A
Eff. wire length in p.u.:	kwire	= 2

$$P_{wire} = \frac{k_{wire} \cdot \rho_{Cu} \cdot l_{wire}}{a_{wire}} \cdot I_{sn,wire}^2$$ = 1.0855 VA

The total effective burden is given by the sum of all connected burdens:

Total burden: Ptotal= Prelay + Padd + Pwire + Pmat,1 + Pmat,2 = 1.1355 VA

CT 2:

		Burden		Transformation ratio
Relay burden:	Prelay	= 0.05 VA	---	---
Additional relay burdens:	Padd	= 0 VA	---	---
Burden of matching transformer 1:	Pmat,1	= 0 VA	trmat,1	= 1
Burden of matching transformer 2:	Pmat,2	= 0 VA	trmat,2	= 1

The cable burden is calculated by the single length, the cross section, the specific resistivity for copper and an effective factor for the wire length. This factor kwire is 2 if the return wire is to be considered.

Cable burden:

Length:	lwire	= 100 m
Cross section:	Awire	= 4 mm^2
Spec. resisitivity (Cu):	ρCu	= 0.02171 Ω mm^2/m at 75 °C
Sec. wire current:	Isn,wire	= 1 A
Eff. wire length in p.u.:	kwire	= 2

$$P_{wire} = \frac{k_{wire} \cdot \rho_{Cu} \cdot l_{wire}}{a_{wire}} \cdot I_{sn,wire}^2$$ = 1.0855 VA

The total effective burden is given by the sum of all connected burdens:

Total burden: Ptotal= Prelay + Padd + Pwire + Pmat,1 + Pmat,2 = 1.1355 VA

CT 3:

		Burden		Transformation ratio
Relay burden:	Prelay	= 0.05 VA	---	---
Additional relay burdens:	Padd	= 0 VA	---	---
Burden of matching transformer 1:	Pmat,1	= 0 VA	trmat,1	= 1
Burden of matching transformer 2:	Pmat,2	= 0 VA	trmat,2	= 1

The cable burden is calculated by the single length, the cross section, the specific resistivity for copper and an effective factor for the wire length. This factor kwire is 2 if the return wire is to be considered.

Cable burden:

Length:	lwire	= 100 m
Cross section:	Awire	= 4 mm^2
Spec. resisitivity (Cu):	ρCu	= 0.02171 Ω mm^2/m at 75 °C
Sec. wire current:	Isn,wire	= 1 A
Eff. wire length in p.u.:	kwire	= 2

$$P_{wire} = \frac{k_{wire} \cdot \rho_{Cu} \cdot l_{wire}}{a_{wire}} \cdot I_{sn,wire}^2$$ = 1.0855 VA

The total effective burden is given by the sum of all connected burdens:

Total burden: Ptotal= Prelay + Padd + Pwire + Pmat,1 + Pmat,2 = 1.1355 VA

CHECK OF CT REQUIREMENTS:

Operating accuracy limiting factor Koalf :

The CT behaviour acc. to IEC-P will be described by the operating accuracy limiting factor Koalf. It depends on the nominal accuracy limiting factor Knalf, the nominal burden Pn, the internal CT burden Pct and the total effective connected burden Ptotal.

CT SIDE 1:

$$K_{oalf} = K_{nalf} \frac{P_n + P_{ct}}{P_{total} + P_{ct}}$$ = 103.938

$$1.2 \cdot \frac{I_{k,\max,thr}}{I_{pn}} =$$ = 23.625

where

Knalf:	nominal accuracy limiting factor	= 20
Pn:	nominal burden	= 30 VA
Pct:	internal CT burden	= 5.742 VA
Ptotal:	total effective connected burden	= 1.1355 VA
Ipn:	CT primary nominal current	= 1600 A
Ik,max,thr:	max. symmetrical short-circuit current	31.5 kA

CT SIDE 2:

$$K_{oalf} = K_{nalf} \frac{P_n + P_{ct}}{P_{total} + P_{ct}}$$ = 103.938

$$1.2 \cdot \frac{I_{k,\max,thr}}{I_{pn}} =$$ = 23.625

where

Knalf:	nominal accuracy limiting factor	= 20
Pn:	nominal burden	= 30 VA
Pct:	internal CT burden	= 5.742 VA
Ptotal:	total effective connected burden	= 1.1355 VA
Ipn:	CT primary nominal current	= 1600 A
Ik,max,thr:	max. symmetrical short-circuit current	31.5 kA

CT SIDE 3:

$$K_{oalf} = K_{nalf} \frac{P_n + P_{ct}}{P_{total} + P_{ct}}$$ = 103.938

$$1.2 \cdot \frac{I_{k,\max,thr}}{I_{pn}} =$$ = 23.625

where

Knalf:	nominal accuracy limiting factor	= 20
Pn:	nominal burden	= 30 VA
Pct:	internal CT burden	= 5.742 VA
Ptotal:	total effective connected burden	= 1.1355 VA
Ipn:	CT primary nominal current	= 1600 A
Ik,max,thr:	max. symmetrical short-circuit current	31.5 kA

Adaption Factor FAdap:

To ensure the measurement accuracy the adaption factor must be fulfilled:

$$F_{adap} = \frac{I_{pn\max}}{I_{pn\min}}$$ = 1

where

Ipnmax:	maximum, primary rated current of all connected current transformers	= 1600 A
Ipnmin:	minimum, primary rated current of all connected current transformers	= 1600 A

CT-DIMENSIONING CHECK:

For the protection relay 7SD52 (87L) the requirements for internal faults and faults outside protection have to be fulfilled.

CT SIDE 1:

K_{oalf}	= 103.938	Requirement 1
$K_{oalf} \geq$	23.625	Meets requirement

CT SIDE 2:

K_{oalf}	= 103.938	Requirement 1
$K_{oalf} \geq$	23.625	Meets requirement

CT SIDE 3:

K_{oalf}	= 103.938	Requirement 1
$K_{oalf} \geq$	23.625	Meets requirement

Ratio of the primary CT currents:

F_{Adap}	=	1	Requirement 2
1	$\leq$	8	Meets requirement

The current transformers are correctly dimensioned!

CT-Core Dimensioning for Protection Relay 7SA6

GENERAL PROJECT DATA:

Customer:	TEZ
Project:	Mesafe
Station:	Transformatör Merkezi A
Feeder:	

Issued by:	Gökhan Değerli
Our reference:	Date: 05.02.2017
Remark:	

GENERAL SYSTEM AND SUBSTATION DATA:

Nominal voltage:	154 kV
Nominal frequency:	50 Hz
Power system time constant:	100 ms
Rated short-circuit current of station:	31.5 kA
Max. short-circuit current for CT dimensioning:	31.5 kA
Remark:	

DATA OF CT 1 ACCORDING TO IEC-P:

CT type:	IEC Class 5P
Transformation ratio:	1600 A/1 A
Nominal accuracy limiting factor K_{nalf} :	20
CT nominal burden P_n:	30 VA
Internal resistance R_{ct} :	5.742 Ω (assumed)
Remark:	

RELAY DATA:

Manufacturer:	SIEMENS
Type:	7SA6
Nominal Current:	1 A
Relay burden:	0.05 VA
Remark:	

CT REQUIREMENTS FOR 7SA6:

(acc. to SIEMENS Catalog SIP 2008 Order No.: E50001-K4400-A101-A5-7600)

To ensure correct operating of connected relay in case of close-up faults, the CT must be able

to transform the max. symmetrical short-circuit current with specified power system time constant Tp without saturation.

$K_{oalf} \geq K_{td,a}\ I_k / I_{pn}$ (Requirement 1)

For faults at zone 1 limit the CT must be able to transform the max. symmetrical short-circuit current with calculated DC time constant $T_{p,lim}$ at zone 1 limit without saturation.

$K_{oalf} \geq K_{td,b}\ I_{k,lim} / I_{pn}$ (Requirement 2)

where:

I_{pn}:	CT primary nominal current	
I_k:	max. symmetrical short-circuit current for close-up faults	
Ik,lim:	max. symmetrical short-circuit current for faults at zone 1 limit	
Koalf:	operating accuracy limiting factor	
Ktd,a	=1 for power system time constant	$T_p \leq 30ms$
	=2 for power system time constant	$T_p \leq 50ms$
	=4 for power system time constant	$T_p \leq 200ms$
Ktd,b	=4 for calculated primary DC time constant	$T_{p,\lim} \leq 30ms$
	=5 for calculated primary DC time constant	$T_{p,\lim} \leq 200ms$

CALCULATION OF TOTAL CT CONNECTED BURDEN:

The performance of the current transformer depends on the connected burden at the secondary terminals. The total burden includes the relay burden and additional burdens, the burden of cables and, if used, the burden of connected matching transformer.

CT 1:

		Burden		Transformation ratio
Relay burden:	P_{relay}	= 0.05 VA	---	---
Additional relay burdens:	P_{add}	= 0 VA	---	---
Burden of matching transformer 1:	$P_{mat,1}$	= 0 VA	$tr_{mat,1}$	= 1
Burden of matching transformer 2:	Pmat,2	= 0 VA	trmat,2	= 1

The cable burden is calculated by the single length, the cross section, the specific resistivity for copper and an effective factor for the wire length. This factor kwire is 2 if the return wire is to be considered.

Cable burden:

Length:	lwire	= 100 m
Cross section:	Awire	= 4 mm^2
Spec. resisitivity (Cu):	ρCu	= 0.02171 Ω mm^2/m at 75 °C
Sec. wire current:	Isn,wire	= 1 A
Eff. wire length in p.u.:	kwire	= 2

$$P_{wire} = \frac{k_{wire} \cdot \rho_{Cu} \cdot l_{wire}}{a_{wire}} \cdot I_{sn,wire}^2 \qquad = 1.0855 \text{ VA}$$

The total effective burden is given by the sum of all connected burdens:

Total burden: Ptotal= Prelay + Padd + Pwire + Pmat,1 + Pmat,2 = 1.1355 VA

CHECK OF CT REQUIREMENTS:

Operating accuracy limiting factor Koalf :

The CT behaviour acc. to IEC-P will be described by the operating accuracy limiting factor Koalf. It depends on the nominal accuracy limiting factor Knalf, the nominal burden Pn, the internal CT burden Pct and the total effective connected burden Ptotal.

CT SIDE 1:

$$K_{oalf} = K_{nalf} \frac{P_n + P_{ct}}{P_{total} + P_{ct}} \qquad = 103.938$$

where

Knalf:	nominal accuracy limiting factor	= 20
Pn:	nominal burden	= 30 VA
Pct:	internal CT burden	= 5.742 VA

Ptotal: total effective connected burden = 1.1355 VA

Max. symmetrical short-circuit current Ik,lim for faults at zone 1 limit:

For ct dimensioning, the short-circuit current and system time constant at set zone 1 limit of 85 % has to be taken into consideration. With a max. sym. short-circuit current of 31.5 kA and a nominal system voltage of 154 kV, the equivalent source impedance can be calculated:

$$Z_Q = \frac{1.1 \cdot U_n}{\sqrt{3} \cdot I_{kQ}} \quad = 3.105\ \Omega$$

Taking into account the system time-constant of 100 ms the resistive and reactive part of the source impedance can be calculated:

$$R_Q = \frac{Z_Q}{\sqrt{1 + (2\pi f T_p)^2}} \quad = 0.099\ \Omega$$

$$X_Q = \sqrt{Z_Q^2 - R_Q^2} \quad = 3.103\ \Omega$$

With the ohmic and reactive per line length values R' an X' the set zone 1 limit Klim, and the line length, the short-circuit current at zone 1 limit Ik,lim and the corresponding time-constant Tlim can be calculated:

$$R_L = K_{lim} \cdot l_L \cdot R_L' \quad = 0.34\ \Omega$$

$$X_L = K_{lim} \cdot l_L \cdot X_L' \quad = 3.4\ \Omega$$

$$R_k = R_Q + R_L \quad = 0.439\ \Omega$$

$$X_k = X_Q + X_L \quad = 6.503\ \Omega$$

$$Z_k = \sqrt{R_k^2 + X_k^2} \quad = 6.518\ \Omega$$

$$I_{k,lim} = \frac{1.1 \cdot U_n}{\sqrt{3} \cdot Z_k} \quad = 15.005\ \text{kA}$$

$$T_{p,lim} = \frac{X_k}{2\pi f \cdot R_k} \quad = 47.178\ \text{ms}$$

where

Klim:	set zone 1 limit	= 85 %
lL:	line length	= 10 km
R'L:	resistance per unit length	= 0.04 Ω/km

X'L: reactance per unit length = 0.4 Ω/km

CT-DIMENSIONING CHECK:

For the protection relay 7SA6 the requirements for close-up faults and faults at zone 1 limit have to be fulfilled.

Check of Requirement 1:

Koalf ≥ 4 Ik / Ipn Tp = 100 ms

Koalf = 103.938

4 Ik/ Ipn = 78.75 Meets requirement 1

Check of Requirement 2:

Koalf ≥ 5 Ik,lim / Ipn Tp,lim = 47.178 ms

Koalf = 103.938

5 Ik,lim / Ipn = 46.89 Meets requirement 2

The current transformer is correctly dimensioned!

CT-Core Dimensioning for Protection Relay 7SA6

GENERAL PROJECT DATA:

Customer:	TEZ
Project:	Mesafe
Station:	Transformatör Merkezi B
Feeder:	

Issued by:	Gökhan Değerli
Our reference:	Date: 05.02.2017
Remark:	

GENERAL SYSTEM AND SUBSTATION DATA:

Nominal voltage:	154 kV
Nominal frequency:	50 Hz
Power system time constant:	100 ms
Rated short-circuit current of station:	31.5 kA
Max. short-circuit current for CT dimensioning:	31.5 kA
Remark:	

DATA OF CT 1 ACCORDING TO IEC-P:

CT type:	IEC Class 5P
Transformation ratio:	1600 A/1 A
Nominal accuracy limiting factor K_{nalf} :	20
CT nominal burden P_n:	30 VA
Internal resistance R_{ct} :	5.742 Ω (assumed)
Remark:	

RELAY DATA:

Manufacturer:	SIEMENS
Type:	7SA6
Nominal Current:	1 A
Relay burden:	0.05 VA
Remark:	

CT REQUIREMENTS FOR 7SA6:

(acc. to SIEMENS Catalog SIP 2008 Order No.: E50001-K4400-A101-A5-7600)

To ensure correct operating of connected relay in case of close-up faults, the CT must be able

to transform the max. symmetrical short-circuit current with specified power system time constant Tp without saturation.

$K_{oalf} \geq K_{td,a}\ I_k / I_{pn}$ (Requirement 1)

For faults at zone 1 limit the CT must be able to transform the max. symmetrical short-circuit current with calculated DC time constant $T_{p,lim}$ at zone 1 limit without saturation.

$K_{oalf} \geq K_{td,b}\ I_{k,lim} / I_{pn}$ (Requirement 2)

where:

I_{pn}:	CT primary nominal current	
I_k:	max. symmetrical short-circuit current for close-up faults	
Ik,lim:	max. symmetrical short-circuit current for faults at zone 1 limit	
Koalf:	operating accuracy limiting factor	
Ktd,a	=1for power system time constant	$T_p \leq 30ms$
	=2for power system time constant	$T_p \leq 50ms$
	=4for power system time constant	$T_p \leq 200ms$
Ktd,b	=4for calculated primary DC time constant	$T_{p,\lim} \leq 30ms$
	=5for calculated primary DC time constant	$T_{p,\lim} \leq 200ms$

CALCULATION OF TOTAL CT CONNECTED BURDEN:

The performance of the current transformer depends on the connected burden at the secondary terminals. The total burden includes the relay burden and additional burdens, the burden of cables and, if used, the burden of connected matching transformer.

CT 1:

		Burden		Transformation ratio
Relay burden:	P_{relay}	= 0.05 VA	---	---
Additional relay burdens:	P_{add}	= 0 VA	---	---
Burden of matching transformer 1:	$P_{mat,1}$	= 0 VA	$tr_{mat,1}$	= 1
Burden of matching transformer 2:	Pmat,2	= 0 VA	trmat,2	= 1

The cable burden is calculated by the single length, the cross section, the specific resistivity for copper and an effective factor for the wire length. This factor kwire is 2 if the return wire is to be considered.

Cable burden:

Length:	lwire	= 100 m
Cross section:	Awire	= 4 mm^2
Spec. resisitivity (Cu):	ρCu	= 0.02171 Ω mm^2/m at 75 °C
Sec. wire current:	Isn,wire	= 1 A
Eff. wire length in p.u.:	kwire	= 2

$$P_{wire} = \frac{k_{wire} \cdot \rho_{Cu} \cdot l_{wire}}{a_{wire}} \cdot I_{sn,wire}^2 \qquad = 1.0855 \text{ VA}$$

The total effective burden is given by the sum of all connected burdens:

Total burden: Ptotal= Prelay + Padd + Pwire + Pmat,1 + Pmat,2 = 1.1355 VA

CHECK OF CT REQUIREMENTS:

Operating accuracy limiting factor Koalf :

The CT behaviour acc. to IEC-P will be described by the operating accuracy limiting factor Koalf. It depends on the nominal accuracy limiting factor Knalf, the nominal burden Pn, the internal CT burden Pct and the total effective connected burden Ptotal.

CT SIDE 1:

$$K_{oalf} = K_{nalf} \frac{P_n + P_{ct}}{P_{total} + P_{ct}} \qquad = 103.938$$

where

Knalf:	nominal accuracy limiting factor	= 20
Pn:	nominal burden	= 30 VA
Pct:	internal CT burden	= 5.742 VA

Ptotal: total effective connected burden = 1.1355 VA

Max. symmetrical short-circuit current Ik,lim for faults at zone 1 limit:

For ct dimensioning, the short-circuit current and system time constant at set zone 1 limit of 85 % has to be taken into consideration. With a max. sym. short-circuit current of 31.5 kA and a nominal system voltage of 154 kV, the equivalent source impedance can be calculated:

$$Z_Q = \frac{1.1 \cdot U_n}{\sqrt{3} \cdot I_{kQ}} \quad = 3.105\ \Omega$$

Taking into account the system time-constant of 100 ms the resistive and reactive part of the source impedance can be calculated:

$$R_Q = \frac{Z_Q}{\sqrt{1 + (2\pi f T_p)^2}} \quad = 0.099\ \Omega$$

$$X_Q = \sqrt{Z_Q^2 - R_Q^2} \quad = 3.103\ \Omega$$

With the ohmic and reactive per line length values R' an X' the set zone 1 limit Klim, and the line length, the short-circuit current at zone 1 limit Ik,lim and the corresponding time-constant Tlim can be calculated:

$$R_L = K_{lim} \cdot l_L \cdot R_L' \quad = 1.7\ \Omega$$

$$X_L = K_{lim} \cdot l_L \cdot X_L' \quad = 17\ \Omega$$

$$R_k = R_Q + R_L \quad = 1.799\ \Omega$$

$$X_k = X_Q + X_L \quad = 20.103\ \Omega$$

$$Z_k = \sqrt{R_k^2 + X_k^2} \quad = 20.184\ \Omega$$

$$I_{k,lim} = \frac{1.1 \cdot U_n}{\sqrt{3} \cdot Z_k} \quad = 4.846\ \text{kA}$$

$$T_{p,lim} = \frac{X_k}{2\pi f \cdot R_k} \quad = 35.575\ \text{ms}$$

where

Klim:	set zone 1 limit	= 85 %
lL:	line length	= 50 km
R'L:	resistance per unit length	= 0.04 Ω/km

X'L: reactance per unit length = 0.4 Ω/km

CT-DIMENSIONING CHECK:

For the protection relay 7SA6 the requirements for close-up faults and faults at zone 1 limit have to be fulfilled.

Check of Requirement 1:

Koalf ≥ 4 Ik / Ipn Tp = 100 ms

Koalf = 103.938

4 Ik/ Ipn = 78.75 Meets requirement 1

Check of Requirement 2:

Koalf ≥ 5 Ik,lim / Ipn Tp,lim = 35.575 ms

Koalf = 103.938

5 Ik,lim / Ipn = 15.143 Meets requirement 2

The current transformer is correctly dimensioned!

CT-Core Dimensioning for Protection Relay 7SA6

GENERAL PROJECT DATA:

Customer:	TEZ
Project:	Mesafe
Station:	Transformatör Merkezi C
Feeder:	

Issued by:	Gökhan Değerli
Our reference:	Date: 05.02.2017
Remark:	

GENERAL SYSTEM AND SUBSTATION DATA:

Nominal voltage:	154 kV
Nominal frequency:	50 Hz
Power system time constant:	100 ms
Rated short-circuit current of station:	31.5 kA
Max. short-circuit current for CT dimensioning:	31.5 kA
Remark:	

DATA OF CT 1 ACCORDING TO IEC-P:

CT type:	IEC Class 5P
Transformation ratio:	1600 A/1 A
Nominal accuracy limiting factor K_{nalf} :	20
CT nominal burden P_n:	30 VA
Internal resistance R_{ct} :	5.742 Ω (assumed)
Remark:	

RELAY DATA:

Manufacturer:	SIEMENS
Type:	7SA6
Nominal Current:	1 A
Relay burden:	0.05 VA
Remark:	

CT REQUIREMENTS FOR 7SA6:

(acc. to SIEMENS Catalog SIP 2008 Order No.: E50001-K4400-A101-A5-7600)

To ensure correct operating of connected relay in case of close-up faults, the CT must be able

to transform the max. symmetrical short-circuit current with specified power system time constant Tp without saturation.

$K_{oalf} \geq K_{td,a}\ I_k / I_{pn}$ (Requirement 1)

For faults at zone 1 limit the CT must be able to transform the max. symmetrical short-circuit current with calculated DC time constant $T_{p,lim}$ at zone 1 limit without saturation.

$K_{oalf} \geq K_{td,b}\ I_{k,lim} / I_{pn}$ (Requirement 2)

where:

I_{pn}:	CT primary nominal current	
I_k:	max. symmetrical short-circuit current for close-up faults	
Ik,lim:	max. symmetrical short-circuit current for faults at zone 1 limit	
Koalf:	operating accuracy limiting factor	
Ktd,a	=1for power system time constant	$T_p \leq 30ms$
	=2for power system time constant	$T_p \leq 50ms$
	=4for power system time constant	$T_p \leq 200ms$
Ktd,b	=4for calculated primary DC time constant	$T_{p,\lim} \leq 30ms$
	=5for calculated primary DC time constant	$T_{p,\lim} \leq 200ms$

CALCULATION OF TOTAL CT CONNECTED BURDEN:

The performance of the current transformer depends on the connected burden at the secondary terminals. The total burden includes the relay burden and additional burdens, the burden of cables and, if used, the burden of connected matching transformer.

CT 1:

		Burden		Transformation ratio
Relay burden:	P_{relay}	= 0.05 VA	---	---
Additional relay burdens:	P_{add}	= 0 VA	---	---
Burden of matching transformer 1:	$P_{mat,1}$	= 0 VA	$tr_{mat,1}$	= 1
Burden of matching transformer 2:	Pmat,2	= 0 VA	trmat,2	= 1

The cable burden is calculated by the single length, the cross section, the specific resistivity for copper and an effective factor for the wire length. This factor kwire is 2 if the return wire is to be considered.

Cable burden:

Length:	lwire	= 100 m
Cross section:	Awire	= 4 mm^2
Spec. resisitivity (Cu):	ρCu	= 0.02171 Ω mm^2/m at 75 °C
Sec. wire current:	Isn,wire	= 1 A
Eff. wire length in p.u.:	kwire	= 2

$$P_{wire} = \frac{k_{wire} \cdot \rho_{Cu} \cdot l_{wire}}{a_{wire}} \cdot I_{sn,wire}^2 \qquad = 1.0855 \text{ VA}$$

The total effective burden is given by the sum of all connected burdens:

Total burden: Ptotal= Prelay + Padd + Pwire + Pmat,1 + Pmat,2 = 1.1355 VA

CHECK OF CT REQUIREMENTS:

Operating accuracy limiting factor Koalf :

The CT behaviour acc. to IEC-P will be described by the operating accuracy limiting factor Koalf. It depends on the nominal accuracy limiting factor Knalf, the nominal burden Pn, the internal CT burden Pct and the total effective connected burden Ptotal.

CT SIDE 1:

$$K_{oalf} = K_{nalf} \frac{P_n + P_{ct}}{P_{total} + P_{ct}} \qquad = 103.938$$

where

Knalf:	nominal accuracy limiting factor	= 20
Pn:	nominal burden	= 30 VA
Pct:	internal CT burden	= 5.742 VA
Ptotal:	total effective connected burden	= 1.1355 VA

Max. symmetrical short-circuit current Ik,lim for faults at zone 1 limit:

For ct dimensioning, the short-circuit current and system time constant at set zone 1 limit of 85 % has to be taken into consideration. With a max. sym. short-circuit current of 31.5 kA and a nominal system voltage of 154 kV, the equivalent source impedance can be calculated:

$$Z_Q = \frac{1.1 \cdot U_n}{\sqrt{3} \cdot I_{kQ}} \qquad = 3.105\ \Omega$$

Taking into account the system time-constant of 100 ms the resistive and reactive part of the source impedance can be calculated:

$$R_Q = \frac{Z_Q}{\sqrt{1 + (2\pi f T_p)^2}} \qquad = 0.099\ \Omega$$

$$X_Q = \sqrt{Z_Q^2 - R_Q^2} \qquad = 3.103\ \Omega$$

With the ohmic and reactive per line length values R' an X' the set zone 1 limit Klim, and the line length, the short-circuit current at zone 1 limit Ik,lim and the corresponding time-constant Tlim can be calculated:

$$R_L = K_{lim} \cdot l_L \cdot R_L^{'} \qquad = 0.68\ \Omega$$

$$X_L = K_{lim} \cdot l_L \cdot X_L^{'} \qquad = 6.8\ \Omega$$

$$R_k = R_Q + R_L \qquad = 0.779\ \Omega$$

$$X_k = X_Q + X_L \qquad = 9.903\ \Omega$$

$$Z_k = \sqrt{R_k^2 + X_k^2} \qquad = 9.934\ \Omega$$

$$I_{k,lim} = \frac{1.1 \cdot U_n}{\sqrt{3} \cdot Z_k} \qquad = 9.845\ \text{kA}$$

$$T_{p,lim} = \frac{X_k}{2\pi f \cdot R_k} \qquad = 40.478\ \text{ms}$$

where

Klim:	set zone 1 limit	= 85 %
lL:	line length	= 20 km
R'L:	resistance per unit length	= 0.04 Ω/km
X'L:	reactance per unit length	= 0.4 Ω/km

CT-DIMENSIONING CHECK:

For the protection relay 7SA6 the requirements for close-up faults and faults at zone 1 limit have to be fulfilled.

Check of Requirement 1:

Koalf ≥ 4 Ik / Ipn Tp = 100 ms

Koalf = 103.938

4 Ik/ Ipn = 78.75 Meets requirement 1

Check of Requirement 2:

Koalf ≥ 5 Ik,lim / Ipn Tp,lim = 40.478 ms

Koalf = 103.938

5 Ik,lim / Ipn = 30.767 Meets requirement 2

The current transformer is correctly dimensioned!

ÖZGEÇMİŞ

KİŞİSEL BİLGİLER

Adı Soyadı : Gökhan DEĞERLİ

Doğum Tarihi ve Yeri : 28.04.1988, Bayramiç/Çanakkale

Yabancı Dili : İngilizce, Fransızca

E-posta : gokhan.degerli@gmail.com

ÖĞRENİM DURUMU

Derece	**Alan**	**Okul/Üniversite**	**Mezuniyet Yılı**
Lisans	Elektrik Müh.	Yıldız Teknik Üniversitesi	2011
Lise	Fen Bilimleri	Yunusemre Anadolu Öğretmen Lisesi	2006

İŞ TECRÜBESİ

Yıl	**Firma/Kurum**	**Görevi**
2012	Siemens San. ve Tic. A.Ş.	Proje Mühendisi
2013	Koztek Elektrik	Proje Uyg. Mühendisi
2013	Siemens San. ve Tic. A.Ş.	Sekonder Proje Mühendisi

YAYINLARI

Bildiri

1- Değerli, G. ve Yumurtacı, R., (2017). "The Comparison of Distance Protection and Differential Protection Techniques for T-Connected Transmission Lines", 4th IEEE International Conference on Electrical and Electronics Engineering, 8-10 April 2017, Ankara, 135-142.