T.C.

YILDIZ TEKNİK ÜNİVERSİTESİ

FEN BİLİMLERİ ENSTİTÜSÜ

ORGANİZE SANAYİ BÖLGELERİNDE ORTA GERİLİM KAPALI RİNG DAĞITIM SİSTEMLERİNDE KORUMA TEKNİĞİNİN İNCELENMESİ

Muhammed GÜL

YÜKSEK LİSANS TEZİ

Elektrik Mühendisliği Anabilim Dalı

Elektrik Tesisleri Programı

Danışman

Doç. Dr. Recep YUMURTACI

Aralık, 2019

T.C.

YILDIZ TEKNİK ÜNİVERSİTESİ

FEN BİLİMLERİ ENSTİTÜSÜ

ORGANİZE SANAYİ BÖLGELERİNDE ORTA GERİLİM KAPALI RİNG DAĞITIM SİSTEMLERİNDE KORUMA TEKNİĞİNİN İNCELENMESİ

Muhammed GÜL tarafından hazırlanan tez çalışması 18/12/2019 tarihinde aşağıdaki jüri tarafından Yıldız Teknik Üniversitesi Fen Bilimleri Enstitüsü Elektrik Mühendisliği Anabilim Dalı, Elektrik Tesisleri Programı **YÜKSEK LİSANS TEZİ** olarak kabul edilmiştir.

Doç. Dr. Recep YUMURTACI
Yıldız Teknik Üniversitesi
Danışman

Jüri Üyeleri

Doç. Dr. Recep YUMURTACI , Danışman
Yıldız Teknik Üniversitesi _____

Prof. Dr. Hüseyin ÇAKIR, Üye
İstanbul Gelişim Üniversitesi _____

Dr. Öğr. Üyesi Bedri KEKEZOĞLU, Üye
Yıldız Teknik Üniversitesi _____

Danışmanım Doç. Dr. Recep YUMURTACI sorumluluğunda tarafımca hazırlanan Organize Sanayi Bölgelerinde Orta Gerilim Kapalı Ring Dağıtım Sistemlerinde Koruma Tekniğinin İncelenmesi başlıklı çalışmada veri toplama ve veri kullanımında gerekli yasal izinleri aldığımı, diğer kaynaklardan aldığım bilgileri ana metin ve referanslarda eksiksiz gösterdiğimi, araştırma verilerine ve sonuçlarına ilişkin çarpıtma ve/veya sahtecilik yapmadığımı, çalışmam süresince bilimsel araştırma ve etik ilkelerine uygun davrandığımı beyan ederim. Beyanımın aksinin ispatı halinde her türlü yasal sonucu kabul ederim.

Muhammed GÜL

İmza

Aileme

ve

Arkadaşlarıma

TEŞEKKÜR

Bu tez çalışmasında Türkiye'nin üretim üsleri haline gelen yerlerden olan organize sanayi bölgelerinden Konya Organize Sanayi Bölgesi elektrik dağıtım şebekesi incelenmiştir. Elektrik dağıtım sistemin bir noktasında oluşan arızanın sadece arızalı bölgeyi etkileyecek şekilde sistemin bütününe zarar vermemesi gerekliliği ilkesi temel alınarak en uygun röle ayar sisteminin ve değerlerinin seçilmesi hedeflenmiştir.

Elektrik dağıtım şebekelerinde en önemli konulardan birisi olan bahse konu tez çalışması seçiminde ve tez ilerleme sürecinde bana destek olan Sayın Doç. Dr. Recep YUMURTACI ve Sayın Dr. Öğretim Üyesi Bedri KEKEZOĞLU hocalarıma teşekkür etmek isterim.

Ayrıca bu süreç içerisinde bana sürekli destek olan sevgili aileme ve arkadaşlarıma teşekkür etmek isterim

Muhammed GÜL

İÇİNDEKİLER

SİMGE LİSTESİ **8**

KISALTMA LİSTESİ **10**

ŞEKİL LİSTESİ **12**

TABLO LİSTESİ **14**

ÖZET **15**

ABSTRACT **17**

1 Giriş **1**

1.1 Literatür Özeti 2

1.2 Tezin Amacı 3

1.3 Hipotez 3

2 Elektrik Dağıtım Sistemleri **4**

2.1 Giriş 4

2.2 Radyal-Dal Budak Şebeke Yapıları 5

2.3 Ring Şebeke Yapıları 7

2.4 Ağ Şebeke Yapıları 8

2.5 Enterkonnekte Şebeke Yapıları 9

2.6 Şebeke Yapısına Göre Besleme Kalitesi 10

3 Arızaların Sınıflandırlması **12**

3.1 Giriş 12

3.2 Aktif Arızalar 14

3.3 Pasif Arızalar 15

4 Güç Sistemlerinde Koruma **17**

4.1 Giriş 17
4.2 Koruma Sistemini Oluşturan Elektriksel Malzemeler 18
4.2.1 Kesiciler 18
4.2.2 Ölçü Transformatörleri 19
4.2.3 Koruma Röleleri 22
4.2.4 Koruma Sistemi Yardımcı Elemanları 24
4.3 Sistem Koruma Temel Hedefleri 25
4.3.1 Güvenilirlik 26
4.3.2 Seçicilik 26
4.3.3 Çalışma Hızı 27
4.3.4 Basitlik 27
4.3.5 Ekonomi 28
5 OSB OG Dağıtım Sisteminde Koruma Felsefesi 29
5.1 Giriş 29
5.2 Konya Organize Sanayi Bölgesi Şebeke Yapısı 31
5.3 Konya Organize Sanayi Bölgesinde Kullanılan Koruma Yapıları 34
5.4 Diferansiyel Koruma (ANSI 87) 36
5.4.1 Akım Diferansiyel Hat Koruma (ANSI 87L) 38
5.4.2 Akım Diferansiyel Hat Koruma Çalışma Kriterleri 40
5.4.3 Eğilim-Sapma Değerleri Dikkate Alınmış Diferansiyel Koruma 41
5.4.4 Diferansiyel Korumada Hatlar İçin Kapasitif Şarj Akımı Etkisi 46
5.4.5 Diferansiyel Korumada Soğuk Yük Alma 47
5.4.6 Diferansiyel Korumada Mıknatıslanma (İnrush) 48
5.4.7 Diferansiyel Koruma Röle Haberleşmesi 48
5.4.8 Hat Diferansiyel Korumanın Tipik Haberleşme Yapısı 50
5.4.9 Hat Diferansiyel Korumanın Yeni Jenerasyon Haberleşme Yapısı 50

5.4.10 Hat Diferansiyel Koruma Zaman Senkronizasyonu Algoritması 51
5.5 Yönlü Aşırı Akım Koruma (ANSI 67) 52
5.5.1 Yönlü Aşırı Akım 90°–60° Faz Arızası Koruma Bağlantısı 57
5.5.2 Yönlü Aşırı Akım Toprak Arızaları İçin Yön Algılama: Gerilim Polarizasyonu 59
5.5.3 Yönlü Aşırı Akım Toprak Arızaları İçin Yön Algılama: Akım Polarizasyonu 61
5.5.4 Ring Sistemlerde Yönlü Koruma Uygulaması 62
5.6 Elektrik Şebekelerinin Otomasyonu İçin Yeni Standart 65
5.6.1 IEC 61850'nin Hedefleri ve Ana Özellikleri 66
5.6.2 IEC 61850 Data Modeli 68
5.6.3 IEC 61850 Özet Modelleri ve İletişim Hizmetleri 71
5.6.4 Goose Servisi 72
5.7 Mesafe Koruma Röleleri 74
5.8 Konya Organize Sanayi Bölgesinde Mesafe Koruma Rölesi Kullanılmamasının Sebepleri 76
6 Sayısal Uygulama **78**
6.1 Giriş 78
6.2 Sistem Bilgileri 79
6.3 Röle Ayar Değerleri 82
6.4 Sistem Simülasyonu 86
7 Sonuç ve Öneriler **93**
Kaynakça **96**
Tezden Üretilmiş Yayınlar **101**

SİMGE LİSTESİ

I_a	A Faz Akımı
I	Akım
n	Akım Trafosu Doyma Katsayısı
A	Amper
R_f	Arıza Direnci
ΔI_{F-CT}	AT Hata Akımı
I_b	B Faz Akımı
I_{bias}	Bias Akımı
$I_{bias-stabilizasyon}$	Bias-Stabilizasyon Akımı
I_c	C Faz Akımı
I_{dif}	Diferansiyel Akım
V	Faz-Nötr Gerilimi
f	Frekans
ΔI_{AF}	Hata Oranları (AT Oranı, Trafo Kademe Oranı)
C	Kablo Kapasitansı
kA	Kilo Amper
km	Kilo Metre
ms	Mili Saniye
kV	Kilo Volt
I_L	Lokal Akım
I_{min}	Minimum Akım
I_N	Nominal Akımı
I_g	Nötür Akımı
pu	Per Unit
sn	Saniye
SF_6	Sülfür Hexafluoride
$I_ş$	Şarj Akımı
I_{th}	Termik Anma Akımı
ΔI_{GF}	Toplam Hata Akımı
ΔI_{WF}	Trafo Manyetizma Akımı
l	Uzunluk
I_R	Uzak Akım

V	Volt

KISALTMA LİSTESİ

2F	İki Faz Arıza
3F	Üç Faz Arıza
AG	Alçak Gerilim
A/D	Analog-Dijital Çevirici
ADMS	Advanced Distribution Management System (Gelişmiş Dağıtım Yönetim Sistemi)
ANSI	American National Standards Institute (Amerikan Ulusal Standartlar Enstitüsü)
API	Application Programming Interface (Uygulama Programlama Arayüzü)
AT	Akım Transformatörü
BRCB	Buffered Report Control Block (Tamponlanmış Rapor Kontrol Bloğu)
CB	Circuit Breaker (Devre Kesici)
DA	Data Attributes (Veri Nitelikleri)
DM	Dağıtım Merkezi
DO	Data Objects (Veri Nesneleri)
DS	Data Set (Veri Kümesi)
FİFO	First In First Out (İlk Giren İlk Çıkar)
FO	Fiber Optik
FT	Faz-Toprak Arıza
FTP	File Transfer Protocol (Dosya Aktarım Protokolü)
GI	General Interrogation (Genel sorgulama)
GOOSE	Generic Object Oriented Substation Event (Genel Nesneye Dayalı Dağıtım Merkezi)
GPS	Global Positioning System (Global Konumlandırma Sistemi)
GT	Gerilim Transformatörü
IEC	International Electrotechnical Commission (Uluslararası Elektroteknik Komisyonu)
IEEE	Institute of Electrical and Electronics Engineers (Elektrik ve Elektronik Mühendisleri Enstitüsü)
LAN	Local Area Network (Yerel alan ağı)
LN	Logic Node (Mantık Düğümü)
MAC	Media Access Control (Medya Erişim Kontrolü)

MM	Manevra Merkezi
MMS	Manufacturing Message Specification (Üretim Mesajı Özellikleri)
MMXU	Measurement (Ölçüm)
MU	Merging Unit Devices (Birim Cihazları Birleştirme)
NCIT	Non-conventional Instrument Transformers (Konvansiyonel Olmayan Alet Transformatörleri)
NA	Normalde Açık
NK	Normalde Kapalı
OG	Orta Gerilim
OS	Operating System (İşletim sistemi)
OSB	Organize Sanayi Bölgesi
OKSÜRE	Ortalama Kesinti Süresi Endeksi
OKSIK	Ortalama Kesinti Sıklığı Endeksi
PHY	Physical Layer (Fiziksel Katman)
RCB	Report Control Block (Kontrol Bloğunu Rapor Et)
RMS	Root Mean Square (Kök kare ortalama)
SAIDI	System Average Interruption Duration Index (Sistem Ortalama Kesinti Süre Endeksi)
SAIFI	System Average Interruption Frequency Index (Sistem Ortalama Kesinti Frekans Endeksi)
SBO	Select Before Operate (Operasyondan Önce Seç)
SCADA	Supervisory Control And Data Acquisition (Merkezi Denetim ve Veri Toplama)
SCL	Substation Configuration Language (Dağitim Merkezi Yapılandırma Dili)
SNTP	Simple Network Time Protocol (Basit Ağ Zaman Protokolü)
SPG	Single Phase Fault (Tek Faz Arıza)
SVP	Sampled Values Protocol (Örneklenmiş Değerler Protokolü)
TCP/IP	Transmission Control Protocol/Internet Protokol (İletim Kontrol Protokolü / İnternet Protokolü)
TEİAŞ	Türkiye Elektrik İletim A.Ş
TM	Trafo merkezi
UDP	User Datagram Protocol (Kullanıcı Datagram Protokolü)
URCB	Un-Buffered Report Control Block (Arabelleğe Alınmamış Rapor Kontrol Bloğu)
YG	Yüksek Gerilim
XML	Extensible Mark up Language (Genişletilebilir İşaretleme Dili)

ŞEKİL LİSTESİ

Şekil 2.1 Tek Besleme Kaynaklı Radyal-Dal Budak Şebeke [12] 7
Şekil 2.2 Çift Besleme Kaynaklı Radyal-Dal Budak Şebeke [12] 7
Şekil 2.3 Ring Şebeke [12] 8
Şekil 2.4 Ağ Şebeke 9
Şekil 2.5 Enterkonnekte Şebeke [29] 10
Şekil 2.6 Enerji Güvenliği- Yatırım Maliyeti Grafiği [24] 11
Şekil 3.1 Arızaların Sınıflandırılması[24] 13
Şekil 3.2 Kısa Devre Arıza Tipleri [24] 14
Şekil 4.1 SF6 Gazlı Kesici 19
Şekil 4.2 Vakumlu Kesici 19
Şekil 4.3 Çift Sekonderli AT [45] 20
Şekil 4.4 Faz-Nötür Bağlantılı GT [45] 20
Şekil 4.5 Koruma Rölesi 23
Şekil 4.6 Koruma Rölesi 24
Şekil 4.7 Redresör Akü Grubu 25
Şekil 4.8 Kumanda Devresi 25
Şekil 5.1 MM11 Tek Hat Şeması 32
Şekil 5.2 K130 Nolu Kök Binası Tek Hat Şeması 33
Şekil 5.3 TR28 Nolu Trafo Binası Tek Hat Şeması 34
Şekil 5.4 Akım Diferansiyel Koruma Basit Mantığı[50] 36
Şekil 5.5 Dahili Arıza[51] 39
Şekil 5.6 Dış Arıza[51] 39
Şekil 5.7 Yüzde Kısıtlama Eğrisi[51] 41
Şekil 5.8 Yük ve Dış Arıza Durumlarında Diferansiyel Hata Akımlarının Röleye Uyarlanması İle Oluşan Grafik[50] 42
Şekil 5.9 Bias-Stabilizasyon Ayarları Dikkate Alındığında Oluşan Grafik[53] 44
Şekil 5.10 Diferansiyel Röle Ayar Grafiği[54] 44
Şekil 5.11 Arıza Durumunda Oluşan Grafik[54] 46
Şekil 5.12 Hat Diferansiyel Korumanın Tipik Haberleşme Yapısı[16] 50
Şekil 5.13 Yeni Jenerasyon Haberleşme[16] 51

Şekil 5.14 IEEE 1588 Zaman Senkronizasyonunun Uygulama Mekanizması[16] 52
Şekil 5.15 Zaman Damgası Oluşturma Modeli[16] 52
Şekil 5.16 Tipik Yönlü Röle Karakteristikleri[47] 55
Şekil 5.17 Şekil 5.16a'daki 30° Üniteyi Kullanarak Faz-Hata Yönlü Algılama ve Şekil 5.16b'deki 60° Üniteyi Kullanarak Topraklama Hatası Yön Algılaması İçin Tipik Üç Hatlı Bağlantılar[47] 58
Şekil 5.18 Şekil 5.17b'deki 60° Üniteyi Kullanarak Gerilim Polarizasyonu ile Toprak Arıza Yön Algılama İçin Tipik Üç Hatlı Bağlantılar[47] 60
Şekil 5.19 Şekil 5.16c'deki 0° Üniteyi Kullanarak Akım Polarizasyonu İle Toprak Arıza Yön Algılama İçin Tipik Üç Hatlı Bağlantılar[47] 62
Şekil 5.20 Kesicili Ring Dağıtım Sistemi[23] 63
Şekil 5.21 Kesicili Ring Dağıtım Sisteminde Arıza Algılama[18] 64
Şekil 5.22 Açık Modda Çalıştırılan Kesicili Ring Dağıtım Sistemi[23] 65
Şekil 5.23 IEC 61850'nin NesneYönelimli Veri Modeli [23] 69
Şekil 5.24 OG Hücresinin Veri Modeli ve Koruma Rölesi [23] 70
Şekil 5.25 Mesaj Yayınları Arasında Değişen Zaman Örneği[23] 73
Şekil 5.26 R-X Diyagramında Mesafe Rölesi Özellikleri 75
Şekil 6.1 Simülasyonu Yapılacak Olan Bölge 78
Şekil 6.2 Konya OSB Ring Dağıtım Sistemi 81
Şekil 6.3 Konya OSB Kısa Devre Analiz Sonuçları 82
Şekil 6.4 Röle Ayar Grafiği 84
Şekil 6.5 Röle Kesici Pozisyonu Algılama Sinyali 85
Şekil 6.6 Kesici Blokaj Sinyali 85
Şekil 6.7 Kesici Açtırma Sinyali 86
Şekil 6.8 Açan Kesicilerin Pozisyonları 87
Şekil 6.9 Diferansiyel Röle Trip Süresi 88
Şekil 6.10 Açan Kesicilerin Pozisyonları 89
Şekil 6.11 Yönlü Aşırı Akım Röleleri Trip Süreleri 90
Şekil 6.12 Açan Kesicilerin Pozisyonları 91
Şekil 6.13 Yönlü Aşırı Akım Röleleri Trip Süreleri 92

TABLO LİSTESİ

Tablo 3.1 Aktif Arıza Olasılıkları [24] 15
Tablo 5.1 OSB'lerde Genellikle Kullanılan Koruma Fonksiyonu Numaraları [49] 30
Tablo 5.2 Korunan Malzemeye Göre Verilen Ek Koruma İbareleri [49] 30
Tablo 5.3 Yönlü Koruma Faz Hatası Polarizesi [60] 53
Tablo 5.4 Faz Hatası Yön Algılama İçin Bağlantı Şeması[47] 56
Tablo 5.5 IEC61850 Standardının Yapısı[67] 67
Tablo 6.1 Sistemde Kullanılan Malzemelerin Listesi 79
Tablo 6.2 Röle Ayarı Listesi 83

ÖZET

Organize Sanayi Bölgelerinde Orta Gerilim Kapalı Ring Dağıtım Sistemlerinde Koruma Tekniğinin İncelenmesi

Muhammed GÜL

Elektrik Mühendisliği Anabilim Dalı

Yüksek Lisans Tezi

Danışman: Doç. Dr. Recep YUMURTACI

Günümüzde enerjiye ulaşmak kadar enerjinin kaliteli şekilde dağıtılması da büyük önem arz etmektedir. Bu sebeple elektrik enerjisi dağıtım sistemlerinde sürekli gelişmeler yaşanmaktadır. Bu durumda elektrik enerjisi kalitesi konusunu gündeme getirmektedir. Elektrik enerjisi kalitesi enerjinin düzgün şekilde son kaynak kullanıcısına ulaştırılması ile alakalı bir konu olup arıza durumlarında da minimum kullanıcının etkilenmesi gerekliliği önemli bir kalite bileşenidir. Bu durumda elektrik tesislerinde korumanın önemini vurgulamaktadır.

Bu çalışmada elektriksel koruma yapısının planlanmasına etki eden şebeke yapıları, elektrik arızasını oluşturan arıza tipleri, elektriksel koruma elemanları, sistem korumasının temel hedefleri ve Konya Organize Sanayi Bölgesi şebeke yapısı incelenerek en uygun koruma yapısı seçilmeye çalışılmıştır.

Ring dağıtım sistemlerinde uygun koruma yapısının seçilebilmesi için diferansiyel koruma, yönlü aşırı akım koruma, mesafe koruma ve goose haberleşme yapıları detaylı olarak incelenmiş olup karar verilen, ana koruma için diferansiyel koruma yedek koruma için yönlü aşırı akım koruma yapısı üzerinden ETAP programı ile uygulama yapılmıştır.

Ring dağıtım sistemleri için yapılan uygulama neticesinde ana koruma olarak diferansiyel koruma, yedek koruma olarak ise yönlü aşırı akım korumanın uygun elektriksel kitlemeler ile kullanılabileceği deneysel olarak sunulmuştur.

Anahtar Kelimeler: Güç sistemlerinde koruma, diferansiyel koruma, yönlü aşırı akım koruma, mesafe Koruma, IEC 61850.

ABSTRACT

Examination of Protection Technique in Medium Voltage Closed Ring Distrubition System in Industrial Zones

Muhammed GÜL

Department of Electrical Engineering

MSc. Thesis

Advisor: Doç. Dr. Recep YUMURTACI

Nowadays it is of great importance to have the quality of energy distributed same as reaching energy. For this reason, there are continuous developments in electrical energy distribution systems. In this case, it raises the issue of electric power quality. Electrical energy quality is related to the delivery of energy to the end source user properly. At the same time when a failure occures , failure should affect minimum end users in network system which is also about energy quality. In this case, it emphasizes the importance of protection in electrical facilities.

In this study, it was tried to select the most suitable protection structure by examining the network structures affecting the planning of the electrical protection structure, the types of faults that caused the electrical fault, the electrical protection elements, the main objectives of the system protection and the network structure of the Konya Organized Industrial Zone.

In order to select the appropriate protection structure in ring distribution systems, differential protection, directional overcurrent protection, distance protection and goose communication structures have been examined in detail.

As a result of the application for the ring distribution systems, it is presented experimentally that the differential protection as the main protection and the directional overcurrent protection as the backup protection can be used with the appropriate electrical blocks.

Keywords: Protection in power systems, differential protection, directional overcurrent protection, distance protection, IEC 61850.

1
Giriş

Tarihsel olarak elektrik enerjisi dağıtım sistemleri, kademeli olarak ağ (gözlü) şebekelere dönüşen radyal elektrik dağıtım şebekeleri olarak tasarlandı. Orta gerilim dağıtım şebekelerini korumak için yıllardır radyal elektrik dağıtım şebekeleri uygulanmış olup bu yapının en büyük yararı sadeliğidir. Bununla birlikte, güç kalitesindeki iyileşmeye, sistem güvenilirliğine ve çevre sorunlarına daha fazla odaklanıldığında, ağ gözlü elektrik dağıtım şebekeleri ve dağıtık üretim tesislerinin elektrik dağıtım sistemine penetrasyonu tercih edilen seçenekler haline gelmiştir[1].

Ağ gözlü şebekelerin ve dağıtık üretim tesislerinin bağlantısının elektrik dağıtımı üzerine olumlu etkileri olmasına rağmen, elektrik dağıtım sisteminin koruma koordinasyonunda bazı ayar zorlukları meydana getirmektedir. En önemli konulardan biri koruyucu cihazlar arasındaki koordinasyondur[1].

Yukarıda bahsedilen konu göz önüne alınarak tezin ilk bölümünde taranan literatür kaynaklarının bir kısmınına atıf yapılarak yazılan literatür özeti, hipotez ve tezin amacı özetlenmiştir. Tezin ikinci bölümünde elektrik dağıtım sistemleri incelenerek elektrik dağıtım sistem yapıları ve elektrik dağıtım sistemi yapılarının enerji sürekliliği üzerine etkisi incelenmiştir. Tezin üçüncü bölümünde dağıtım sisteminde meydana gelebilecek olan arıza sınıfları incelenerek aktif ve pasif arızalar özetlenmiştir. Tezin dördüncü bölümünde koruma sisteminde kullanılan elekltriksel malzemeler incelenerek korumanın temel amaçlarına değinilmiştir. Tezin beşinci bölümünde Konya Organize Sanayi Bölgesi şebeke yapısı tanıtılarak şebeke yapısına uygun röle koruma değerlerinin seçimi, röleler arası koordinasyon ve röleler arası haberleşme yapıları incelenmiştir. Tezin altıncı bölümünde seçilen röle koruma sınıflarına göre ETAP programı üzerinden sayısal uygulama yapılarak koordinasyonun nasıl sağlandığı gösterilmiştir. Tezin yedinci bölümünde ise

tezden elde edilen sonuç ve öneriler sıralanarak koruma koordinasyonun uygulanabiceği vurgulanmıştır.

1.1 Literatür Özeti

Enerji, ülkemizdeki insanların yaşam kalitesini arttıran, ekonomik ve sosyal ilerlemesinde önemli bir rolü olan ve bu sayede dünya ile rekabet edebilme gücünü artıran en temel unsurlardandır[2]. Ülkemiz gibi nüfus artışı, sanayileşme gelişimi devam eden ve ticaret olanaklarını arttıran ülkelerin enerjiye olan talepleri her geçen gün artmaktadır[3]. Artan sanayileşme neticesinde ise Türkiye'de sanayinin uygun görülen alanlarda yapılanmasını sağlamak, çarpık sanayileşme ve çevre sorunlarını önlemek, kentleşmeyi yönlendirmek, kaynakları rasyonel kullanmak, sanayi türlerinin belirli bir plan çerçevesinde yerleştirilmek ve geliştirmek amacı ile 2000 yılında 4562 sayılı Organize Sanayi Bölgeleri Kanunu çıkarılmıştır[4].

Kurulan Organize Sanayi Bölgelerinde en önemli enerji dallarından birisi olan elektrik enerji talebinin karşılanmasının önemi kadar organize sanayi bölgelerinin sürekli gelişmesi ve yeni dağıtık üretim tesislerinin ilgili yönetmeliklerde kurulumuna izin verilmesi nedeniyle elektrik enerjisinin kalitelisi ve sürekliliği de büyük öneme sahiptir[5],[6],[7], [8].

Organize sanayi bölgelerindeki elektrik dağıtım sistemlerinde arızanın sadece arızalı bölgede kısıtlı kalması, diğer bölgelerde ya da sistemin bütününde enerji kesintisine sebep olmaması için elektrik dağıtım sisteminin tipine (dal budak şebeke, ring şebeke, ağ gözlü şebeke, enterkonnekte şebeke) uygun şekilde kısa devre hesapları yapılarak uygun ANSI kodları (ANSI 87, ANSI 50, ANSI 67 gibi) içeren röleler ve röle ayar değerleri kullanılmalıdır[1], [9], [10], [11], [12].

Ring şebekelerde veya dal budak elektrik dağıtım sistemine yerel üretim merkezlerinin bağlanması sonucunda, son kaynak tüketicisi enerji teminini çift yönlü olarak temin edebilecek konuma gelecektir. Bu durumda dağıtım hatlarının korunması için diferansiyel koruma ayarları ve/veya yönlü koruma ayarlarının yapılması gerekliliğini ortaya çıkarmaktadır [13], [14], [15],[16],[17],[18], [19].

Ring şebekelerde yönlü koruma yapar iken rölelerin arızalara en hızlı şekilde tepki verebilmesi, arızanın sadece oluştuğu bölgeyi etkilemesi, arızayı en kısa sürede

temizleyebilmesi, gerçek zamanlı olay kayıtlarının görülebilmesi ve koordinasyon uygulamasının bütün bir dağıtım sistemine uygulanabilmesi için rölelerin mili saniyeler içerisinde haberleşmesi gerekmektedir. Bu haberleşmenin yapılabilmesi için bilginin en hızlı şekilde yollanmasını sağlayan fiber optik altyapının kurulmalı ve genellikle dünyada elektrik dağıtım sistemlerinde uygulaması yapılan IEC 61850 Goose protokolü kullanmalıdır [20], [21], [22], [23],[24].

1.2 Tezin Amacı

Bu tez çalışmasında Türkiye'nin üretim üsleri haline gelen yerlerden olan organize sanayi bölgelerinden Konya Organize Sanayi Bölgesi elektrik dağıtım şebekesi incelenmiştir. Konya Organize Sanayi Bölgesi elektrik dağıtım şebekesi çift baralı kapalı ring dağıtım sistemidir. Elektrik dağıtım sistemin bir noktasında oluşan arızanın kapalı ring sistemde farklı noktalardan da beslenebilmesi sebebi dikkate alınarak, kapalı ring sistemini oluşturan manevra merkezlerinde sadece arızalı bölgenin devre dışı kalacağı şekilde en uygun röle koordinasyonu hedeflenmiştir.

Röle koordinasyonu yapılırken uygun olan ANSI kodları ve elektriksel kilitlemelerden yararlanarak en ideal koruma hedeflenmiştir .

1.3 Hipotez

TEİAŞ'ta bulunan hücrelerin genellikle 1 saniye süre ile dayanması gereken kısa devre akım değelerinin 16 kA yada 25 kA olmasından dolayı TEİAŞ indirici transformatörden enerji alan dağıtım sistemlerinde koruma rölelerinin 750 ms'den daha kısa sürede kesiciyi açtırması gerekmektedir. Kapalı ring sistemlerde arızanın sadece arızanın oluştuğu bölgede kalmasını sağlayabilmek için ve TEİAŞ saniye sınırlandırmasından dolayı röle ayarları yapılır iken çift yönlü besleme dikkate alınarak en uygun korumanın diferansiyel koruma (ANSI 87) ve/veya ardışık baralara bağlı koruma rölelerinin arasındaki zaman koordinasyon payı minimum 200 ms. olacak şekilde yönlü aşırı akım koruması (ANSI 67) yapılmak zorundadır.

2
Elektrik Dağıtım Sistemleri

2.1 Giriş

National Academy of Engineering elektrik dağıtım şebekeleri için insanlığın tasarladığı en karmaşık ve en iyi yirmi mühendislik başarısından birisi demektedir [25]. Elektrik enerjisi üretildiği yerden son kullanıcıya kadar iletilen en önemli enerji kaynaklarından birisidir. Elektrik enerjisi üretim, iletim ve dağıtım olarak farklı ihtisas alanlarına ayrılmaktadır. Bu ihtisas alanlarının belirlenmesinde gerilim seviyeleri de dikkate alınmaktadır. Türkiye'de gerilim seviyeleri, etkin değeri 1000 volt ya da 1000 voltun altında olan fazlar arası gerilim için alçak gerilim (A.G.) ve etkin değeri 1000 voltun üstünde olan fazlar arası gerilim için yüksek gerilim (Y.G.) olmak üzere ikiye ayrılmıştır[26]. Fakat elektrik piyasasında 1 kV altı gerilimler alçak gerilim (A.G), 1 kV - 36 kV arası orta gerilim (O.G), 36 kV üstü gerilimler ise yüksek gerilim (Y.G.) olarak anılmaktadır. Gerilim seviyelerine bakılmaksızın elektrik dağıtım sistemleri yapı olarak ise 4 farklı tipte bulunmaktadır. Bunlar:

- Dal-budak şebekeler
- Ring şebekeler
- Ağ gözlü şebekeler
- Enterkonnekte şebekeler

şeklindedir.

Organize sanayi bölgelerinde gelişmişlik seviyelerine göre farklı tip şebeke yapılarında elektrik dağıtım sistemleri bulunmaktadır. Genelde faaliyette olan organize sanayi bölgelerindeki şebekeler dal budak elektrik dağıtım şebekeleridir. Bununla beraber ring elektrik dağıtım şebekeleri olan organize sanayi bölgeleri de bulunmaktadır.

Diğer yandan bu dağıtım sistemleri farklı tip kablo yapılarından dolayısıyla farklı empedans değerine sahip yapılardan oluşmaktadır. Ayrıca bu dağıtım sistemlerinde farklı tip devre kesme elemanları olan kesici, yük ayırıcı, sigortalı ayırıcı gibi sistemler hem havai hatlarda hem de yer altı hattı bulunan organize sanayi bölgelerinde kullanılmaktadır.

Gelişmişlik seviyelerine göre organize sanayi bölgelerinin bazılarında ise elektrik enerjisi kalitesi göz önüne alınarak IEC 61850 protokolü kullanan scada sistemleri de kullanılmaktadır.

Elektrik dağıtım sistemleri ilk kurulduğu yıllarda enerji sürekliliğini devam ettirmek ve elektrik kesintilerini önleyecek tedbirler almak en önemli öncelik halindeydi. Hala elektrik enerjisi sürekliliği en önemli konu olmakla beraber yıllar içinde yapılan araştırmalar ve teknolojik gelişmeler sonucunda elektrik enerjisi kalitesi de elektrik enerjisi temini kadar önemli bir konu haline gelmiştir.

Organize sanayi bölgelerinde ise elektrik enerjisinde kalitenin önemi sanayide kurulu vaziyette bulunan fabrikalarda kullanılan elektrik tüketen hassas cihazların bulunmasından kaynaklanmaktadır. Herhangi bir arıza durumunda bu cihazlar zarar görebilmekte ve yatırımcı için yüksek maliyetli zararlara neden olabilmektedir. Bu sebeple elektrik dağıtım lisansı sahibi organize sanayi bölgeleri elektrik dağıtım sistemlerinin kalitesini sürekli arttırmaya çalışmaktadır.

Bir elektrik dağıtım sisteminin kalitesi 3 kategoride incelenebilir: Bu kategoriler ulaşılabilirlik, sinüsoidal dalga kalitesi ve haberleşme kalitesidir [24]. Dünya genelinde elektrik enerjisi kalitesi için kabul gören farklı ölçüm endeksleri bulunmakla beraber en çok dikkate alınan endeksler; sistem ortalama kesinti sıklığı indeksi (SAIFI) ve sistem ortalama kesinti süresidir (SAIDI) [27]. Türkiye'de ise dağıtım şirketleri için ortalama kesinti süresi endeksi (OKSÜRE, SAIDI) ve ortalama kesinti sıklığı endeksi (OKSIK, SAIFI) dikkate alınmaktadır[5].

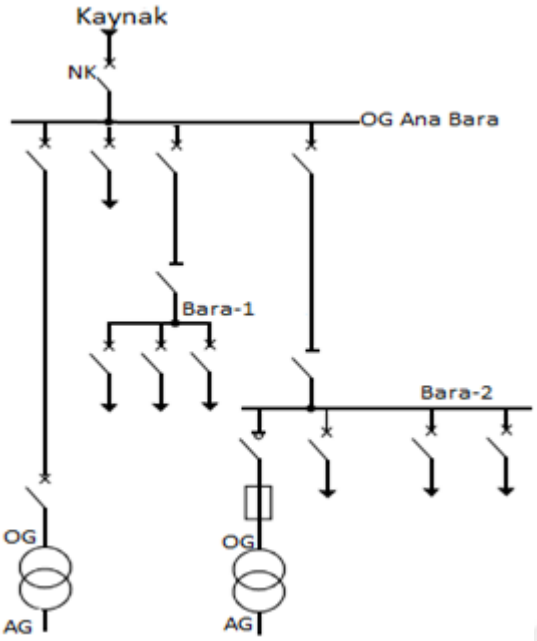
2.2 Radyal-Dal Budak Şebeke Yapıları

Radyal-Dal budak şebekeler bünyesinde birçok orta gerilim ve/veya alçak gerilim merkezleri bulundurmaktadır. Bu merkezlerin beslemesi ise sadece bir yönden yapılmaktadır. Beslemenin sadece bir noktadan yapılabildiği bilinmesine rağmen

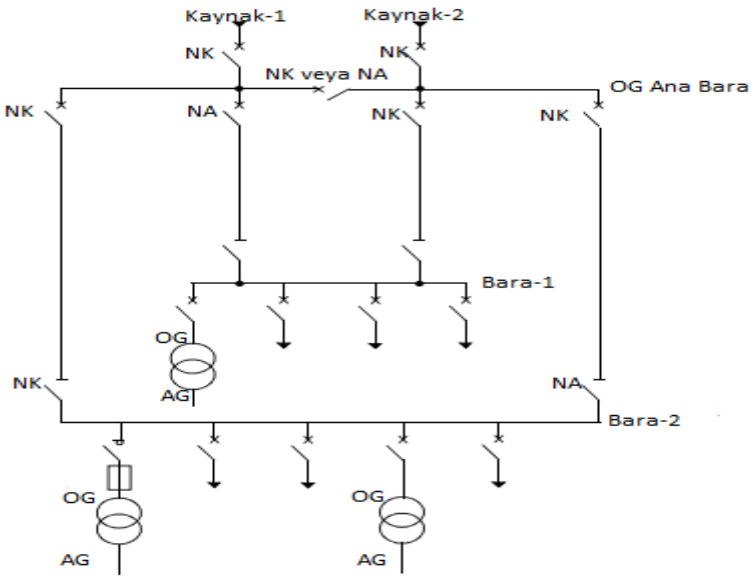
diğer dağıtım sistemlerine göre radyal şebeke veya dalbudak şebekelerin ekonomik yapıda olması özellikle kırsal yerlerde tercih sebebidir. Radyal-Dal budak dağıtım sisteminde orta gerilim ve alçak gerilim merkezler aynı fider çıkışını kullanmaktadır. Radyal-Dal budak dağıtım sistemlerde kullanılan kablo kesitleri ve diğer sistemlerde kullanılan kablo kesitleri karşılaştırıldığında radyal-dal budak dağıtım sistemi kablo kesiti maliyeti daha düşük değerdedir. Radyal-Dal budak dağıtım sistemlerinde orta gerilim merkezler ile orta gerilim merkezleri ya da alçak gerilim merkezler ile alçak gerilim merkezleri arasında bağlantı yoktur[12], [24].

Radyal-Dal budak şebekelerde her hangi bir noktada arıza olması durumunda kullanıcıları besleyen alternatif bir hat olmadığı için kesici kullanılan çıkış fiderinden sonraki bütün müşteriler bu arızadan etkilenecektir. Hattın herhangi bir noktasında arıza oluşması durumunda kesici bulunan fider çıkışında enerjinin kesilecek olması elektrik enerjisi kalitesinde ulaşılabilirlik kıstası ile çelişmektedir. Buna rağmen radyal-dal budak şebekeler fider çıkışından sonra basit koruma ayarları ile koruma sağlaması, daha iyi gerilim kontrolüne olanak sağlaması, yük akışı hakkında kontrol ve tahmin kolaylığı sağlaması, düşük yapım maliyeti sebebi gibi nedenlerden ötürü kırsal kesimlerde kabul gören bir yapıdır[28]. Radyal-dal budak şebekeyi anlatan sistem tek hattı Şekil 2.1'de gösterilmiştir.

Radyal- Dal budak şebekelerde çift beslemeli radyal-dal budak şebekede bulunmaktadır. Bu sistemde iki beslemeden iki çıkış mevcut olup sistemi besleyen bir fider çıkışında arıza olması durumunda diğer fider çıkışı sistemi beslemeye devam edecektir [12], [24]. Çift beslemeli radyal-dal budak şebekeyi anlatan sistem tek hattı Şekil 2.2'de gösterilmiştir.



Şekil 2.1 Tek Besleme Kaynaklı Radyal-Dal Budak Şebeke [12]



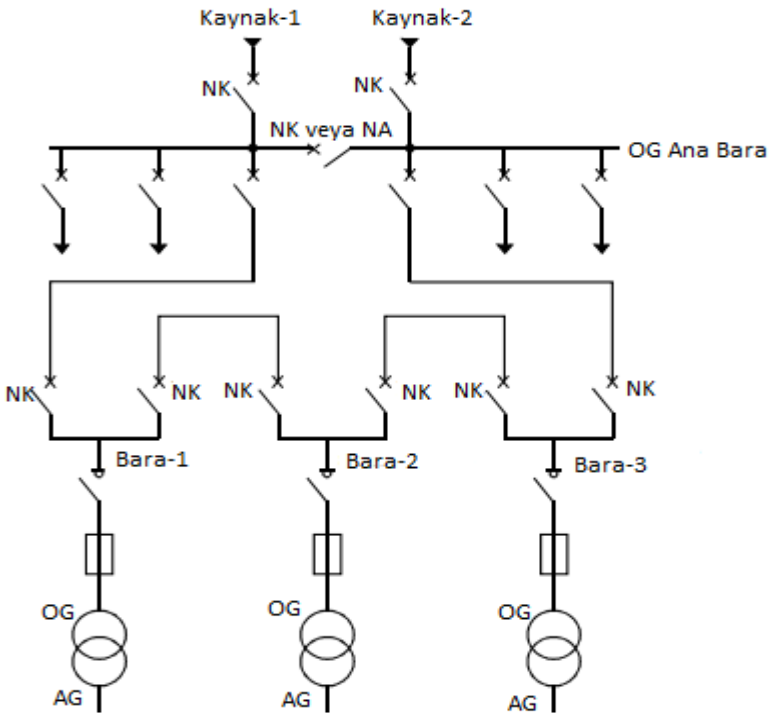
Şekil 2.2 Çift Besleme Kaynaklı Radyal-Dal Budak Şebeke [12]

2.3 Ring Şebeke Yapıları

Ring şebekeler endüstriyel tesislerde ve şehirlerde getirdiği avantajlardan dolayı kullanılmaktadır. Başlıca kullanılma nedeni ring hattın herhangi bir noktasında arıza oluştuğu zaman hattın diğer kaynak ya da diğer bağlantı noktasından beslenebilmesidir[12],[24]. Bu durum enerji sürekliliği sağlamakta ve enerji

kesinti süresini minimize etmektedir. Bu işlemin yapılabilmesi için ring şebekelerde ayırıcı yerine kesici kullanılarak arızaya en yakın noktada bulunan kesiciler açtırılabilir ve arıza belli bir bölgede hapis edilebilir. Elbette bu işlem yapılır iken yanlış açtırmaların önlenmesi de gerekmektedir.

Ring sistemlerin dezavantajları ise ilk yatırım maliyetinin fazla olmasıdır. Ayrıca ring sistemlerin işletilmesinde hattın yanlış beslemelere izin verilmemesinin sağlanması veya hattı besleyen transformatörlerin paralele alınmasının izin verilmediği yerlerde transformatörlerin paralele alınmasının engellenmesi gerekmektedir. Ring şebekeyi anlatan sistem tek hattı Şekil 2.3'de gösterilmiştir.

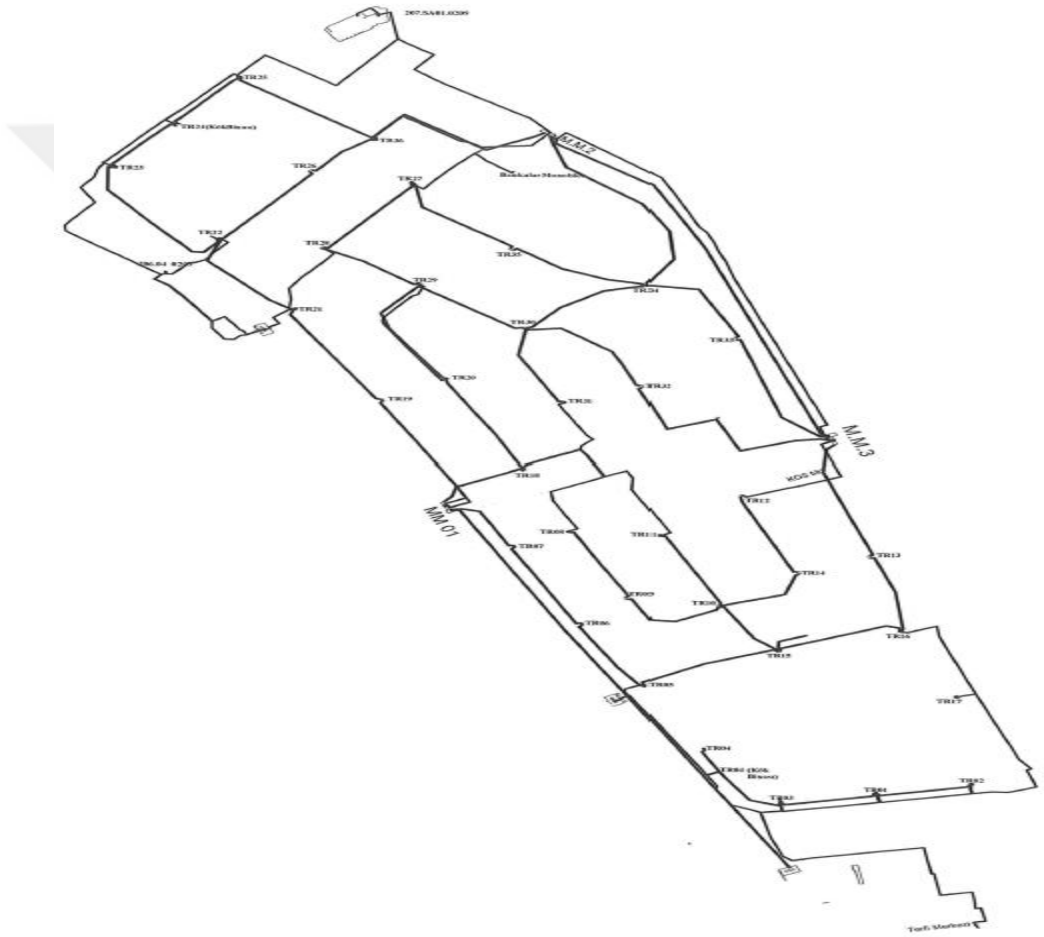


Şekil 2.3 Ring Şebeke [12]

2.4 Ağ Şebeke Yapıları

Farklı ring sistemlerin birleştirilerek oluşturduğu elektrik sistemine ağ şebeke sistemleri denmektedir. Bu sistem sayesinde ağ yapısında bulunan hattın her hangi bir noktasında arıza olduğunda bağlantı noktasını besleyen arızalı olmayan hattan besleme işlemi yapılabilir. Şebekeyi besleme işlemi bir ya da birden fazla transformatör ile yapılabilir[24].

Ağ şebeke sistemlerin dezavantajları ise ilk yatırım maliyetinin fazla olmasıdır. Ayrıca ağ şebeke sistemlerin işletilmesinde hattın yanlış beslemelere izin verilmemesinin sağlanması veya hattı besleyen transformatörlerin paralele alınmasının izin verilmediği yerlerde transformatörlerin paralele alınmasının engellenmesi gerekmektedir. Ağ şebeke sistemlerinin işletilmesi ring şebekelerin işletilmesine göre daha zordur. Konya Organize Sanayi Bölgesinde faaliyette olan ağ şebekeyi anlatan vaziyet planı Şekil 2.4'de gösterilmiştir.



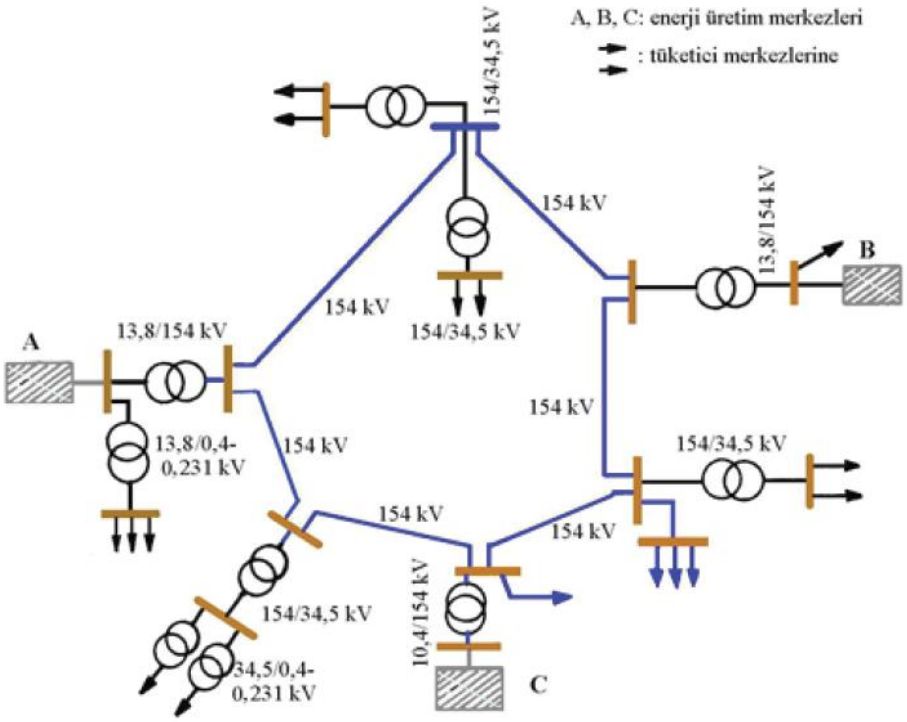
Şekil 2.4 Ağ Şebeke

2.5 Enterkonnekte Şebeke Yapıları

Kurulan elektrik dağıtım sistemine bütün üretim ve bütün tüketim araçları bağlanarak tüketim tesislerinin enerji ihtiyacının karşılanması için tesis edilen sistemlere enterkonnekte sistemler denir. Enterkonnekte sistemler bir ülkenin

tamamının ya da belirli bölgelerinin elektrik enerji gereksinimlerini karşılayabilmek için kurulur. Bu tip sistemler genellikle iletim hatlarında kullanılmaktadır[29].

Enterkonnekte sisteminin kesintisiz enerji verebilme, yüksek verim ve ekonomik olması, arızalı bölgenin izole edilebilmesi gibi avantajları vardır. Bunun yanında sistem farklı güçlerdeki elektrik üreticilerinden beslenebildiği için arıza esnasında oluşacak olan kısa devre akımları yüksek olacaktır. Sistem kararlılığının sağlanması da zordur. Enterkonnekte şebekeyi anlatan sistem Şekil 2.5'de gösterilmiştir[29].

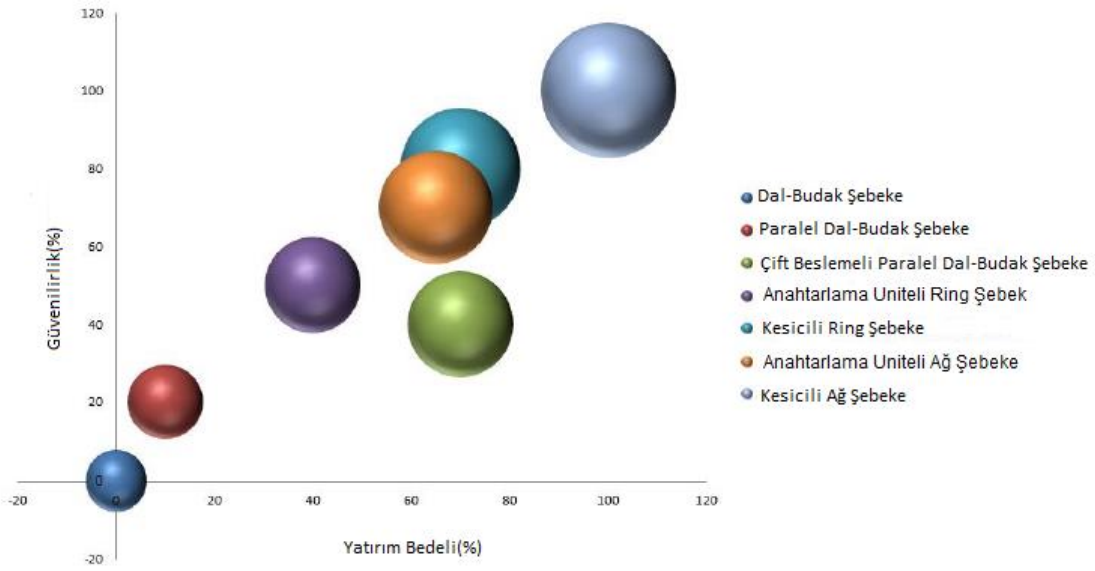


Şekil 2.5 Enterkonnekte Şebeke [29]

2.6 Şebeke Yapısına Göre Besleme Kalitesi

Önceki bölümlerde incelediğimiz elektrik dağıtım yapıları dikkate alınarak bazı dağıtım sistemlerinin arıza sonrası bağlantı noktasının arızalı olmayan hatlar ile beslenme olasılığının daha iyi olduğu anlaşılmıştır. Elektrik dağıtım sistemleri incelendiğinde en basit yapıda olan ve en ekonomik çözüm olan sistem radyal-dal budak şebeke iken en pahalı olan sistem ise ağ gözlü şebeke çıkmıştır. Dolayısıyla

elektrik dağıtım sistemleri için ekonomik bedel ile enerji kalitesi kıstaslarından birisi olan güvenilirlik arasında bir bağlantı kurulabilir[24]. Şekil 2.6'de ekonomik bedel ile enerji güvenliği kıstaslarından birisi olan enerji güvenilirliği arası ilişki gösterilmektedir. Bu grafik oluşturulurken elektrik dağıtım sitemlerinde değişkenlerden birisi olarak daha çok ayırıcı yerine kesici kullanılmıştır[24], [30], [31], [32].



Şekil 2.6 Enerji Güvenliği- Yatırım Maliyeti Grafiği [24]

Bu grafikte görüldüğü üzere kesici kurulumları ile gerçekleştirilmiş ağ elektrik şebekesinin enerji güvenliği üzerine etkisi en yüksek değerde çıkmıştır. Şebeke yapılarının enerji kalitesini etkilediği sonucuna da bu grafikten varılabilir.[24].

Elektrik dağıtım şebekesi bir bölge için seçilirken bölgenin şehir, kasaba, köy yerleşim yeri olması, endüstriyel tesislerin toplandığı organize sanayi bölgeleri olması, enerji kesintisinin tüketicilere verdiği parasal zarar değeri, bölgenin coğrafik koşulları gibi etkenler etkili olmaktadır. Örnek olarak bazı kırsal alanlarda arazinin ring şebeke oluşumuna mesafe ve coğrafi etkenleri dikkate alınarak izin vermemesi nedeni ile ring şebeke yerine dal-budak şebeke seçilmesidir[33].

3
Arızaların Sınıflandırlması

3.1 Giriş

Dağıtım sisteminde meydana gelebilecek olan arızalar en başta aktif arızalar ve pasif arızalar olarak ikiye ayrılır. Aktif arızalar akımın bir fazdan diğer faza veya toprağa akması sonucu oluşan faz-faz ya da faz-toprak arızaları iken pasif arızalar düşük gerilim, yüksek gerilim, dalgalanma, harmonik bozulma, frekans bozulması gibi dağıtım sistemini etkileyebilen arızalardır. Pasif arızalar aktif arıza sonucunda meydana gelebilir. Örneğin ring dağıtım sisteminde bulunan bir akım transformatörünün patlaması sonucunda sistem genelinde gerilim dalgalanması meydana gelir[24].

Ayrıca elektrik dağıtım sisteminde meydana gelen arızalar sürekliliklerine göre üç kategoride sınıflandırılabilir. Bunlar kendinden sönümlü (self-extinguished fault), geçici süreli (fugitive fault) ve kalıcı (permanent fault) arızalardır[34].

Kendinden sönümlü (self-extinguished fault) arıza koruma sistemi devreye girmeden yok olan arıza çeşididir. Röle arıza esnasında başlama alır fakat koruma sisteminin arıza öncesinde tepki verecek kadar zamanı olamamaktadır. Birkaç ms sonra arıza aniden yok olur[24]. Örnek olarak sistemde ark oluşup kendiliğinden sönümlenmesi, havai hatlarda meydana gelen kuş çarpması veya rüzgârlı havada ağaç dalının havai hatta dokunup çekilmesi verilebilir.

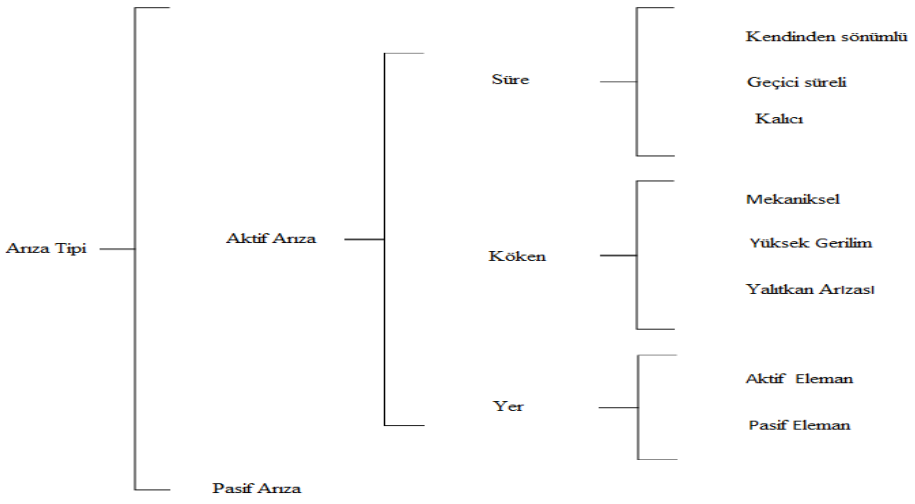
Geçici süreli (fugitive fault) arıza bir kendinden sönümlü arıza olmayıp koruma sistemi arızadan önce devreye girer. Arıza oluştuğunda koruma sitemi arızayı algılayarak devreye girer ve kesiciyi açtırır. Bu durumdan sonra koruma sistemi kesiciyi tekrar devreye alarak elektrik hattını beslemeye çalışır. Eğer elektrik hattı kesicinin tekrar kapatılması ile enerjilendirilebiliyorsa bu tip arızaya geçici süreli arıza (fugitive fault) denmektedir[24]. Örnek olarak TEİAŞ iletim hatlarına oluşan

arıza sonucu hat başındaki kesicinin açması ve daha sonra hattın tekrar kapama koruma fonksiyonu (ANSI 79) ile tekrar devreye alınması verilebilir.

Kalıcı arıza (permanent fault) elektrik hattının tekrar enerjilendirilemeyeceği durumlar için kullanılan bir tabirdir. Bu tip arıza oluştuğu zaman fiziksel olarak tamirat gerekliliği meydana gelir. Örnek olarak havai hattın kopması, yer altı kablosunun kablo eki yerinden patlaması verilebilir.

Başka bir arıza sınıflandırılması da arızanın kökenine göre yapılabilir. Arızanın kökeni mekaniksel, yalıtkan arızası veya yüksek gerilim nedeniyle oluşan arızalar olarak nitelendirilebilir[34]. Mekanik arıza olarak bir hattın kopması, havai hat izolatörünün kırılması sonucu meydana gelen arıza örnek gösterilebilir. Yüksek gerilim üretim sisteminin anormal bir davranışından kaynaklı olabilir. Yalıtkan arızası ise aşındırıcı etkiden dolayı, nemden dolayı ya da ısıdan dolayı yalıtkan malzemenin bozulması sebebi ile oluşan arızaya örnek gösterilebilir[24].

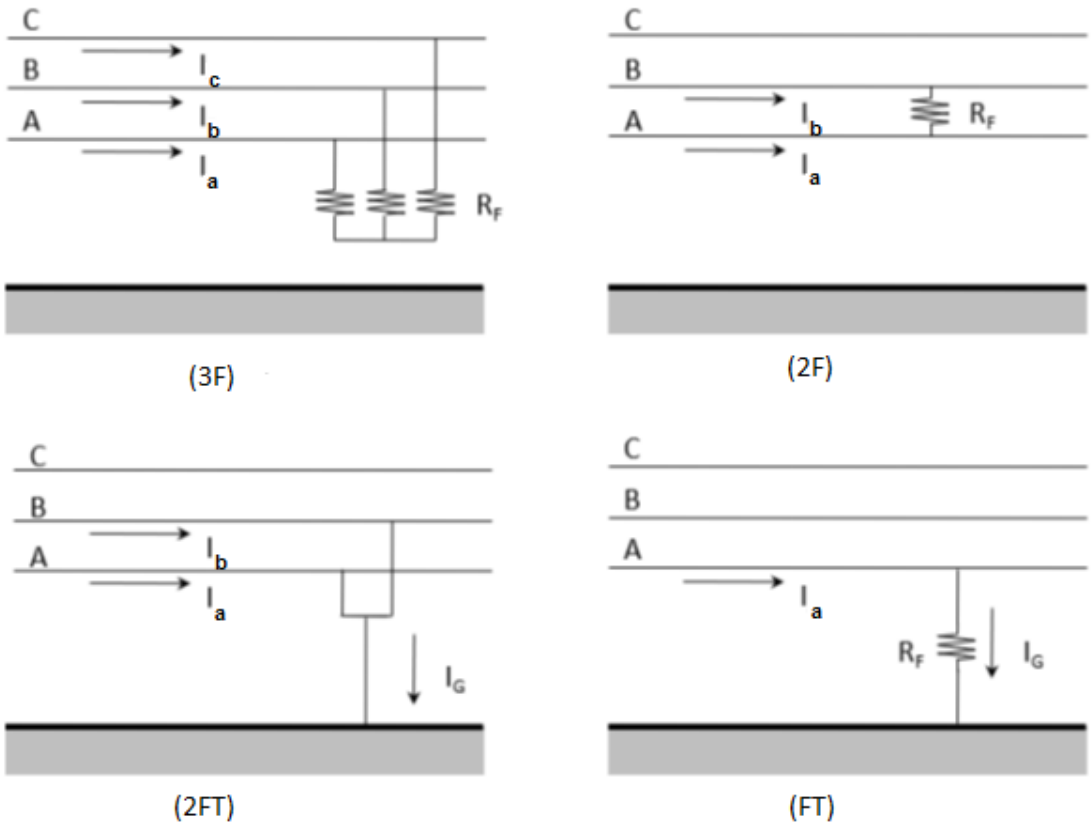
Ayrıca arızalar elektrik dağıtım hattında bulunan aktif veya pasif elemanlardan meydana gelmelerine göre sınıflandırılabilir. Aktif eleman; kesici, transformatör, koruma rölesi veya dağıtım sistemi operatörlerinin müdahalesi ile çalışma imkânı olan herhangi bir cihazdır. Pasif eleman olarak ise havai hatlar veya yer altı kablo hatları örnek gösterilebilir. Şekil 3.1'de dağıtım sisteminde meydana gelebilecek olan arızaların sınıflandırılması gösterilmektedir[24].



Şekil 3.1 Arızaların Sınıflandırılması[24]

3.2 Aktif Arızalar

Aktif arızalar iletkenler arası temas ya da iletken malzemenin toprağa dokunmasına göre dengeli üç fazlı bir sistemde dört farklı tip kısa devre olarak da sınıflandırılabilir[35]. Şekil 3.2'de kısa devre arıza tipleri gösterilmiştir.



Şekil 3.2 Kısa Devre Arıza Tipleri [24]

- **Üç-Faz arıza (3F):** Üç fazın ortak bir noktada buluşması sonucu oluşan arızadır. Havai hattın üzerine bir şey düşmesi ya da eskiden kullanılan açık tip orta gerilim hücrelerinin barasına bir şey düşmesi sonucu oluşan arıza örnek olarak verilebilir.
- **Faz-Faz arıza (2F):** Fazlardan ikisinin birbirine teması sonucu oluşan arızadır. Herhangi bir kuşun kanatlarını herhangi iki faza değdirmesi sonucu oluşan arıza örnek olarak verilebilir.
- **İki Faz-Toprak arızası (2FT):** Fazlardan ikisinin aynı anda toprağa değmesi sonucu oluşan arızadır. Havai hat kablolarından ikisine aynı anda değen bir ağaç sonucu oluşan arıza örnek olarak verilebilir.

- **Faz-Toprak arızası (FT):** Herhangi bir fazın toprağa teması sonucu oluşan arıza tipidir. Orta gerilim hücre bağlantı yerinde kablo başlığının patlaması sonucu oluşan arıza örnek olarak verilebilir.

Yukarıda tanımlanan arızaların oluşma olasılıkları elektrik dağıtım sistemi yapısı, havi hat bulunup bulunmaması, havai hat bulunuyorsa havai hat yüksekliği, dağıtım sisteminde kullanılan malzemelerin izolasyon seviyesi gibi birçok faktöre bağlı olmasına rağmen oluş sıklığı en fazla olan arıza faz-toprak arızası iken oluş sıklığı en az olan arıza ise iki faz-toprak ve üç-faz arızasıdır[34],[35],[36]. Şekil 3.3'de dağıtım sisteminde oluşan kısa devre çeşitleri hakkında yaklaşık bir dağılım gösterilmiştir. Özellikle havai hatlarda faz-toprak arızasının fazla olma olasılığı hayvanların hatta değmesi, ağaçların hatta değmesi, hava koşulları gibi çevresel koşullardan kaynaklıdır.

Tablo 3.1 Aktif Arıza Olasılıkları [24]

Aktif Arıza Çeşidi	Olasılık
3F	%5
2F	%15
2FT	%5
FT	%75

3.3 Pasif Arızalar

Pasif arızalar düşük gerilim, yüksek gerilim, dalgalanma, harmonik bozulma, frekans bozulması gibi dağıtım sistemini etkileyebilen arıza çeşitleridir.

- **Düşük Gerilim (Undervoltage)**: Efektif (Rms) gerilim değeri bir dakikadan daha uzun süre boyunca 0,8-0,9 pu değerlerine düştüğünde meydana gelen olaydır [37].

- **Yüksek Gerilim (Overvoltage)**: Efektif (Rms) gerilim değeri bir dakikadan daha uzun süre boyunca 1,1-1,2 pu değerine yükseldiğinde meydana gelen olaya denir [37].
- **Harmonik**: Doğrusal olmayan yükler, sinüsoidal gerilim kaynağından sinüsoidal olmayan bir akım çekmek ister. Çekilen bu akım nedeni ile sinüsoidal dalga kalitesinde bozulmalar meydana gelir. Bu durumda ortaya frekansı 50 Hz temel frekansın tam katı olan ve harmonik bileşenler adı verilen akım ve gerilim bileşenleri ortaya çıkar [38]. Harmonik etki elektrik sistemine negatif etki yapabilir. Örnek olarak sistem verimliliğinde düşüş, etkilenen malzemede yaşlanma ve hatta bazı cihazlarda arızaya neden olabilir[24].
- **Gerilim Dalgalanması:** Bu dalgalanmalar zaman içinde düzenli veya düzensiz adım gerilimi değişiklikleri ve yük empedanslarında üretilen değişikliklere göre döngüsel veya rastgele değişimler olabilir. Değişiklik birim başına 0.9 ile 1.1 pu arasında olabilir. Bu dalgalanmalara, yük akımı büyüklüğünde sürekli ve hızlı bir değişkenlik gösteren bir titreşim neden olabilir, bu nedenle doğrudan gerilim büyüklüğünü etkiler [37].
- **Frekans Bozulması:** Güç sisteminin temel frekansının belirtilen nominal değerinden (örneğin 50 Hz veya 60 Hz) sapması, güç frekansı değişimi olarak tanımlanır [39]. Üretim ve talep (yük) arasındaki dengenin sağlanmaması durumunda elektromekanik jeneratörlerin dönüş hızındaki değişiklikler nedeniyle güç sisteminin frekansı değişecektir. Sapma miktarı ve sürtünme süresi yük özelliklerine ve üretim kontrol sisteminin yük değişimlerine verdiği cevaba bağlıdır. Güç iletim sistemindeki arızalar ayrıca güç sisteminin normal sürekli durumda çalışması için kabul edilen aralığın dışındaki frekans değişikliklerine neden olur.

4
Güç Sistemlerinde Koruma

4.1 Giriş

Bir güç sistemindeki koruma yaşam, ekipman ve mülke en az zarar verecek şekilde elektrik kaynağının maksimum sürekliliğini sağlamak için güç sistemini sürekli izlemek üzere tasarlanmıştır. Koruma şemaları tasarlarken, bireysel güç sistemi elemanlarının arıza özelliklerini anlamak gerekir. Ayrıca çeşitli koruyucu rölelerin açma özellikleri hakkında bilgi sahibi olunmalıdır. Koruma mühendisinin görevi, arıza özellikleri ile açma özellikleri arasında mümkün olan en yakın eşleşmenin elde edildiği yerlerde bu tür programlar tasarlamaktır. Tasarım, rölelerin istenmeyen koşulları tespit etmesini ve daha sonra etkilenen alanın bağlantısını kesmek için açılmasını sağlamakla birlikte diğer zamanlarda da kısıtlı kalmasını sağlamalıdır. Bununla birlikte, çok sayıda röle tetiklemesinin, gerçek hatalardan ziyade yanlış veya yetersiz ayarlardan kaynaklandığına dair istatistiksel kanıtlar vardır [40].

Elektrik dağıtım sisteminde bir açma olursa, açmanın ardındaki sebebi anlamak için genellikle birçok neden- sonuç çalışması yapılır. Rölenin neden tetiklendiğinin belirlenmesi gerekir. Hatanın ne olduğu ve hatanın sistemin hangi bölgesinde geldiği cevaplanması gereken sorulardan bazılarıdır. Bu soruların nedeni güç sisteminin oldukça karmaşık ve dinamik bir varlık olmasıdır. Generatörler servis içinde veya dışında olabilir. Her zaman sisteme yeni yükler eklenir. Önemsiz gibi görünen bir yerdeki tek bir arıza, sistem çapında bir problemi tetikleme potansiyeline sahiptir. Bu gibi olası sonuçlara bakıldığında, cerrahi kesinliğe sahip koruyucu bir sistem, elektrik arızalarından kaynaklanan olası büyük kayıplara karşı tek sigortadır[40].

Günümüzde orta gerilim koruma sistemleri, sistemi oluşturan ölçü aletlerinden alınan gerilim ve akım değerlerini sürekli izleyen ve içerisinde hesaplama yapabilen elektronik rölelerden, arıza durumunda sistemin enerjisini kesen kesicilerden, rölelere bilgi sağlayan akım ve gerilim transformatörlerinden,

rölelerin birbirleriyle ve Scada merkezi ile haberleşmesini sağlayan sistemlerinden ve yardımcı elemanlardan oluşmaktadır[41].

Koruma röleleri ve kesiciler sistemin “beyni” ve “kas gücü” iken, akım transformatörleri (AT) ve gerilim transformatörleri (VT) koruma sisteminin “gözleri” ve “kulakları” dır. Bu bileşenlerin her biri kendi başına önemlidir. Hepsi, hataların etkilerini hafifletmek için birbirleri ile birlikte çalışmak zorundadır. Bu bileşenlerden herhangi birinin başarısızlığı, koruma sisteminin arızası olarak değerlendirilir [40].

Sonuç olarak güç sistemlerinde korumanın amacı elektrik dağıtım sisteminin tasarlandığı gerilim ve akım değerlerinde çalışmasını sağlamak, elektrik dağıtım sisteminin içerisinde her hangi bir noktasında arıza sonucu tasarlanan akım ve gerilim değerlerinin bozulması durumunda ise sistemden ilgili bölgeyi izole ederek arızayı olduğu bölgede hapsetmek ve arızanın devam etmesini engelleyerek elektrik dağıtım sistemini oluşturan elektriksel cihazların zarar görmesini engellemektir[41].

4.2 Koruma Sistemini Oluşturan Elektriksel Malzemeler

Orta gerilim koruma sistemleri, elektronik rölelerden, kesicilerden, akım ve gerilim trafolarından, haberleşme sistemlerinden ve yardımcı elemanlardan oluşmaktadır[20],[41].

4.2.1 Kesiciler

Kesiciler elektrik şebekelerinde üzerlerinden geçen elektrik yüklerini taşırken elektrik hattını denetim altında manuel veya otomatik açarak ya da kapatarak kontrol etmektedirler. Elektrik hattında arıza yok iken yük altında kapalı konumda, hatta arıza oluştuğunda elektriksel izolasyon sağlayan açık konumda olurlar. Sadece zaman zaman bir durumdan diğerine geçiş yapmak ve hatalı bir devreyi açmak veya sadece çok nadir durumlarda kısa devre akımını kesmek için özel işlevlerini yerine getirmek için kullanılan cihazlardır. Bu nedenle, statik durumlarda güvenilir olmaları gerekir, ancak herhangi bir anahtarlama işlemini yapmak için kullanıldıklarında, çoğunlukla hareketsiz uzun süreler sonrasında anında etkili olmalıdırlar[44].

Kesiciler, arıza tespit edildiğinde koruyucu röleler tarafından gönderilen açma komutu ile hareket eder ve arızalar giderildiğinde açma yayları otomatik olarak kurulur. Ayrıca bakım için veya bir hattı izole etmek üzere manuel olarak da açılabilirler[20].

Orta gerilim dağıtım hatlarında genellikle hava izoleli hücrelerin içerisinde hücre özelliğine göre yandan mekanizmalı ya da önden mekanizmalı olmak üzere SF6 gazlı kesiciler kullanılır. Son zamanlarda Türkiye piyasasına girmekte olan gaz izoleli hücrelerde ise vakumlu kesiciler kullanılmaktadır. Şekil 4.1'de SF6 gazlı kesici Şekil 4.2'de ise vakum kesici görselleri gösterilmiştir.



Şekil 4.1 SF6 Gazlı Kesici



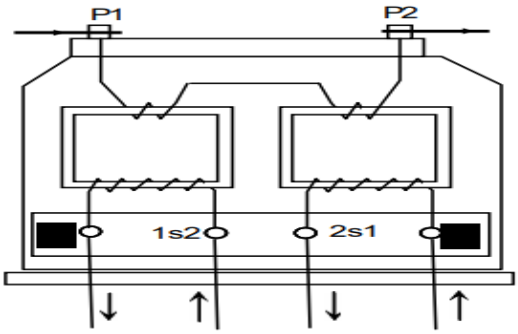
Şekil 4.2 Vakumlu Kesici

4.2.2 Ölçü Transformatörleri

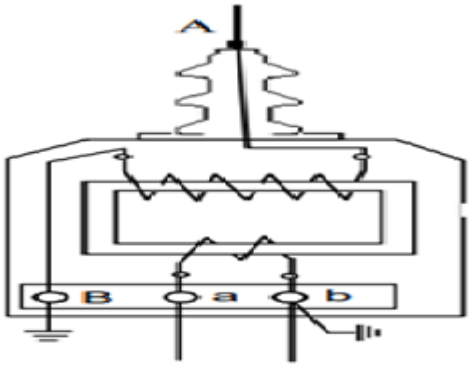
Orta gerilim dağıtım sistemlerinde ölçüm için kullanılan sayaçlar ve koruma için kullanılan röleler orta gerilim devresinden geçen akım ev gerilim değerleri ile çalışamazlar. Bu nedenle orta gerilim devresinden geçen akım değerinin sayaçların ve rölelerin çalışabileceği genellikle 1A veya 5A olan akım değerlerine dönüştürülmesi gerekmektedir. Bu işlem için orta gerilim devresine seri şekilde

bağlanan, epoksi reçine gövdeli akım transformatörleri kullanılmaktadır[45]. Şekil 4.3'de çift sekonderli akım transformatörü genel yapısı gösterilmiştir.

Aynı şekilde orta gerilim dağıtım sistemlerinde ölçüm için kullanılan sayaçlar ve koruma için kullanılan röleler orta gerilim devresinden geçen gerilim değerleri ile çalışamazlar. Bu nedenle orta gerilim devresinden geçen gerilim değerinin sayaçların ve rölelerin çalışabileceği genellikle fazlar arası 100V veya 110V faz nötür arası 57V olan gerilim değerlerine dönüştürülmesi gerekmektedir. Bu işlem için orta gerilim devresine seri şekilde bağlanan, epoksi reçine gövdeli gerilim transformatörleri kullanılmaktadır[45]. Şekil 4.4'de faz-nötr arası bağlanan gerilim transformatörü genel yapısı görülmektedir.



Şekil 4.3 Çift Sekonderli AT [45]



Şekil 4.4 Faz-Nötür Bağlantılı GT [45]

- **Akım Transformatörleri**

Akım transformatörü seçerken elektrik dağıtım sisteminden geçen primer anma akıma, yalıtım seviyesi, akım transformatörünün dayanabileceği maksimum termik dayanım akımına, ölçü ve koruma cihazlarının besleme akımı (sekonder akımı) değerlerine, akım trafosu dönüştürme oranına, ölçü ve koruma için ayrı ayrı

sınıflarına (doğruluk sınıflarına), akım trafosundan beslenecek olan röle, sayaç ve güç harcaması yapılacak olan kabloya göre anma gücüne, akım trafosunun doyma katsayısına, dinamik dayanım akımına, kullanılacağı yere göre dahili ya da harici tip olması gibi kriterlere bakılır[45].

- **Primer Anma Akımı:** Akım trafosunun kullanılacağı yere göre nominal koşullarda primer tarafından geçebilecek maksimum akımı ifade eder[45].
- **Akım Trafosu Yalıtım Seviyesi:** Akım trafosunun kullanılacağı yere göre dayanabileceği maksimum gerilimi ifade eder[45].
- **Termik Anma Akımı (Ith):** Hatta oluşan kısa devre sonucunda bir akım trafosunun 1 saniye süre ile dayanabileceği maksimum akımın etkin değeridir[45].
- **Sekonder Akımı:** Akım transformatörlerinin primerine giren akımın sekonder tarafta ilgili elektrik techizatlarını beslemek için dönüştürülen akımı ifae eder[45].
- **Akım Trafosu Doğruluk Sınıfı:** Akım trafosunun primerinden akan nominal akımın sekonder tarafta olması gereken değerden % olarak en fazla pozitif yada negatif olarak ne kadar sapabileceğini ifade eder. Akım trafolarının koruma için kullanılan sekonder sargıları için, doğruluk sınıfı 1 olan akım trafo Cl:1 veya "5P" , sınıfı 3 olan akım trafolarında Cl:3 veya "10P" ifadeleri kullanılır. Farklı güçlerde doğruluk sınıfında farklılıklar meydana gelmektedir [45].
- **Akım Trafosu Anma Akımı:** Akım trafosunun sekonderine bağlanabilecek olan röle, sayaç ve güç harcaması yapılacak olan kablonun harcayacağı güçlerin toplamı akım trafosu anma gücünü ifade eder[45].
- **Doyma Kat Sayısı (Saturasyon Kat Sayısı) [n]:** Akım trafosunun sekonderinden belli bir primer akım seviyesi sonrası aynı akım değerinin okunduğu eşiktir. Akım trafosunun ölçü bölümü dikkate alındığında sayacın yanmaması için bu değer $n<5$ iken koruma bölümü dikkate alındığında röleye yansıyacak olan akım değerinin doğru şekilde okunabilmesi için bu değer $n>10$ dur[45].

- **Gerilim Transformatörleri**

Gerilim transformatörleri seçilirken elektrik dağıtım sistemindeki gerilim seviyesine, ölçü ve koruma cihazlarının besleme gerilim (sekonder gerilim) değerlerine, gerilim trafosu dönüştürme oranına, ölçü ve koruma için ayrı ayrı sınıflarına (doğruluk sınıflarına), gerilim trafosundan beslenecek olan röle, sayaç ve güç harcaması yapılacak olan kabloya göre anma gücüne, gerilim trafosunun dayanma katsayısına, kullanılacağı yere göre dahili ya da harici tip olması gibi kriterlere bakılır[45]. Gerilim transformatörleri ilgili yönetmeliklerin değişimi sonucu faz- nötür bağlantılı olarak dağıtım şirketlerince temin edilmektedir.

- **Primer Anma Gerilim Değeri:** Gerilim trafosunun kullanılacağı yere göre nominal koşullarda primer tarafında ölçülebilinecek maksimum gerilimi ifade eder[45].
- **Sekonder Gerilim Değeri:** Gerilim transformatörlerinin primerinde ölçülen gerilimin sekonder tarafta ilgili elektrik techizatlarını beslemek için dönüştürülen gerilimi ifade eder[45].
- **Gerilim Trafosu Doğruluk Sınıfı:** Gerilim trafosunun primerinden akan nominal akımın sekonder tarafta olması gereken değerden % olarak en fazla pozitif yada negatif olarak ne kadar sapabileceğini ifade eder. Gerilim trafolarının koruma için kullanılan sekonder sargıları için, doğruluk sınıfı genellikle "3" olan gerilim trafoları kullanılır. Farklı güçlerde doğruluk sınıfında farklılıklar meydana gelmektedir.[45].
- **Dayanma Katsayısı:** Faz-toprak bağlantılı gerilim trafolarında izole şebekelerde faz-toprak arızası olması durumunda gerilim trafolarının nominal gerilimin $\sqrt{3}$ katına dayanması gerekliliğini ifade eder[45].

4.2.3 Koruma Röleleri

IEEE koruma röleleri şu şekilde tanımlamaktadır: "İşlevi hatalı hatları veya cihazları veya anormal veya tehlikeli nitelikteki diğer güç sistemi koşullarını tespit etmek ve uygun kontrol devresi eylemini başlatmak" [42]. Röleler, normal ve arıza koşullarında farklı olan güç sistemindeki elektriksel büyüklükleri ölçerek hataları algılar ve tespit eder. Koruma rölelerinin en önemli rolü öncelikle kendilerini

korumak, ikincisi de elektriksel teçhizatları korumaktır. İkinci durumda görevleri röle mühendisleri tarafından “arıza” olarak adlandırılan yalıtım arızalarının neden olduğu hasar ve masrafları en aza indirmektir. Bu hatalar, yalıtımın bozulmasından veya öngörülemeyen olaylardan kaynaklanabilir[20]. Ağaçların ve yaprakların havai hatta teması nedeniyle ortaya çıkan hatalar, yıldırım düşmesi, sistemde bulunan kesici, ayırıcı, kablo başlığı ya da hücre arızaları, deprem, yangın, havai hatların rüzgâr nedeniyle birbirine teması, operatör yanlış manevrası gibi farklı sebeplerden kaynaklı arızalar oluşabilir[43].

Normal çalışma sırasında rölelerin çalışması gerekli değildir, ancak arıza koşullarında sistem koşullarını yerine getirmek için derhal etkinleştirilmelidir. Bu acil durum kriterleri, elektrik şebekesinin bir kısmına veya tüm bölümlerine ciddi kesinti ve zarar gelmemesi için gereklidir. Teorik olarak konuşursak, bir röle sistemi ağ içinde meydana gelebilecek sonsuz sayıda anormalliklere cevap verebilmelidir[43]. Şekil 4.5 ve Şekil 4.6’da Konya Organize Sanayi Bölgesinde kullanılan farklı marka koruma rölesi resimleri gösterilmiştir.



Şekil 4.5 Koruma Rölesi



Şekil 4.6 Koruma Rölesi

4.2.4 Koruma Sistemi Yardımcı Elemanları

Koruma sistemlerinde yardımcı elemanlar denildiği zaman kumanda sisteminin ihtiyaç duyduğu doğru akımı üreten redresör, enerji kesintisi olduğu zaman rölelere, kesici bobinine enerji sağlayan akü grupları, kumanda devresi ve kumanda devresinde gerekliliğine göre kullanılan yardımcı kontaklar, insanları dikkatini çekmek için kullanılan korna ya da alarm sistemlerinden oluşur[46]. Şekil 4.7'da Konya Organize Sanayi Bölgesinde koruma sisteminde kullanılan redresör ve akü grubu, Şekil 4.8'de Konya Organize Sanayi Bölgesinde koruma sisteminde kullanılan kumanda bağlantıları gösterilmiştir.



Şekil 4.7 Redresör Akü Grubu



Şekil 4.8 Kumanda Devresi

4.3 Sistem Koruma Temel Hedefleri

Sistem korumanın temel amacı, güç sistemindeki sorunlu alanın hızlı bir şekilde izole edilmesini sağlamaktır; böylece sistemin geri kalanına gelen şok en aza indirgenir ve mümkün olduğunca bozulmadan bırakılır. Bu bağlamda, koruma rölesi uygulamasının beş temel yönü vardır.

- **Güvenilirlik:** Korumanın doğru şekilde çalışacağına dair güvence anlamına gelmektedir.
- **Seçicilik:** Minimum sistem kesilmesi ile maksimum servis devamlılığı anlamına gelmektedir.
- **Çalışma hızı:** Minimum arıza süresi ve buna bağlı ekipman hasarı ve sistem kararsızlığı anlamına gelmektedir.
- **Basitlik:** Koruma hedeflerine ulaşmak için minimum koruyucu donanım ve ilgili devre anlamına gelmektedir.
- **Ekonomi:** Minimum toplam maliyetle maksimum koruma anlamına gelmektedir.[47]

4.3.1 Güvenilirlik

Güvenilirliğin iki bileşeni vardır. Bu bileşenler güvenilebilirlik ve güvenliktir. Güvenilebirlik bir rölenin veya röle sisteminin doğru çalışacağı kesinliğinin derecesi olarak tanımlanır. Güvenlik ise bir röle veya röle sisteminin yanlış çalışmayacağı kesinliği ile ilgilidir[48]. Başka bir deyişle güvenilebilirlik koruma sisteminin gerektiğinde doğru şekilde çalışabilme yeteneğini belirtirken güvenlik ise normal günlük yük akışı sırasında belirlenen ayarların dışında yanlış açma yapmaması yeteneğidir[47].

4.3.2 Seçicilik

Röleler birincil koruma bölgesi olarak bilinen atanmış bir alana sahiptir. Ancak bu bölgenin dışındaki koşullara uygun olarak da çalışabilirler. Bu durumlarda birincil bölgelerinin dışındaki alan için yedek koruma sağlarlar. Bu durum yedek koruma veya genişletilmiş bölge olarak adlandırılır[47].

Röle koordinasyonu olarak da bilinen seçicilik rölelerin kendi birincil koruma ayarlarında mümkün olduğu kadar hızlı çalışacak ancak yedek korumada çalışmayı geciktirecek ya da birincil koruma ayarının gerçekleşmediği durumu dikkate alacak şekilde uygulama ve röle ayarlama işlemidir. Bu durum ilk koruma olarak ayarlanan değerlerin yerine getirilebilmesi için gereklidir. Aksi halde hattın tamamında bulunan rölelerde asıl koruma için ayarlanan birinci koruma ve yedek koruma aynı arıza durumunda devreye girecektir. Birincil korumanın arızayı

gideremediği sürece yedek korumanın çalışması yanlış ve istenmez. Sonuç olarak, seçicilik veya röle koordinasyonu, minimum sistem bağlantısının kesilmesi ile maksimum servis sürekliliği sağlamak için önemlidir[47].

4.3.3 Çalışma Hızı

Korumanın bir sorunlu bölgeyi olabildiğince çabuk izole etmesi arzu edilir. Bazı uygulamalarda bu zor değildir. Ancak bazı uygulamalarda özellikle seçiciliğin söz konusu olduğu yerlerde daha karmaşık ve daha yüksek maliyetli bir koruma ile daha hızlı işlem gerçekleştirilebilir[47].

Günümüzde röleler 50 ms'den az sürede işlem yaparlar. Ani açma ise hiç zaman gecikmesi olmadan yapılan işlemdir[43]. Sahada ise ani açmada dahi röleler bir gecikme süresi aşar fakat yapılan testlerde bu sürenin 50 ms'den az olduğu görülmüştür. Modern kesiciler için operasyon süresi ise 17-50 ms iken piyasada genelde kullanılan kesiciler için bu süre 83 ms dir. Bu nedenle koruma sistemi toplam arıza temizleme süresi kesici ve röle toplam süre olarak yaklaşık 150 ms dir [47].

Hızlı çalışma oluşan arızanın en kısa sürede temizlenmesi ve dağıtım sisteminde bulunan elektrik malzemelerinin korunmasında ve yaşlanma etkisinin minimize edilmesinde önemli bir yere sahiptir.

4.3.4 Basitlik

Koruma sistemi amaçlanan hedeflerine ulaşırken mümkün olduğunca basit ve anlaşılır yapıda olmalıdır. Korumanın geliştirilmesini sağlayabilen ancak koruma gereklilikleri için esas teşkil etmeyen her bir birim veya bileşen sistem tasarlanırken dikkate alınmalıdır çünkü her ekleme potansiyel arıza kaynağı ya da ek bakım gereksinimine sebep olur[47].

Günümüzde kullanılan elektronik rölelerde dijital teknolojilerin artan kullanımı daha fazla gelişmişlik için birçok uygun olanak sağlar. Röleler bir bütün olarak hem koruma ayarlarını hem de kumanda sisteminden alması gereken kumanda sinyallerini tek bir cihaz içinde ihtiva ederler.

4.3.5 Ekonomi

Asgari maliyet için maksimum koruma sağlamak esastır ve maliyet her zaman önemli bir faktördür. En düşük fiyatlı koruyucu sistem en güvenilir sistem olmayabilir. İlk kurum maliyeti baz alınarak sistem gereksinimlerini dikkate alınmadan kurulan koruma sistemleri kurulum ve işletimde daha büyük zorlukların yanı sıra daha yüksek bakım maliyetleri içerebilir. Koruma maliyetleri tek başına bakıldığında yüksek olarak kabul edilebilir ancak korudukları ekipmanın yüksek maliyeti ve uygunsuz koruma nedeniyle korunan ekipmanın kesintisi veya kaybı maliyeti göz önünde bulundurulmalıdır. İlk maliyetleri azaltmak için tasarruf yapmak, yetersiz veya uygunsuz koruma nedeniyle zarar görmüş veya kaybedilen ekipmanı onarmak veya değiştirmek için bu tasarruftan çok daha fazla zaman harcamakla sonuçlanabilir. Dolayısıyla koruma sistemi kurulumu yapılır iken sistemin gereksinimleri dikkate alınarak ve diğer ekipmanların arıza durumunda oluşturacağı bedeller dikkate alınarak hareket edilmelidir[47].

5
OSB OG Dağıtım Sisteminde Koruma Felsefesi

5.1 Giriş

Herhangi bir dağıtım sisteminde koruma felsefesi oluşturulurken dağıtım sisteminin şebeke yapısı incelenmeli, dağıtım sisteminin şebeke yapısına göre kısa devre analizi yapılmalıdır. Organize Sanayi Bölgelerinde koruma felsefeleri dağıtım şebeke yapılarına göre değişiklik göstermektedir. Kuruluş zamanlarına ve finansal yapılarına göre OSB'ler farklı tip şebeke yapılarına sahiptir. Bu tezde incelediğimiz Konya Organize Sanayi Bölgesi şebeke yapısı ring şebeke yapısına sahiptir.

Elektrik şebekelerinin korumasında kullanılan koruma felsefeleri şebeke yapıları göz önüne alınarak ve IEEE Std C37.2-1996 standardı dikkate alınarak, koruma amaçlarına göre koruma fonksiyonlarına verilen ortak kimlik numaraları vasıtasıyla yapılmaktadır. Bu koruma fonksiyonları elektrik piyasasında bulunan bütün koruma rölelerinde ortak dil olarak kullanılmaktadır.

Elektrik dağıtım sistemlerinde kullanılan malzemeler, herhangi bir son kaynak tedarikçisinin çift yönlü beslenme durumu, uzun hatlarda elektrik arızasının yerinin tespit edilmesi gerekliliği (genellikle iletim hatlarında kullanılır) ve elektrik dağıtım sistemine herhangi bir üretim santralinin saplama bağlantı ile bağlanabilmesi durumları dikkate alınarak yıllar içinde koruma fonksiyonlarında gelişmeler yaşanmıştır. Tablo 5.1'de bahsedilen olasılıklar dikkate alınarak organize sanayi bölgelerinde kullanılan ve/veya kullanılması muhtemel olan koruma fonksiyonları ve Tablo 5. 2'de korunan malzemeye göre verilen koruma ek ibarelerine ait listeler verilmiştir [49].

Tablo 5.1 OSB'lerde Genellikle Kullanılan Koruma Fonksiyonu Numaraları [49]

Koruma Fonksiyonu Kodları	**Açıklama**
25	Senkronizasyon veya Senkronizasyon Kontrolü Cihazı
27	Düşük Gerilim Koruma
49	Termal (Termal Aşırı Yük) Koruma
50	Ani Aşırı Akım Koruma
51	Zaman Gecikmeli Aşırı Akım Koruma
59	Aşırı Gerilim Koruma
67	Yönlü Aşırı Akım Koruma
81	Frekans Koruma
87	Diferansiyel Koruma

Tablo 5.2 Korunan Malzemeye Göre Verilen Ek Koruma İbareleri [49]

Koruma Fonksiyonu Kodları	**Açıklama**
B	Bara Koruma
BF	Kesici Arıza
G	Toprak Hatası
L	Hat
N	Nötr

Elektrik dağıtım sisteminde arıza olduğunda yukarıdaki tablolarda belirtilen semboller rölelerin ekranında ve röle üzerinde bulunan sinyal lambalarında atama durumuna göre gözükmektedir. Rölelerin ekrandan ya da röle üzerinde bulunan sinyal lambalarında atamalar aşağıdaki şekillerde anlaşılmalıdır.

87L: Elektrik hattı diferansiyel koruma (Yer altı kablosu veya havai hatta arıza var)

50N/50G: Toprak aşırı akım koruma (Faz-toprak arızası var)

Koruma sisteminde kullanılan bazı koruma rölelerinde faz-toprak arızası 50G olarak kodlanırken bazı rölelerinde 50N olarak adlandırılmaktadır.

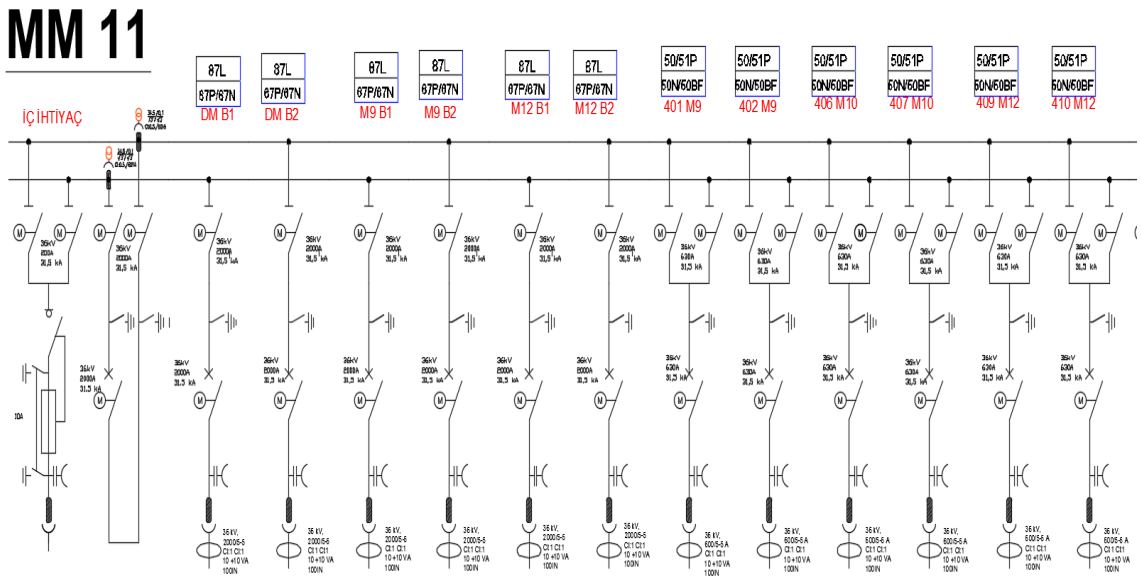
5.2 Konya Organize Sanayi Bölgesi Şebeke Yapısı

Konya Organize Sanayi Bölgesi ilk kuruluş yıllarında sadece 2. Organize sanayi bölgesi olarak kurulmuş olup ilerleyen yıllarda ayrıca 3. Organize sanayi bölgesi kurulmuş daha sonra bu bölgelerin hepsi Konya Organize Sanayi Bölgesi olarak birleştirilmiştir. 2014-2016 yılları arasında ise 4. Bölge Konya Organize Sanayi Bölgesine eklenmiştir. Artan üretim alanı taleplerini karşılamak amacı ile 5. Bölge için çalışmalar devam etmekte olup 6 adet firmanın beslemesi şimdilik Manevra merkezi 4 den sağlanmaktadır.

Konya Organize Sanayi Bölgesi TEİAŞ 9. Bölgede bulunan Konya-3 TM'den 2 adet 154/31,5 kV YNyn0 100 MVA ve 8 adet fider çıkışı (Trafo-A çıkışı için Fider-1-2-3-19, Trafo-C çıkışı için Fider-20-21-22-23) ile enerji sağlamaktadır. Sağlanan enerji çift baralı bir adet dağıtım merkezi (DM) ve 2. bölge MM1-MM2-MM3, 3. bölge MM4-MM5-MM6-MM7-MM8, 4. bölge MM9-MM10-MM11-MM12'den teşekkül edilmiş olan 12 adet manevra merkezi (MM1-MM12) ile ring olarak dağıtılmaktadır.

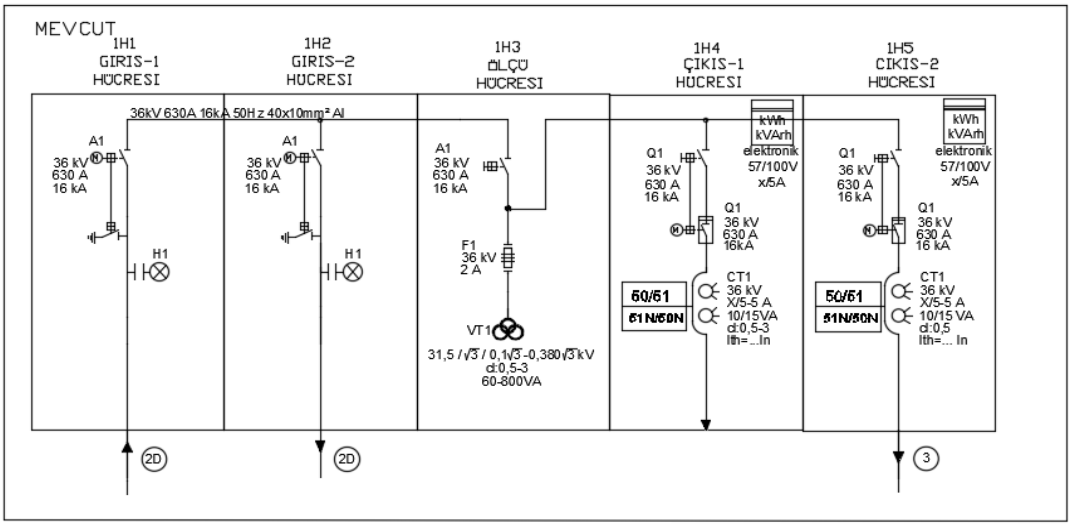
Her manevra merkezinde, manevra merkezlerinden diğer manevra merkezlerine bağlantı için orta gerilim hücreleri, ölçüm için eski manevra merkezlerinde gerilim trafolu ölçü hücresi yeni manevra merkezlerinde bara üzerine bağlanabilen gerilim trafoları, iç ihtiyaç için sigortalı çıkış hücresi, kök binalarına enerji sağlamak için çıkış hücreleri ve dikey kuplaj hücresi bulunmaktadır. Her manevra merkezi en az iki farklı manevra merkezi ile en az tek devre 3(1x240/25) mm^2 XLPE orta gerilim yeraltı kabloları ile bağlantılı olup sürekli ring halinde çalıştırılmaktadır. Şekil

5.1’de bir adet gaz izoleli orta gerilim manevra merkezi tek hat şeması gösterilmiştir. Şekil 5.1 incelendiğinde MM11; DM, MM9 ve MM12 ile ve 401,402,406,407,409 nolu kök binalarını besleyen orta gerilim yer altı kabloları ile bağlantılıdır.



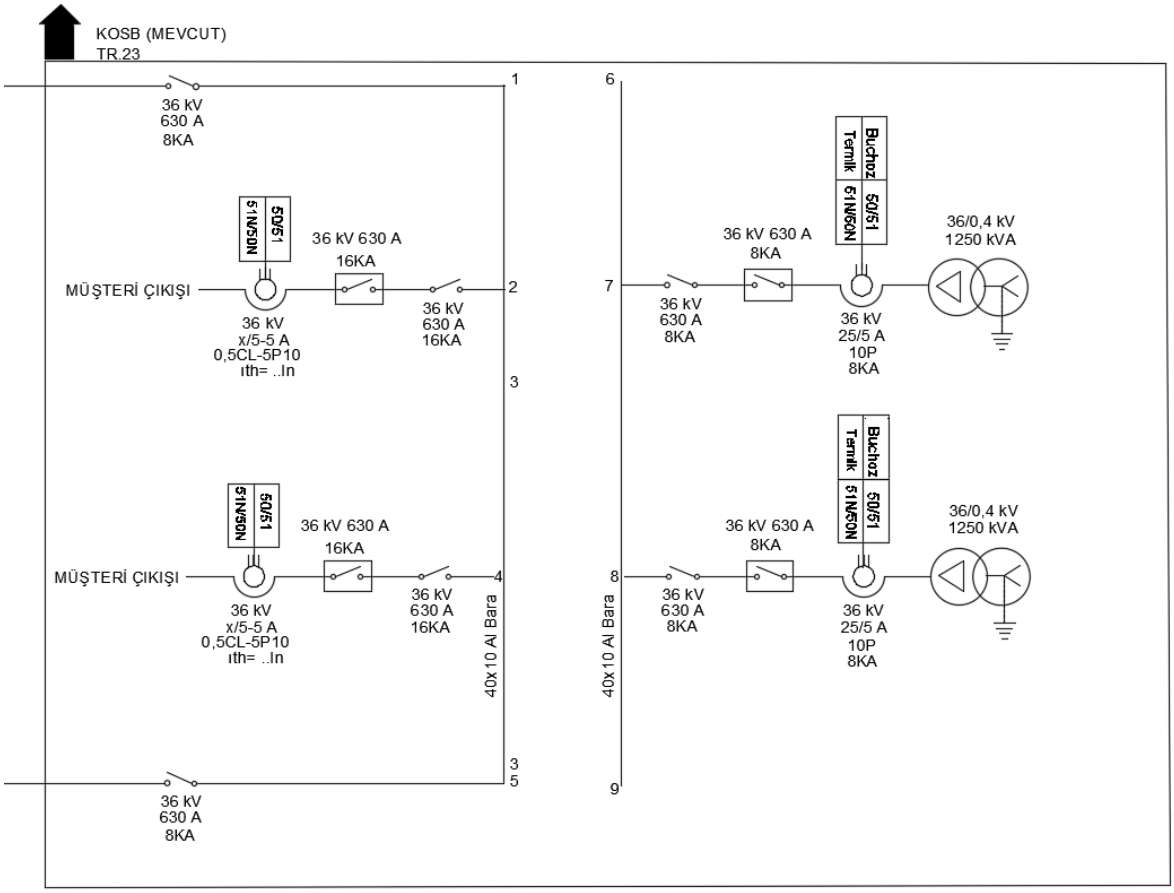
Şekil 5.1 MM11 Tek Hat Şeması

Sanayicilerin enerji temini için ise sanayici için belirlenmiş parsellerin ortasında bulunan beş hücreli (motorlu ayırıcılı giriş çıkış hücreleri, gerilim ölçü hücresi, sekonder korumalı çıkış hücresi) orta gerilim hücreleri bulunmaktadır. Bu orta gerilim hücreleri birbirine orta gerilim yer altı kabloları ile bağlanarak ve manevra merkezlerine en yakın kök binaları ise manevra merkezlerine bağlanarak alt ringler oluşturulmuştur. Her ring kendi arasında giriş çıkış hücreleri motorlu ayırıcılı orta gerilim hücresi olduğu için normalde açık şekilde işletilmektedir. Şekil 5.2’de bir adet beş hücreli kök binası tek hat şeması gösterilmiştir.



Şekil 5.2 K130 Nolu Kök Binası Tek Hat Şeması

Ayrıca küçük güçlü tüketim yapan sanayicilerin enerji temini için ise sanayici için belirlenmiş parsellerde bulunan trafo binaları (İçerisinde AG müşteriler için iki adet 1250 kVA transformatör, alçak gerilim baraları ve binanın üst kısmında orta gerilim hücreleri mevcuttur) bulunmaktadır. Bu trafo binaları birbirine orta gerilim yer altı kabloları ve/veya orta gerilim havai hatlar ile bağlanarak ve manevra merkezlerine en yakın trafo binaları ise manevra merkezlerine bağlanarak yine alt ringler oluşturulmuştur. Her ring kendi arasında giriş çıkış hücreleri adi ayırıcılı olduğu için normalde açık şekilde işletilmektedir. Şekil 5.3'de bir adet trafo binası tek hattı gösterilmiştir. Şekil 5.3'de giriş çıkış hücreleri, müşteri çıkış orta gerilim hücreleri ve AG müşteriler için Konya Organize Sanayi Bölgesine ait 1250 kVA transformatör çıkışları mevcuttur.



Şekil 5.3 TR28 Nolu Trafo Binası Tek Hat Şeması

5.3 Konya Organize Sanayi Bölgesinde Kullanılan Koruma Yapıları

Konya Organize Sanayi Bölgesinde bulunan şebeke yapısı manevra merkezleri arası ring şebeke olduğu ve sürekli kapalı olarak çalıştırıldığı için çift yönlü besleme söz konusudur. Dolayısıyla manevra merkezleri arası koruma hattın iki ucunda bulunan akım trafolarından aldığı bilgiyi karşılaştırarak sadece iki röle arasında kalan alanı koruyan ANSI 87L ile sağlanmaktadır. Eğer ANSI 87L devre dışı kalır ise akımın büyüklüğünün yanında akımın yönünü de algılayarak arızanın bara mı yoksa hat yönünde mi olduğunu algılayabilen ANSI 67/67N koruması ile sağlanmaktadır. Böylece her hangi iki manevra merkezi arasında arıza oluşması durumunda sadece o iki manevra merkezi arasının enerjisiz kalması sağlanacaktır. Ayrıca koruma yapılır iken rölelerin birbirleri ile ve SCADA sistemi ile haberleşmesini sağlayan rölelerin birbirlerine blokaj ya da trip sinyalleri

göndermesine imkan sağlayan GOOSE ayarları da bulunmaktadır. Konya Organize Sanayi Bölgesi ring sistemlerinde ANSI 21 korumasının neden kullanılmadığı ileriki bölümlerde açıklanacaktır.

Alt ringleri oluşturan kök binalarında giriş çıkış hücreleri sekonder korumasız hücrelerden oluştuğu için manevra merkezlerinde bulunan çıkış hücrelerin yapılan ANSI 50/50N, ANSI 51 ayarları ile alt ring hattı korunmaktadır. Ayrıca müşterilerden kaynaklı bir arızanın manevra merkezindeki çalışmakta olan röleyi çalıştırarak hattın açmasını önlemek için her müşteri çıkış hücresinde ANSI 50/50N ve ANSI 51 ayarları ile korunmaktadır.

Alt ringleri oluşturan trafo binalarında ise giriş çıkış hücreleri sekonder korumasız hücrelerden oluştuğu için manevra merkezlerinde bulunan çıkış hücrelerin yapılan ANSI 50/50N, ANSI 51 ayarları ile alt ring hattı korunmaktadır. Ayrıca müşterilerden kaynaklı bir arızanın manevra merkezindeki çalışmakta olan röleyi çalıştırarak hattın açmasını önlemek için her orta gerilim müşteri çıkış hücresinde ANSI 50/50N ve ANSI 51 ayarları ile korunmaktadır. Ayrıca alçak gerilim müşteriler için OSB işletmesinde olan 1250 kVA transformatörlerin korumasında ise ANSI 50/50N, ANSI 51, ANSI 49 korumaları ile yapılmaktadır.

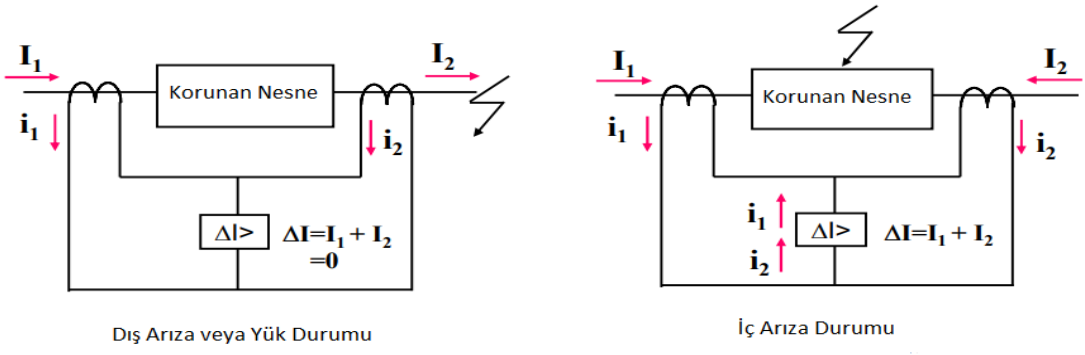
Konya Organize Sanayi Bölgesi içerisinde manevra merkezleri arasında ANSI 87 ve/veya ANSI 67/67N koruması özelliği bulunan rölelerin karşılıklı olarak birebir haberleşmesini sağlamak, manevra merkezlerinde bulunan tüm rölelerin SCADA merkezi ile haberleşmesini sağlamak için fiber optik altyapı bulunmaktadır.

Konya Organize Sanayide kullanılan ANSI kodlarında selektivite ayarları yapılır iken bölge içerisinde oluşacak olan arızanın TEİAŞ'a yansımasını engellemek için TEİAŞ indirici merkezde röle ayarları bir saniyeden başladığı için selektivite ayarları dağıtım merkezinden 750 ms'den başlayarak yapılmıştır.

Tezin konusu dikkate alınarak ileriki bölümlerde ring dağıtım sisteminde kullanılan manevra merkezleri arasında kullanılan ANSI 87L ve ANSI 67/67N koruma ayarları detaylı olarak anlatılacaktır.

5.4 Diferansiyel Koruma (ANSI 87)

Diferansiyel koruma bir düğüm noktasına giren veya çıkan akımların vektörel toplamının herhangi bir zamanda 0'a eşit olması gerektiğini belirten Kirchhoff yasalarına dayanmaktadır. Bu bağlamda kullanılan kural korunan bölgeye akan akımların pozitif olduğunu korunan bölgeden çıkan akımların ise negatif olduğunu belirtir. Kirchhoff yasalarına dayanılarak diferansiyel koruma perspektifi oluşturulmuştur. Normal çalışma şartları altında diferansiyel olarak korunan elektriksel donanımın her iki tarafından da her zaman aynı akım geçecektir. Herhangi bir iç arıza durumunda ise elektriksel donanımın iki tarafındaki akım değerleri eşit olmayacaktır. Dolayısıyla akım trafolarından alınan bilgilere göre korunan elektriksel donanımın ucundaki röleler eğer arıza korunan bölge içerisinde olursa kesiciye açma kumandası verirken korunan alanın dışındaki bir bölgede arıza olursa açma kumandası vermeyecektir. Şekil 5.4'de akım diferansiyel korumanın basit çalışma prensibi gösterilmiştir[50].



Şekil 5.4 Akım Diferansiyel Koruma Basit Mantığı[50]

Diferansiyel koruma %100 seçicidir ve bu nedenle sadece korunan bölge içindeki arızalara cevap verir. Korunan bölge karşılıklı iki akım trafosu arasında kalan bölgedir. Diferansiyel koruma %100 seçici olduğu için ve belirlenen bölgeyi koruduğu için diğer koruma sistemleriyle zaman derecelendirmesine gerek yoktur. Bu durumda ek gecikme olmadan açmaya izin verir. Elektik dağıtım sistemlerinin bütünü düşünüldüğünde diferansiyel koruma tüm önemli dağıtım sistemlerinde hızlı ana koruma olarak uygulanır[50].

Diferansiyel koruma farklı yerlerde kullanılabilir. Yüksek hassasiyet ve hızlı çalışmada oluşabilecek hasarların en aza indirgenmesi için jeneratörler, motorlar ve transformatörlerde kullanılabilirken dağıtım sistemlerinde bulunan yer altı ya da havai hatların korunmasında da diferansiyel koruma kullanılabilir. Özellikle mesafe korumanın kolayca uygulanamadığı kısa mesafelerde kullanılır. Dağıtım hatlarında diferansiyel koruma karşılıklı çıkış hücrelerinde bulunan rölelerin akım trafolarından aldığı bilgilerin büyüklük ve faza göre karşılaştırılmasına dayanan bir yöntemdir[50].

Diferansiyel koruma yapılırken iki röle arasında bilgilerin taşındığı farklı özellikte haberleşme tipleri bulunmaktadır. Haberleşmenin fiber optik kabloların röleden röleye bağlanması yoluyla fiber optik haberleşme dikkate alındığında seri veri aktarımı ile sayısal koruma gürültüden etkilenmez ve 100 km'den daha uzun mesafelerde uygulanabilir[50].

Koruma cihazı ile veri aktarım sistemi arasındaki bilgi alışverişi için ara yüzler, protokoller, prosedürler tam olarak eşleşmeli ve standartlara uygun olmalıdır. Veri aktarırken çoklama kullanarak diğer servislerle birlikte özellikle iletişim yolu değişimi durumunda veri kanalının zaman cevabı da dikkate alınmalıdır. Ayrıca, iletişim sisteminin kullanılabilirliği genel olarak kontrol edilmelidir. Diferansiyel korumada ölçüm faz başına olduğu, faz seçici açmaya izin verdiği için dijital haberleşmeli diferansiyel koruma dağıtım sistemi için koruma kalitesini arttırır. Bu aynı zamanda örneğin mesafe koruması tarafından seçici olarak temizlenemeyen çift devre hatlarındaki çoklu arızalar gibi zor hata arıza grupları için de geçerlidir[50].

Basit akım karşılaştırması nedeniyle diferansiyel koruma ilkesi oldukça yalındır. Harici arıza durumunda kararlılık ancak akım trafolarının uygun değerlerde seçilmesi ile mümkündür. Akım transformatörlerinde kabul edilebilir maliyetin sağlanması için diferansiyel korumanın makul derecede akım trafosu doygunluğunu tolere etmesi gerekir. Diferansiyel koruma prensibinin akım karşılaştırma ilkesine dayalı olduğu dikkate alındığında yanlış diferansiyel açmalara imkan vermemek için akım transformatörü doyma derecesini belirlemek ve yeterli stabilizasyon sağlamak bu ölçüm prensibinin önemli görevleri

arasındadır. Ayrıca Akım trafosunun doyuma girmesine karşı yüksek bir stabilite derecesi ile birlikte bir dalga devrinin altında son derece hızlı çalışma süreleri bir süredir bu konuda son teknoloji olmuştur[50].

Bunun dışında yüksek empedans diferansiyel koruma da mevcuttur. Bu durumda, diferansiyeldeki ölçüm rölesi, doymuş bir akım trafosunun sekonder empedansına kıyasla yüksek empedansa sahiptir. Böylece, akım trafosunun doyuma girmesine neden olan hatalı arıza akımlarında otomatik olarak stabilite sağlanır. Bu durumda doymamış AT'nin akımı, ölçüm rölesi üzerinden değil, düşük empedanslı şönt görevi gören doymuş AT üzerinden akacaktır[50].

Bu teknik, çoğunlukla jeneratörler, motorlar ve baralar gibi galvanik olarak bağlı devreleri ve trafolarda sınırlı toprak arıza korumasını korumak için Avrupa kıtasının dışında sıkça kullanılmaktadır[50].

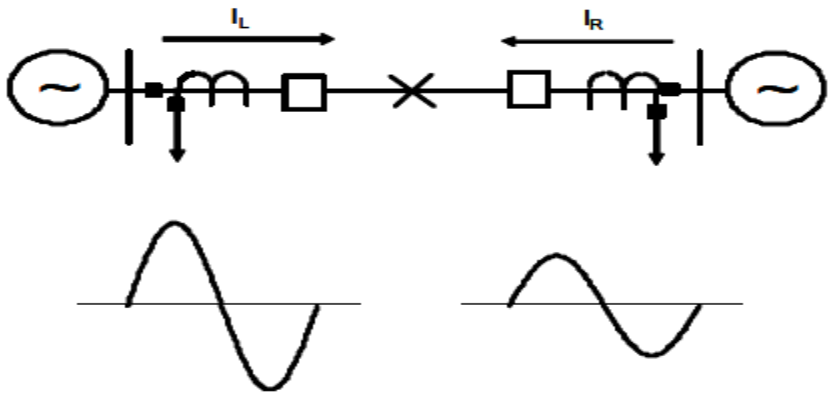
5.4.1 Akım Diferansiyel Hat Koruma (ANSI 87L)

Akım diferansiyel rölesi trafolara, baralara veya jeneratörlere uygulanan diferansiyel korumanın faydalarının iletim ve dağıtım hatlarının korunmasına uygulanmasıdır. Aynı zamanda diferansiyel koruma yük ve güç dalgalanmaları ve dış arızalar gibi dış etkilerden etkilenmez[51].

Diferansiyel akım farklı yöntemlerle ölçülebilir:

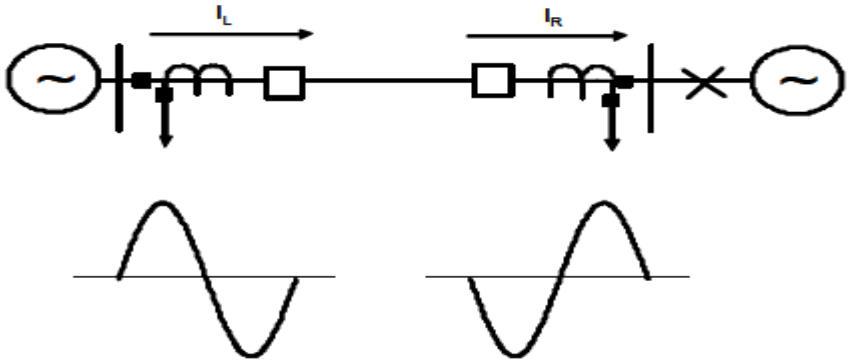
- Büyüklük karşılaştırması
- Faz karşılaştırması
- Fazör karşılaştırması (büyüklük ve açı)
- Şarj karşılaştırması
- Yukarıdakilerin kombinasyonları

Kullanılan yöntemden bağımsız olarak, tüm hat diferansiyel röleleri hattın iki ucundaki akımı karşılaştırarak aradaki fark eşik değeri aştığında çalışır. Dahili bir arıza için akım Şekil 5.5'de gösterildiği gibi akım trafolarının kutupları ile her iki hat rölesinden de hattın içine doğru akacaktır. Lokal akım I_L uzaktaki akım I_R ile pratik olarak aynı fazda olacaktır. İki akım arasındaki küçük bir faz farkına ise yerel ve uzak uçtaki farklı kaynak açıları neden olur[51].



Şekil 5.5 Dahili Arıza[51]

Harici bir arıza için akım, bir terminalde hatta Şekil 5.6'da gösterildiği gibi diğerinden dışarı akacaktır. Lokal akım I_L uzak akım I_R ile 180 derece faz farkında olacak ve eşit büyüklükte olacaktır[51].



Şekil 5.6 Dış Arıza[51]

Bir hatanın hatta veya korumalı hat bölümünün dışında olup olmadığını belirlemek için, sadece diferansiyel akımı incelemek mümkün olacaktır.

Dahili bir arıza için:

$$\left|\overline{I_L} + \overline{I_R}\right| \neq 0 \qquad (5.1)$$

Harici bir arıza için:

$$\left|\overline{I_L} + \overline{I_R}\right| = 0 \qquad (5.2)$$

Bu basit karşılaştırma diferansiyel röleleri hat koruması için çok kullanılabilir kılar çünkü harici arızalar için yüksek güvenlik ile birlikte dahili arızalar için yüksek derecede hassasiyet sağlar[51].

Dolayısıyla dağıtım hatlarının hat akımı diferansiyel (ANSI 87L) koruması hızı, hassasiyeti, güvenliği ve seçiciliği nedeniyle tercih edilir. Hat diferansiyel koruma performansı güvenilir haberleşmeye bağlıdır çünkü tüm terminallerden ölçülen akımların iletilmesi ve zamana göre ayarlanması gerekir[52].

Hat akımı diferansiyel (ANSI 87L) koruması uzun, kısa hatlara ve çeşitli gerilim seviyelerine uygulanır. Röleler hattın her bir terminalinde bağımsız olarak bulunduğundan ANSI 87L koruması akım trafolarından okunan akımları alıp karşılaştırmak için güvenilir haberleşmeye bağlıdır. Modern 87L programları, yerel ve uzaktan arıza tespiti, bekçi sayacı, gelişmiş zaman ayarlaması ve geri dönüş yöntemleri, hat şarj akımı telafisi ve harici arıza tespiti gibi güvenlik geliştirmeleri yaparak gerçek güç sistemi koşullarını daha fazla hesaba katar[52].

5.4.2 Akım Diferansiyel Hat Koruma Çalışma Kriterleri

Hattın her iki ucunda bulunan farklı akım trafosu karakterlerinden kaynaklı ölçüm hatası, haberleşme kanalı gecikmeleri, dijital rölelerdeki sınırlı örnekleme frekansı gibi etkenler rölelerde arıza olmadığı durumlarda hatalı ölçüme sebep olsa da ideal ölçüm koşulu altında diferansiyel akım bir iç ve iç hata arasında ayrım yapmak için yeterli bilgi taşır. Bu nedenle diferansiyel akımın bir çalışma eşiği ile sağlanması gerekir. Korumayı düşük arıza akımları için gereksiz yere duyarsız hale getirmemek için, çoğu röle yüzde fark karakteristiğinin kullanılmasıyla akıma bağlı bir eşiğe sahiptir[51].

Çoğu diferansiyel rölede sapma (açma noktası) sabit bir değer değildir ancak akım arttıkça artan bir eğrili başlangıç noktasından hesaplanır. Açma noktasındaki bu otomatik artış röle sistemindeki akım seviyesi ile orantılı olan hatalara izin verir. Bu etkiler arasında akım trafosu ölçüm hataları ve analog devre hataları bulunur[51].

Dijital akım diferansiyel röleleri genel olarak akım fark ölçümünü faz başına gerçekleştirir ve yüksek dirençli toprak arızaları için daha yüksek hassasiyetli bir toprak diferansiyel elemanı içerebilir.

Gerçek ölçüm algoritması farklı marka röleleri arasında değişmekle birlikte birçoğu bir işletme miktarı ve bir kısıtlama (sapma) miktarı oluşturur ve bunları ayarlanan eşiklerle karşılaştırır.

Çalışma akımı tipik olarak lokal ve uzak akımın toplamıdır:

$$|\overline{I_L} + \overline{I_R}| = I_{dif} \tag{5.3}$$

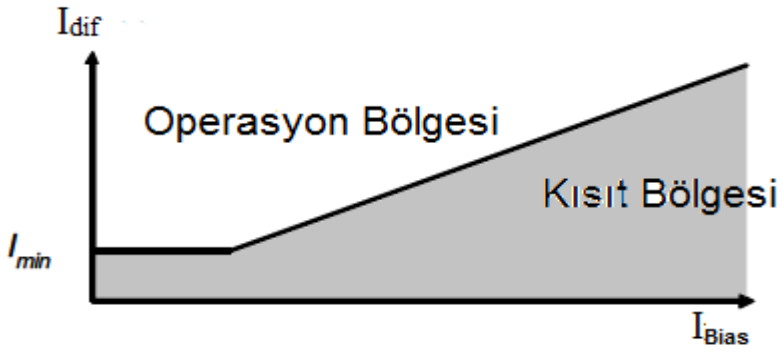
Sınırlama miktarı tipik olarak fonksiyonun genellikle sabit olduğu toplam akımın bir fonksiyonudur k:

$$\mathrm{k}(|I_L| + |I_R|) = I_{bias} \tag{5.4}$$

Çoğu rölede ayrıca minimum çalışma akımı vardır, böylece çalışma kriteri şöyledir:

$$(I_{dif} > I_{min} + I_{bias} \tag{5.5}$$

Tipik bir yüzde kısıtlama özelliği Şekil 5.7'de gösterilmiştir. Minimum çalışma akımı (I_{min}) ayarlanabilir bir eşiktir. Eğim (k) sabit veya ayarlanabilir olabilir. Günümüzde kullanılan rölelerin ise iki hata ayarı bulunmaktadır[51].

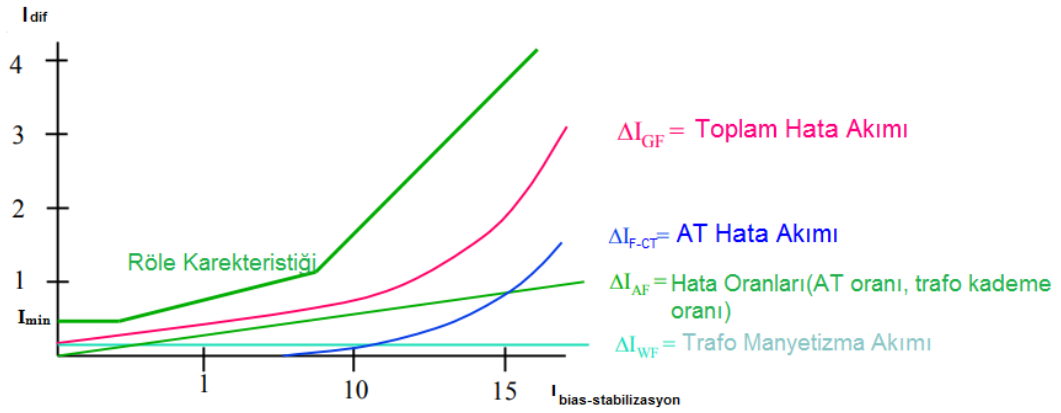


Şekil 5.7 Yüzde Kısıtlama Eğrisi[51]

5.4.3 Eğilim-Sapma Değerleri Dikkate Alınmış Diferansiyel Koruma

Piyasada kullanılan röleler için pratikte akım trafolarının dönüşüm hatalarından kaynaklanan yanlış bir diferansiyel akım dikkate alınır. Akım trafolarının doğrusal

aralığında bu hata geçiş akımı ile orantılıdır. Büyük arıza akımlarında AT doygunluğu bu yanlış diferansiyel akımın hızlı bir şekilde artmasına neden olabilir. Ek olarak transformatör kademe değiştiricileri dönüşüm oranının değiştirilmesi nedeniyle yanlış bir akıma neden olacaktır. Şekil 5.8'de yük veya harici hatalar sırasında geçen akımla ilgili olarak rölede oluşması gereken grafik karakteristiğini etkileyen faktörler gösterilmiştir[50].



Şekil 5.8 Yük ve Dış Arıza Durumlarında Diferansiyel Hata Akımlarının Röleye Uyarlanması İle Oluşan Grafik[50]

Normal yük ve dış arıza durumunda ölçülen akım arttığında toplama I_{min} eşiğinin arttırılması gerektiği açıktır. Bu durum yük ve küçük hata oranları sırasında yüksek hassasiyet sağlarken aynı zamanda AT doygunluğu beklendiğinde büyük akımlarla hatalı çalışmaya karşı gelişmiş stabilite sağlar[50].

Eğilim-Sapma (stabilizasyon) yük ve dış arıza durumunda ölçülen akım arttığı durumunda "AT akımlarının toplamına" karşılık gelen I_{Bias} =$I_{stabilizasyon}$ sinyalini sağlayacaktır. Bu bağlamda akımlar için seçilen işaret kuralına uyulmalıdır. Korunan nesneye doğru akan akımlar pozitif olarak tanımlanır. Çalışma akım trafolarının fark akımlarından etkilenir[50].

Bu tip röleler korunan bölüm boyunca akan akıma olan kesirli ilişkisinde diferansiyel akıma tepki vermek için tasarlanmıştır. Bu tip rölede rölenin çalışma bobinine ek olarak sabitleyici bobinler vardır. Tutucu bobinler işletme torkunun karşısında tork üretir. Normal ve arıza koşulları altında sınırlama torku işletme

torkundan daha büyüktür. Böylece röle devre dışı kalır. Dahili arıza meydana geldiğinde, çalışma kuvveti tutucu kuvvetini aşar ve bu nedenle röle çalıştırılır. Bu bias-stabilizasyon kuvveti emniyet bobinleri üzerindeki sarım sayısını değiştirerek ayarlanabilir[53].

Şekil 5.9'da gösterildiği gibi, eğer I_1, AT_1'in sekonder akımı ve I_2, AT_2'nin sekonder akımı ise işletme bobinden geçen akım:

$$I_d = I_1 - I_2 \tag{5.6}$$

Sınırlama bobinden geçen akım:

$$I_{bias\text{-}stabilizasyon} = (I_1 + I_2) / 2 \tag{5.7}$$

Normal ve dış arıza durumunda, akım $(I_1 + I_2) / 2$ nedeniyle bobinlerin sınırlandırılmasıyla üretilen tork akım $I_1 - I_2$ nedeniyle çalıştırma bobininin ürettiği torktan daha büyüktür, ancak dahili hatalı durumda bunlar ters olur. Bias-Stabilizasyon ayarı $(I_1 - I_2)$ ile $(I_1 + I_2) / 2$ arasındaki oran olarak tanımlanır[53]

Yukarıdaki açıklamadan anlaşılacağı gibi, emniyet bobinleri boyunca akan akım arttıkça, çalıştırma bobininin çalışması için gereken akımın değeri de artar. Röleye yüzde röle adı verilir, çünkü açma için gereken çalışma akımı, akımın yüzdesi olarak ifade edilebilir[53]. Röle ayarlamaları yapılırken aşağıdaki durumlara dikkat edilir.

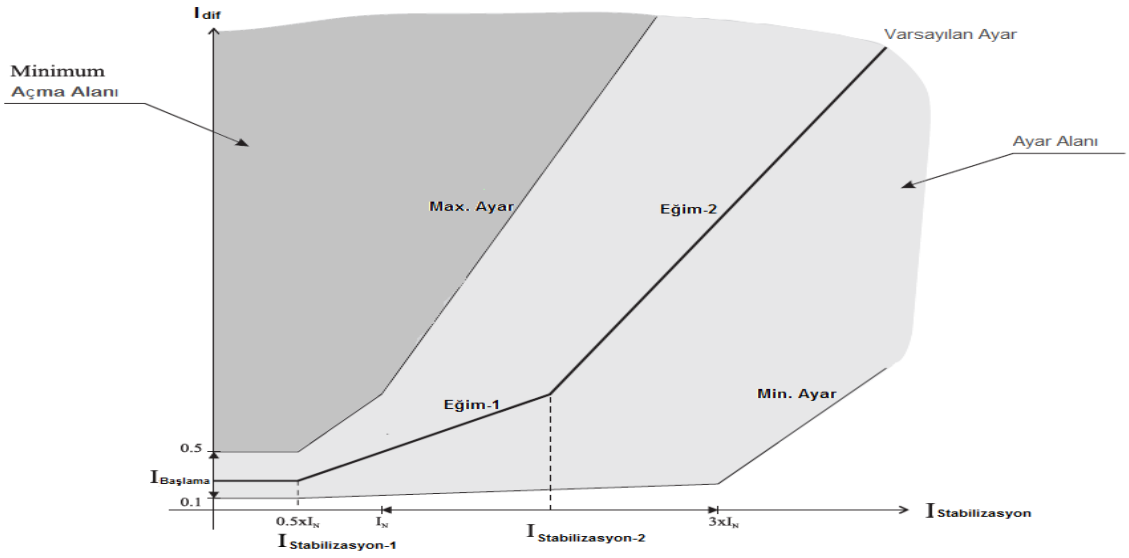
- $I_{başlama}$ ayarı aşağıdakilere göre nominal akıma bağlıdır: Trafo maksimum kademe değişimi, kablo kapasitif akım, AT uyumsuzluğu, Yük mıknatıslama akımı.
- Eğim-1, taban noktası ile birlikte AT hataları nedeniyle mevcut orantılı yanlış akım için sayılır.
- Eğim-2, baz noktası ile birlikte AT doygunluğu için sayılır ayar yaklaşık % 40-50'dir
- Id >> kısıtlama olmadan çalışır ve transformatörün birincil tarafında yüksek AT doygunluğu ile yüksek iç arıza akımları için tasarlanmıştır. Maksimum değerden en az % 20 daha yüksek bir değere ayarlanmalıdır. Akan arıza akımı veya maks. ani akımlar, hangisi daha büyükse[53].

Şekil 5.9'da ayar ile alakalı dikkat edilmesi geren vasıflar yerine getirildiğinde oluşacak olan tablo gösterilmiştir.



Şekil 5.9 Bias-Stabilizasyon Ayarları Dikkate Alındığında Oluşan Grafik[53]

Konya Organize Sanayi Bölgesinde kullanılan diferansiyel koruma incelendiğinde faz ayrılmış koruma akım (vektör) diferansiyeline dayanır. İşlemi belirlemek için hem faz hem de büyüklük farkının kombinasyonu kullanılır. Diferansiyel eleman anlık akım dalga formunun örneklenmiş bir versiyonunu yerel girişi olarak alır ve uzak uçtan karşılık gelen bir akımla karşılaştırır. Sinyal, karşılaştırma için büyüklük ve açı bilgilerine dönüştürülür. Eşik özellikleri Şekil 5.10'da gösterildiği gibi AT doyması için eğimi olarak ayarlanır[54].



Şekil 5.10 Diferansiyel Röle Ayar Grafiği[54]

Konu ile alakalı arızalı ya da arızasız durum için örnek vermek gerekirse

- **Normal Yük Akışı Durumu İçin:**

Röle -1: Ölçülen faz akımı I_{L1} = 1000A / 0 °

Röle -2: Ölçülen faz akımı I_{L2} = 300A / -180 °

Röle -1'in AT ölçeklendirmesi 1000A / 5A ve nominal akım 1000A'dır.

Röle -2'nin AT ölçeklendirmesi 1000A / 1A ve nominal akım 300A'dır.

Röle -2 birincil akım ölçüm bilgisini röle-1'e gönderir.

Röle -1 alınan akımın açısını 180 derece değiştirir (röle-2 faz akımı I_{L1}=300A/-180° ⇒ 300A / 0 °).

Bias hesaplamasında ölçülen akım büyüklüğü her iki ucun nominal primer akımına bölünür (şimdiki gibi farklı olabilir).

Röle -1: $I_{\text{Primer Ölçüm}}$ / I_{Nominal} = 1000A / 1000A = 1

Röle -2: $I_{\text{Primer Ölçüm}}$ / I_{Nominal} = 300A / 300A = 1

$I_{\text{bias-stabilizasyon}} = \frac{|1|+|1|}{2} x\text{IN} = 1 \text{ x } I_N$

$I_d = |1\angle 0° - 1\angle 0°| \text{ x } I_N = 0 \text{ x } I_N$

- **Arıza Durumu İçin:**

Röle -1: Ölçülen faz akımı I_{L1} = 2400A / -30 °

Röle -2: Ölçülen faz akımı I_{L2} = 2100A / -45 °

Röle -1'in AT ölçeklendirmesi 1000A / 5A ve nominal akım 1000A'dır.

Röle -2'nin AT ölçeklendirmesi 1000A / 1A ve nominal akım 300A'dır.

Röle - 2 birincil akım ölçüm bilgisini röle - 1'e gönderir.

Röle - 1 alınan akımın açısını 180 derece değiştirir. (röle -2 faz akımı I_{L1} = 2100A / -45 ° ⇒ 2100A / 135 °).

Bias hesaplamasında ölçülen akım büyüklüğü her iki ucun nominal primer akımına bölünür (şimdiki gibi farklı olabilir).

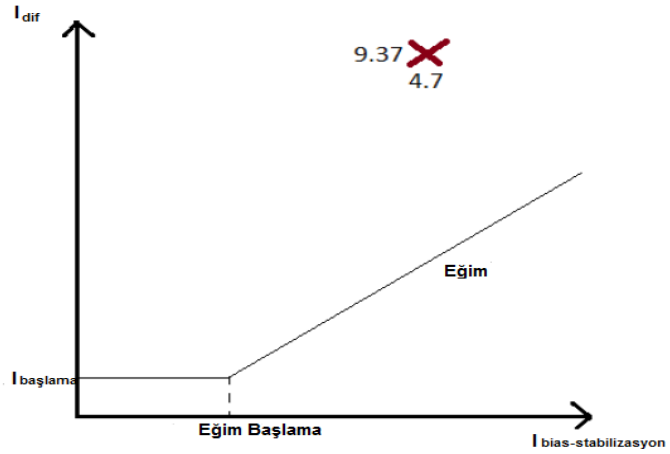
Röle - 1: $I_{\text{Primer Ölçüm}}$ / I_{Nominal} = 2400A / 1000A = 2.4

Röle2: I Primer Ölçüm / $I_{Nominal}$ = 2100A / 300A = 7

$I_{bias\text{-}stabilizasyon} = \frac{|2,4|+|7|}{2}$ = 4,7 x I_N

$I_d = |2,4\angle -35° - 7\angle 135°|$ =9,37 x I_N

Arıza durumunda oluşan grafik Şekil 5.11'de gösterilmiştir.



Şekil 5.11 Arıza Durumunda Oluşan Grafik[54]

5.4.4 Diferansiyel Korumada Hatlar İçin Kapasitif Şarj Akımı Etkisi

Uzun dağıtım hatlarında diferansiyel ayarlama yapılırken hatlarda oluşabilecek olan şarj akımına dikkat edilerek ayarlama yapmak yanlış açmalara sebep oluşturmaması açısından önemlidir. Orta gerilim havai hatlarda ya da orta gerilim yer altı kablo hatlarında kapasitif etki oluşması kaçınılmaz olup hattın korunduğu iki uç arasında akım değeri farklılığına neden olur. Orta gerilim havai hatlarda ya da orta gerilim yer altı kablo hatlarında kablonun şarj akımı devrenin uzunluğuna göre artacaktır. Kapasitif şarj akımı, besleyici yük akımına neden olur ve bu nedenle korumalı besleyicide farklılığa (faz ve büyüklük) neden olmaktadır. Akımlardaki sabit durum farklılığı, kullanılabilecek minimum diferansiyel ayar üzerinde etkili olacaktır. Bu durum göz önüne alınarak şarj akımı hesaplanırken aşağıdaki formül kullanılır. Bu hesaplama uzun hatlarda daha çok dikkate alınır[54]. Konya Organize Sanayi Bölgesi işletme hatlarının mesafeleri kısa mesafeler olduğu için bu ayarın çok da dikkate alınmaması gerekliliği aşikârdır.

$$I_ş = l.2.\pi.f.C.V.10^{-3} \quad (5.8)$$

l = Kablo Uzunluğu (km)

$I_ş$ = Şarj Akımı (amper)

f = Frekans

C = km başına Kablo Kapasitansı (µF / km)

V = Faz-Nötr Gerilimi (kV)

Hesaplama örneği:

Konya OSB'de bulunan 2,5 km 31,5 kV gerilim ile çalışan 240 mm² kesitli XLPE kablo için hesap yapılırsa aşağıdaki değer ortaya çıkacaktır.

$I_ş = l.2.\pi.f.C.V.10^{-3}$

$I_ş$ = 2,5 km . 2. π . 50. 0,2 µF / km . $31,5/\sqrt{3}$. 10^{-3}

$I_ş$ = 2,86 A

Kablo hattına enerji verildiğinde ilk anda bir geçici olacak şarj akımı oluşacaktır. Bu geçici şarj akımının frekansı temel bileşenin üzerindedir ve diferansiyel hesaplamayı etkilemez[54].

5.4.5 Diferansiyel Korumada Soğuk Yük Alma

Üç faz akımının tamamı verilen bir boşta akım değerinden düşük olduğunda ve daha sonra akımlardan en az biri 80 ms içinde belirli ayarlanan başlama seviyesini aştığında meydana gelen yük, soğuk yük olarak kabul edilir. Bu durumda soğuk yük algılama sinyali belirli bir süre için aktif hale gelir. Bu sinyal çıkış matrisi ve engelleme matrisi için kullanılabilir. Çıkış matrisi ayar grubu kontrolünün sanal çıkışlarını kullanmak mümkündür. Bir devre kesiciyi kapattıktan hemen sonra eş zamanlı termostat kontrollü yüklerin üstesinden gelmek için belirli bir süre boyunca belirli bir miktarda aşırı yüklenmeye izin verilebilir. Soğuk yük alma fonksiyonu bunu örneğin aşırı akım kademeleri için daha kaba bir ayar grubu seçerek yapar. Soğuk yük algılama sinyalini belirli bir süre boyunca herhangi bir koruma kademesi setini bloke etmek için kullanmak da mümkündür[54].

5.4.6 Diferansiyel Korumada Mıknatıslanma (İnrush)

Korunan alan bir güç transformatörü ya da güç transformatörleri kümesi içeriyorsa güç transformatörü ya da güç transformatörleri kümesini ilk enerjilendirilerek ani inrush akımı çekebilmektedir. Mıknatıslanma ani hareket algılaması soğuk yük algılamaya oldukça benzer ancak akımların ikinci harmonik bileşen içeriği için de bir koşul içerir. Tüm faz akımları belirli bir rölanti değerinden düşük olduğunda, bunlardan en az biri 80 ms içinde verilen bir akım seviyesini aştığında ve 2. harmonik akımının temel bileşen akımına oranı I_{f2} / I_{f1} ise, en az bir fazın ayar değeri verildiğinde, ani algılama sinyali etkinleştirilir. Bu sinyal çıkış matrisi ve engelleme matrisi için kullanılabilir. Çıkış matrisi ayar grubu kontrolünün sanal çıkışlarını kullanmak mümkündür. 2. harmonik başlatma parametresini If_2 / If_1 için sıfıra ayarlayarak giriş sinyali soğuk yük alma sinyaliyle aynı şekilde davranır[54].

Transformatörlerin ani akımı genellikle hassas aşırı akım aşamalarının toplanma ayarını aşar ve çok fazla harmonik içerir. Bir devre kesiciyi kapattıktan hemen sonra hassas aşırı akım kademelerinin yakalanması ve açılmasından kaçınılması inrush saptama sinyalli uygun aşırı akım kademesi için daha kaba bir ayar grubu seçilerek önlenebilir. Tespit sinyalini belirli bir süre boyunca herhangi bir koruma aşaması setini engellemek için kullanmak da mümkündür[54].

5.4.7 Diferansiyel Koruma Röle Haberleşmesi

Diferansiyel röleler karşılıklı birbirleri ile haberleşerek hatta giren akım ile hattan çıkan akımı sürekli karşılaştırdığı ve akım durumuna göre kesicilere açtırma işlemi yaptırdığı ya da yaptırmadığı için röleler arası haberleşme çok önemlidir. Röleler arasına en fazla 16 ikili (binary) sinyal gönderilebilir. Bu sinyaller akım bilgisi, arızaya yakın konumdaki rölenin uzak konumdaki röleye açtırma sinyali göndermesi, yada blokaj sinyali gibi sinyaller olabilir. Sinyaller her 10 ms'de bir güncellenir[54],[55].

Hat diferansiyel korumasının çalışma gecikmesi yoktur. Faz akımları arasındaki fark ayarlanan eşikten büyük olduğunda cihaz açılacaktır. Arıza durumundaki tipik

açma süresi 35 ms'dir. İletişim kanalı arızası durumunda ise hat diferansiyel koruması etkin değildir[54].

Diferansiyel rölelerin haberleşmesi için aşağıda listelenen haberleşme şekilleri kullanılabilir. Kullanılacak olan haberleşme tipleri maliyet ve saha uygunluğuna göre belirlenir.

- 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

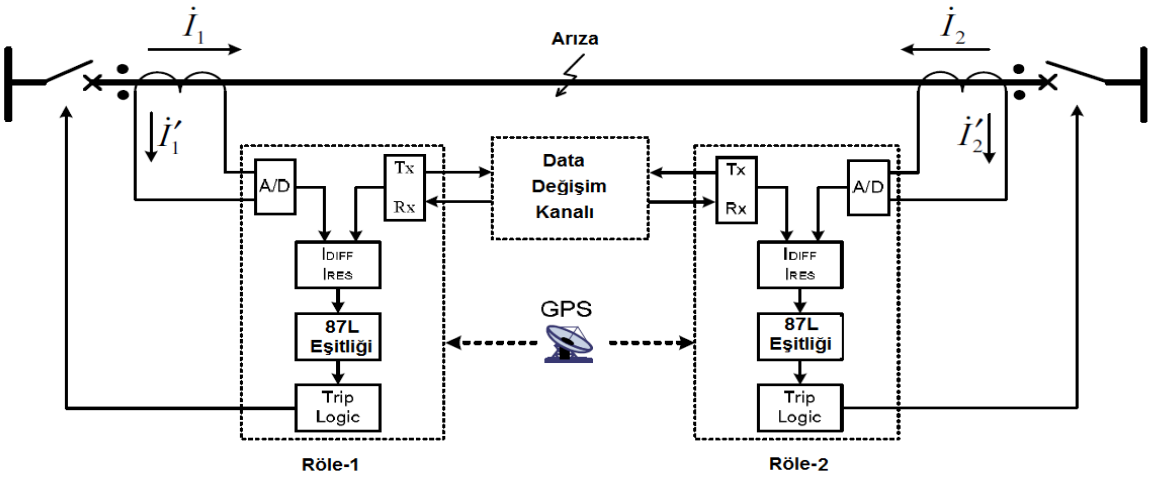
Kablolarda ve havai hatlarda diferansiyel koruması için ölçülen değerler büyük mesafeler boyunca karşı hat ucuna iletilmelidir. Geleneksel teknolojide bu düşük güçlü analog sinyallerle (50 Hz veya ses frekansı) yapılırken en son teknolojide dijital iletişim sinyalleri kullanılır (ikili kodlanmış bilgi)[50].

Sinyal iletim sistemi, her hat terminalinde ve iletişim yolunda iletişim cihazlarından (bu fonksiyon aynı zamanda korumaya da entegre edilebilir) oluşur. Geleneksel diferansiyel korumada mevcut tek iletişim aracı metalik pilot tellerdir. Fiber optik kablolar (FO) ve yönlendirici radyo frekans iletişimi son yıllarda giderek daha fazla kullanılmaktadır. Bu bağlamda dijital iletişim teknikleri kullanılmaktadır. Geleneksel koruma sistemleriyle uygulanan özel noktadan noktaya iletişim giderek artan bir şekilde dijital iletişim ağlarının iletim kanalları ile değiştirilmektedir[50].

FO bağlantılarından ayrı olarak, sinyal iletim yolları elektromanyetik etkiye maruz kalır. Bir yandan bu toprak arızası akımlarından kaynaklanan sistem frekansı bazlı etki, diğer yandan da anahtarlama işleminden veya yıldırım çarpmalarından kaynaklanan yüksek frekanslı geçici akımlardan ve gerilimlerden kaynaklanan etkidir. İletişim linkini seçerken ve yapılandırırken bu gürültü dikkate alınmalıdır. Gerektiğinde tarama ve izolasyon (bariyerler) uygulanmalıdır[50].

5.4.8 Hat Diferansiyel Korumanın Tipik Haberleşme Yapısı

Şekil 5.12'ye referansla geleneksel bir hat akımı diferansiyel mikro işlemci bazlı koruma bağımsız çalışan çoklu iletişim ve iletişim kanalından oluşur. Her röle, analog giriş akımlarını bir Analog digital dönüştürücü ile örnekler. Akım diferansiyel fonksiyonunu kolaylaştırmak için yerel akım verilerinin uzak terminalle veri değişim kanalı yoluyla iletilmesi gerekir. Yerel ve uzak trafo merkezinden tam bir veri kümesi toplayan her röle arıza yerini belirlemek için diferansiyel açma denklemini çalıştırır[56],[57].



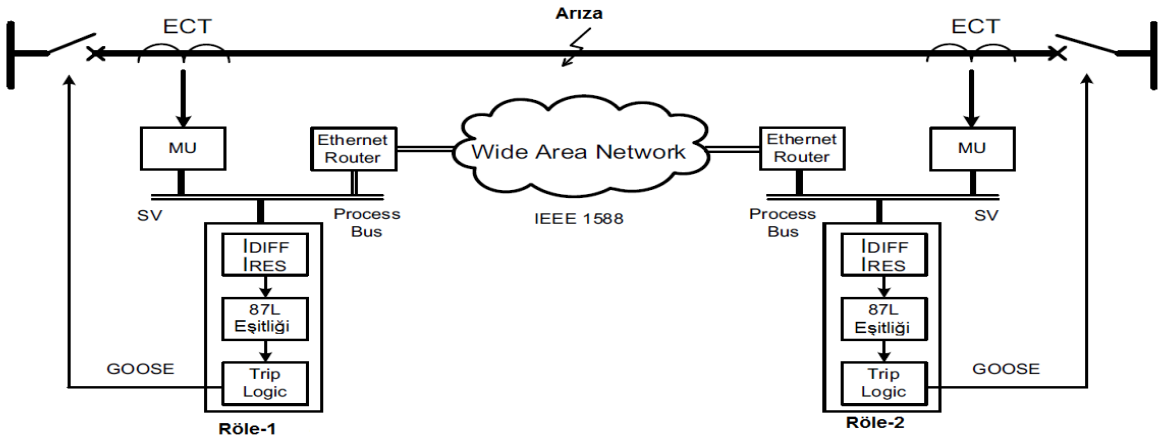
Şekil 5. 12 Hat Diferansiyel Korumanın Tipik Haberleşme Yapısı[16]

Veri senkronizasyonu bir hat akımı diferansiyel korumasının vazgeçilmez bir başka elemanıdır. Kanal simetrik ise Ping-Pong algoritması olarak bilinen kanal tabanlı senkronizasyon yöntemi iyi çalışır. Şimdiye kadar Global Konumlandırma Sistemi (GPS), harici bir zaman referansına dayanarak geniş alanlarda ortak zamanlama sağlamak için tek pratik yol olan kanal bazlı senkronizasyona iyi bir alternatiftir[16].

5.4.9 Hat Diferansiyel Korumanın Yeni Jenerasyon Haberleşme Yapısı

Gelişen bilgi teknolojisi ve iletişim teknolojisi dijital trafo merkezlerinde röle tasarımı ve uygulaması için farklı yenilikler getirmiştir. Dolayısıyla röleler arası haberleşmede farklı haberleşme tasarımları oluşmuştur. Bu tasarımlar aşağıdaki

şekilde tanımlanmaktadır[16]. Şekil 5.13'de yeni jenerasyon haberleşmeyi gösteren şema bulunmaktadır.



Şekil 5.13 Yeni Jenerasyon Haberleşme[16]

1) IEEE 1588 zaman senkronizasyonu algoritması

2) NCITs, MUs ve işlem veri yolu

3) Trafo merkezleri arasındaki veri alışverişi yöntemi

4) IEC 61850'yi takiben bilgi modellemesi

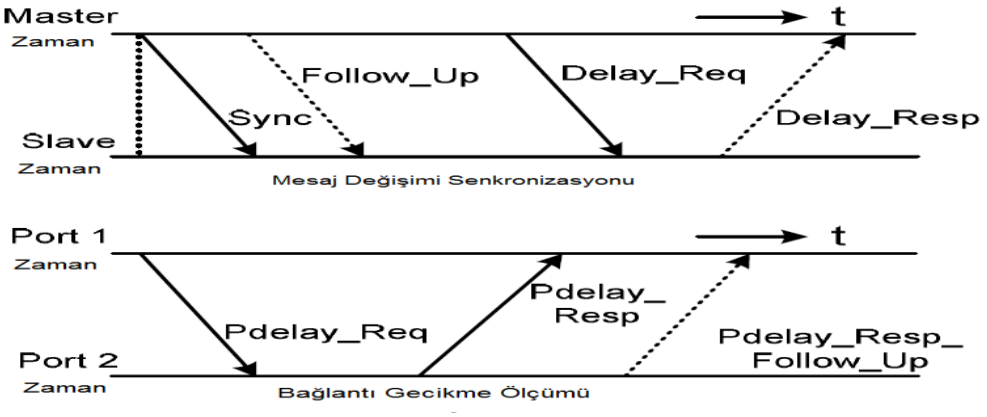
Konya Organize Sanayinde diferansiyel rölelerin zaman senkronizasyonu IEEE 1588 zaman senkronizasyonu algoritması ile sağlanmaktadır.

5.4.10 Hat Diferansiyel Koruma Zaman Senkronizasyonu Algoritması

Yeni zaman senkronizasyon standardı IEEE 1588 (ayrıca IEC 61588 olarak da adlandırılır) alt mikrosaniye zaman hassasiyetine izin verdiği ve saat sinyalini trafo merkezindeki tüm cihazlara dağıtmak için ortak Ethernet ağı kullandığı için trafo otomasyonunda bir adım öndedir. Son derece hassas zamanlama sinyallerini yaymak için 1PPS veya IRIG-B'nin ekstra kablolama gereksinimlerini ortadan kaldırır[16].

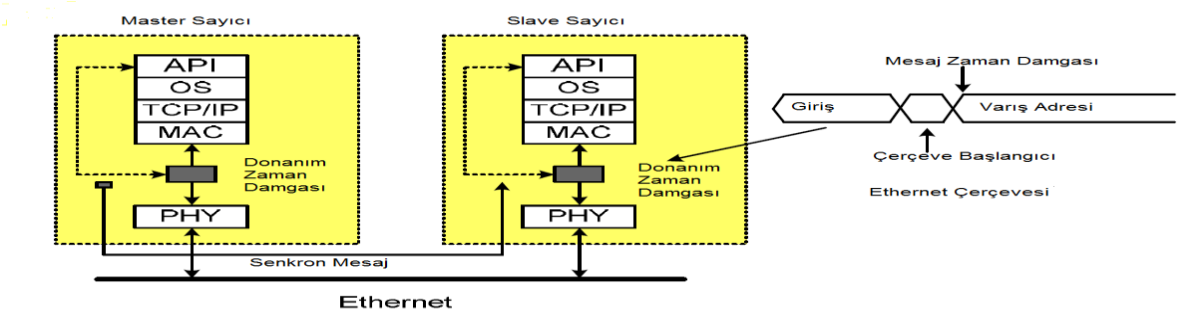
IEEE 1588'e dayanan zaman senkronizasyonu algoritması iki ana bölümden oluşur: senkronizasyon mesajı değişimi ve ağ bağlantısı gecikme ölçümü. İki işlem sırasıyla Şekil 5.14'de gösterilmektedir [58], [59]. Ayrıca, senkronizasyon

mesajlarını göndermeden önce ana saat en iyi ana saat algoritması ile belirlenir[16].



Şekil 5.14 IEEE 1588 Zaman Senkronizasyonunun Uygulama Mekanizması[16]

IEEE 1588, Basit Ağ Zaman Protokolü (SNTP) ile benzerlik gösterir çünkü Ethernet ağında bir UDP paketi üzerinden zaman senkronizasyonu sağlar. Bununla birlikte IEEE 1588 donanım destekli zaman damgasına olanak sağlayan SNTP'den önemli bir yönden ayrılmaktadır. Şekil 5.15'de gösterildiği gibi yüksek hassasiyetli zaman baskısını gerçekleştirmek için donanım zaman damgası modeli MAC ve PHY arasına eklenir. Gerçek zaman MAC tarafından üretilen ethernet çerçevesinin varış adresindeki ilk baytta damgalanır. Zaman damgası için donanımda tetikleme yeteneği yazılım ve protokol yığınıyla ortaya çıkan hatadan kurtulur[16].



Şekil 5.15 Zaman Damgası Oluşturma Modeli[16]

5.5 Yönlü Aşırı Akım Koruma (ANSI 67)

ANSI 67/67N koruması havai hatlarının, yer altı kablolarının ve dağıtım trafolarının koruması gibi çeşitli uygulamalardan oluşur. Genellikle güç

transformatörleri ve büyük üreticiler için yedek koruma olarak kullanılırken mesafe korumaları ve diferansiyel koruma için acil koruma olarak da kullanılır. Birkaç kaynaktan beslenen dağıtım sistemlerinde, kapalı ring sistemlerde, paralel kablolu sistemlerde, ağ yapılı sistemlerde, kapasitif akımların geri dönüşü için izole edilmiş nötr sistemlerde, anormal aktif veya reaktif güç akışı olabilen jeneratör bağlantılı sistemlerde selektiviteyi sağlayabilmek için aşırı akım korumaları yön algılama gereksinimine ihtiyaç duyar. Bu durumlarda hata durumunda enerji girişinin yönünü belirlemek için voltajların ölçülmesi gerekir[23].

Bir aşırı akım rölesine yönlülük kazandırmak için ona uygun bir referans veya polarizasyon sinyali vermek gerekir. Genel olarak kullanılan referans sistem gerilimdir çünkü arıza koşullarında gerilim açısı nispeten sabit kalır. Yön rölesinin faz hatası elemanları aşağıdaki Tablo 5.3'de listelendiği gibi faz-faz gerilimleri tarafından dahili olarak polarize edilir. Sistem arıza koşulları altında arıza akımı vektörü genel olarak nominal faz gerilimini sistemin X / R oranına bağlı bir açıyla geciktirir[60].

Tablo 5.3 Yönlü Koruma Faz Hatası Polarizesi [60]

Korumalı Faz	**Çalışma Akımı**	**Polarize Gerilimi**
A Fazı	I_a	V_{bc}
B fazı	I_b	V_{ca}
C Fazı	I_c	V_{ab}

Güç sisteminden gelen iki giriş miktarı (akım ve gerilim bilgisi) arasındaki etkileşimi içeren röleler doğru çalışması için gerekli olan kutupsal işarete sahip olmalıdır. Bu alanda hiçbir standart yoktur. Bu nedenle röle bağlantılarının kutupsallığı önemliyse röle üreticisinin hem kutupsallık işaretlerini belirtmesi hem de anlamlarını açıkça belgelemesi gerekir. Akım yönünü (veya güç) belirli bir konumda akan yönünü algılayan ve böylece hatanın yönünü gösteren röleler röle polaritesinin iyi bir pratik örneğini sağlar. Yön birimleri genellikle tek başına değil arıza sensörleri veya dedektörler gibi diğer ünitelerle kombinasyon halinde

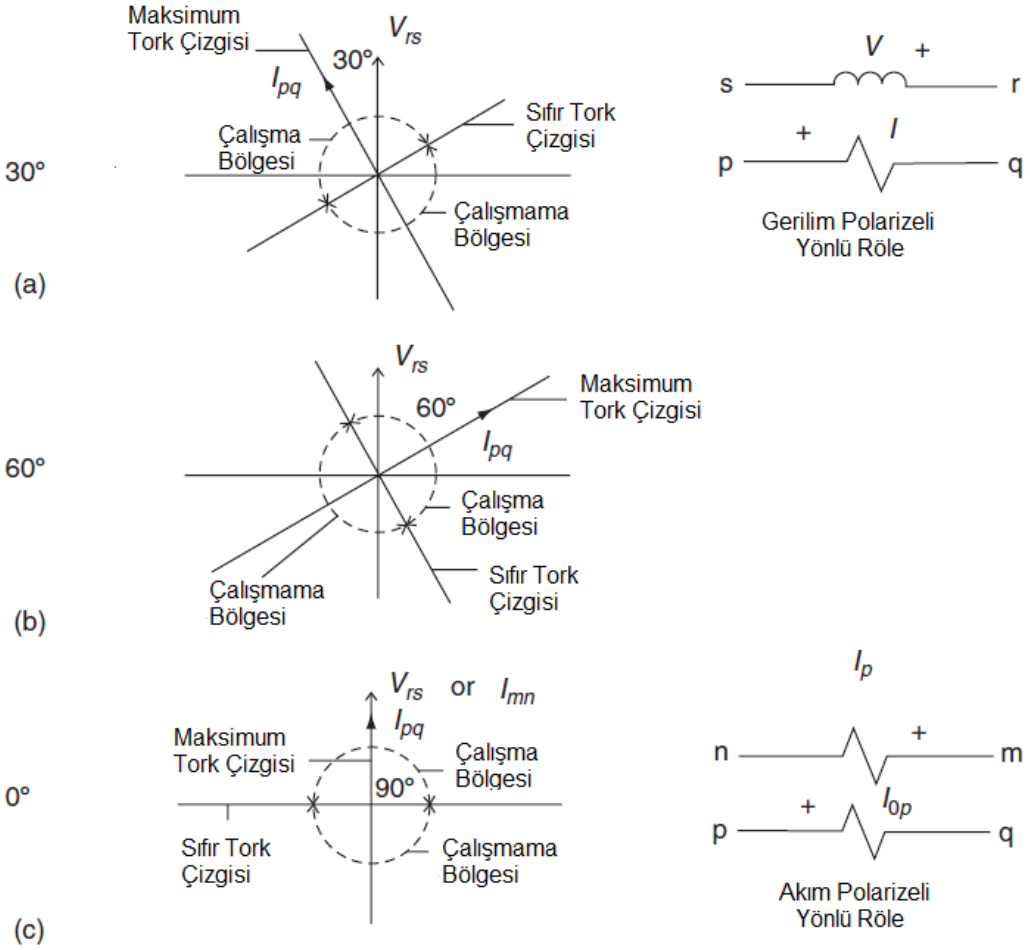
uygulanır. Yaygın olarak anlık veya ters zamanlı aşırı akım ünitesi veya her iki ünitesi olan arıza sensörlerinin çalışmasını kontrol etmek için yön algılama ünitesinin çıktısını kullanmaktır. Bu nedenle, akım akışı istenen çalışma yönünde ise (açma yönü) ve büyüklüğü arıza sensörünün minimum çalışma akımından (başlatma akımından) büyükse röle çalışabilir. Akım ters yönde ise (trip olmayan yada çalışma olmayan yön veya bölge) akımın büyüklüğü başlatma eşik akımından daha yüksek olsa bile hiçbir işlem gerçekleşemez[47].

Bir yön algılama birimi korumalı devredeki akımın karşılaştırılabileceği makul derecede sabit bir referans miktarı gerektirir. Faz tipi arızalarda çalışmayı amaçlayan röleler için sistem geriliminden biri referans olarak kullanılabilir olmasının sebebi çoğu sistem voltajı bir hata sırasında faz konumlarını önemli ölçüde değiştirmez. Buna karşılık hat akımları devre AT'lerinin bir tarafındaki arızalar ile ilişkili 180° (esasen yönlerini veya akışlarını tersine çevirebilir) kayabilir. Yaygın olarak kullanılan üç yön algılama birimi için tipik polarite göstergeleri Şekil 5.16'da gösterilmektedir[47].

Belirli bir rölenin polaritesinin anlamı şekil 5.16'da gösterilenler gibi bir şemayla açıkça belirtilmelidir. Bunlar, herhangi bir bağlantının veya güç sistemiyle ilişkisinden bağımsız olarak bireysel bir rölenin temel tasarım özelliklerini gösterir. Maksimum tork çizgisi ve sıfır tork çizgisi terimi uzun süredir kullanılan ve hala endüstride yaygın olan elektromekanik tasarımlardan gelmektedir[47].

Röle polaritesinin yorumu üç tipik elektromekanik ünite için Şekil 5.16'da gösterilmektedir. Katı hal üniteleri maksimum tork açısı ve çalışma bölgesinin açı limitleri için ayarlara sahip olabilir ancak uygulama ve çalışma her iki tip için de aynıdır. Şekil 5.16a'da maksimum çalışma torku kutupsallıktan kutupsuzluğa (I_{pq}) aktığında ve kutupluluktan kutupsuzluğa (V_{rs}) voltaj düşüşünü 30° yönlendirdiğinde meydana gelir. Yönlü birimin minimum başlatma akımı maksimum tork veya çalışma koşulu olarak belirtilir. Görüldüğü gibi ünite V_{rs} referans gerilimini neredeyse 120°'ye düşüren yaklaşık 60°'den başlayan akımlar için çalışacaktır. Operasyon (açma, temas kapatma) bölgesi veya alanı, bir tarafına sıfır tork (çalışmayan) hattıyla sınırlanan hem referans (polarizasyon) hem de çalışma miktarlarını içeren yönde uzanan yarım düzlem ile temsil edilir. I_{pq}

maksimum tork çizgisinden saptığında, daha yüksek akım değerleri gerekecektir. Yarıiletken röleler bu tork hattını arıza hattına ayarlayarak daha fazla hassasiyet için ayarlayabilir. Herhangi bir açıda çalışma torku akım (I_{pq}) ve maksimum tork çizgisi arasındaki açının kosinüsünün ve ayrıca işletme miktarlarının büyüklüklerinin bir işlevidir[47].



Şekil 5.16 Tipik Yönlü Röle Karakteristikleri[47]

Toprak arıza koruması için Şekil 5.16b'deki 60 ° ünite, $3V_0$ referansla ve Şekil 5.16c'deki sıfır (watt) ünite, $3I_0$ akım referansıyla kullanılır. Şekil 5.16c'deki birim ayrıca güç ve çeşitli uygulamalar için kullanılır. Tipik bir uygulama bir jeneratör için ters güç korumasıdır[47].

Benzer türde bir elektromekanik yön birimi Şekil 5.16a'daki gibi, 30° önde yerine maksimum tork açısını 45 ° ileride tutar. Her iki ünite de faz-arıza koruması için

geniş kullanımdadır. Ayarlanabilir açılı özelliğe sahip röleler çeşitli açılar sağlayabilir[47].

5.5.1 Yönlü Aşırı Akım Faz Arızaları İçin Polarite Uygulaması

Yıllar boyunca faz arızalarında yön algılama için beş farklı bağlantı kullanılmıştır. Bunlar Tablo 5.4'de verilmiştir. Tablo 5.4'deki listede bulunan 4 ve 5 numaralı ayarlar en çok kullanılan ayarlardır[47].

Bağlantılar 4 ve 5 temelde aynıdır ve "90 derece bağlantı" olarak bilinir. Bunlar arasındaki tek fark sistem akımının maksimum çalışma torku veya enerjisi için sistem voltajını düşürdüğü açıdır. 60° veya 45° maksimum enerji veya tork için hata akımının tipik açısıdır. Farkın çok büyük etkisi yoktur çünkü cos (60°- 45°) = 0.97 değerini elde ettirir ve bu tür yönlendirme birimlerinin tipik başlatma değeri yaklaşık 2-4 VA veya daha azdır. Röleye normal 110 V gerilim uygulandığında 0,02-0,04 A arası akım hassasiyetini gösterir [47]. Bu değer dağıtım hatlarında çok küçük bir değer olarak algılanır.

Tablo 5.4 Faz Hatası Yön Algılama İçin Bağlantı Şeması[47]

Bağlantı	**Açı**	**Faz-A**		**Faz-B**		**Faz-C**		**Maximum Tork**
1	30°	I_a	V_{ac}	I_b	V_{ba}	I_c	V_{cb}	I gecikmesi 30°
2	60° Üçgen	$I_a - I_b$	V_{ac}	I_{bc}	V_{ba}	$I_c - I_a$	V_{cb}	I gecikmesi 60°
3	60° Yıldız	I_a	$-V_c$	I_b	$-V_a$	I_c	$-V_b$	I gecikmesi 60°
4	90°60° Max Tork 45°	I_a	V_{bc}	I_b	V_{ca}	I_c	V_{ab}	I gecikmesi 45°

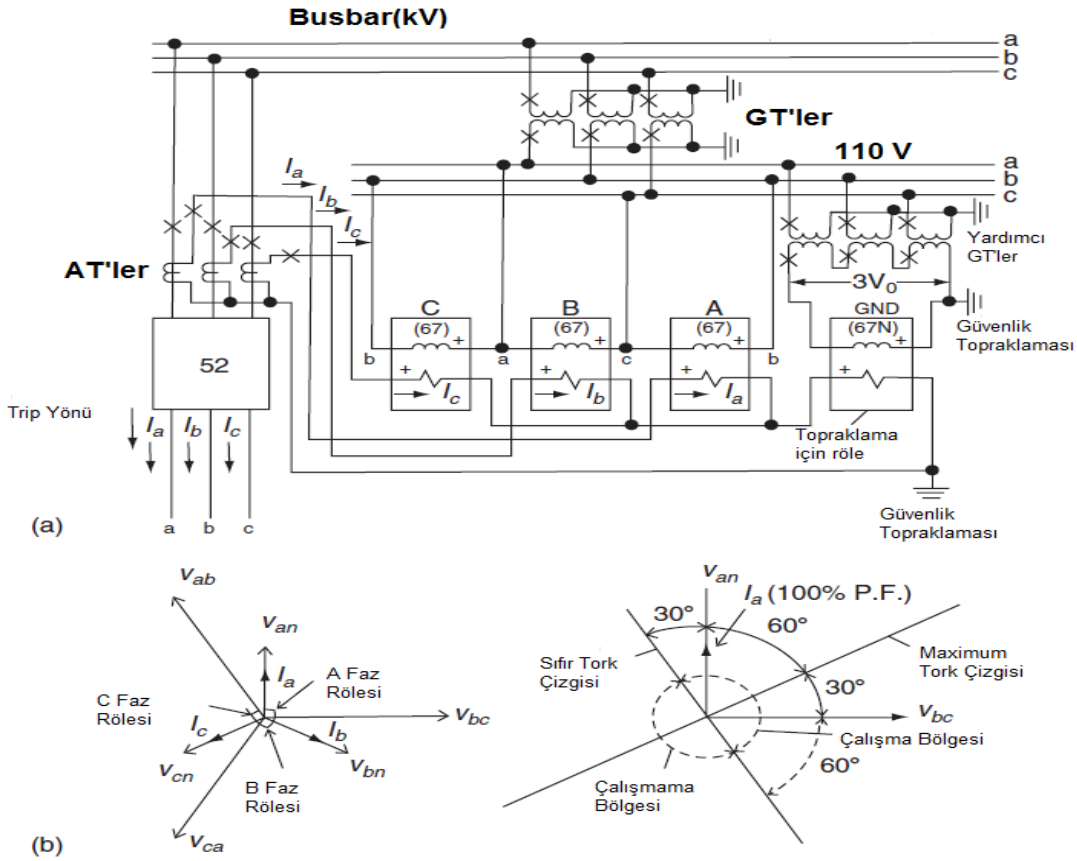
Tablo 5.4 Faz Hatası Yön Algılama İçin Bağlantı Şeması[47](devamı)

5	90°60°	I_a	V_{bc}	I_b	V_{ca}	I_c	V_{ab}	I gecikmesi 60°

5.5.1 Yönlü Aşırı Akım 90°–60° Faz Arızası Koruma Bağlantısı

90° bağlantı (Bkz. Tablo 5.3'deki 4 ve 5 numaralı bağlantılar) güç sistemi birliği güç faktörü akımını 90° geciktiren bir güç sistemi voltajı uygular. Bu gerilimler ve akımlar, güç sisteminden GT'ler ve AT'ler vasıtasıyla elde edilir. Tipik üç fazlı bağlantılar Şekil 5.17'de gösterilmiştir[47].

A fazı yön birimi 90 ° gecikme voltajı V_{bc} olduğu yerde I_a, B fazı yön birimi 90° gecikme voltajının V_{ca} olduğu yerde I_b ve C fazı yön birimi 90° gecikme voltajının V_{ab} olduğu I_c değerini alır. Bunlar ayrıca 4 ve 5 numaralı bağlantılar için Tablo 5.4 ve Şekil 5.17'de gösterilmektedir[47].



Şekil 5.17 Şekil 5.16a'daki 30° Üniteyi Kullanarak Faz-Hata Yönlü Algılama ve Şekil 5.16b'deki 60° Üniteyi Kullanarak Topraklama Hatası Yön Algılaması İçin Tipik Üç Hatlı Bağlantılar[47]

Şekil 5.17a'da akımlar I_a, I_b ve I_c açma yönü okuyla gösterilen yönde akarken ikincil akımlar yön birimlerinden kutupsallıktan kutupsuzluğa doğru akacak şekilde bağlanmaktadır[47].

Yön birimi akım bobinlerinde oluşturulan akımların trip yönü ile birim A üzerindeki V_{bc} birim B üzerindeki V_{ca} ve birim C üzerindeki V_{ab} gerilimleri Şekil 5.18'de gösterildiği gibi bağlanmalıdır. Şekil 5.18b'nin sağ fazör diyagramı, Şekil 5.17a'nın yönsel ünite karakteristiğini güç sistemi fazlarına uygular. Maksimum-tork çizgisi gerilimi 30° yönlendirir böylece V_{bc} polaritesi röle gerilimi sargısındaki polarite olmayacak şekilde maksimum tork çizgisi sağ alt fazör diyagramında gösterildiği gibi 30° öne çekilir. Bu mevcut fazörün I_a birliğinin güç faktörü konumunu geciktiren 60° 'dir. Bu nedenle, güç sistemindeki bir faz 60° düştüğünde yön birimi en düşük başlatma değeri ve en yüksek hassasiyet ile maksimum torkta çalışacaktır. Çoğu sistem arızası göreceli olarak büyük akımlar sağladığından olası

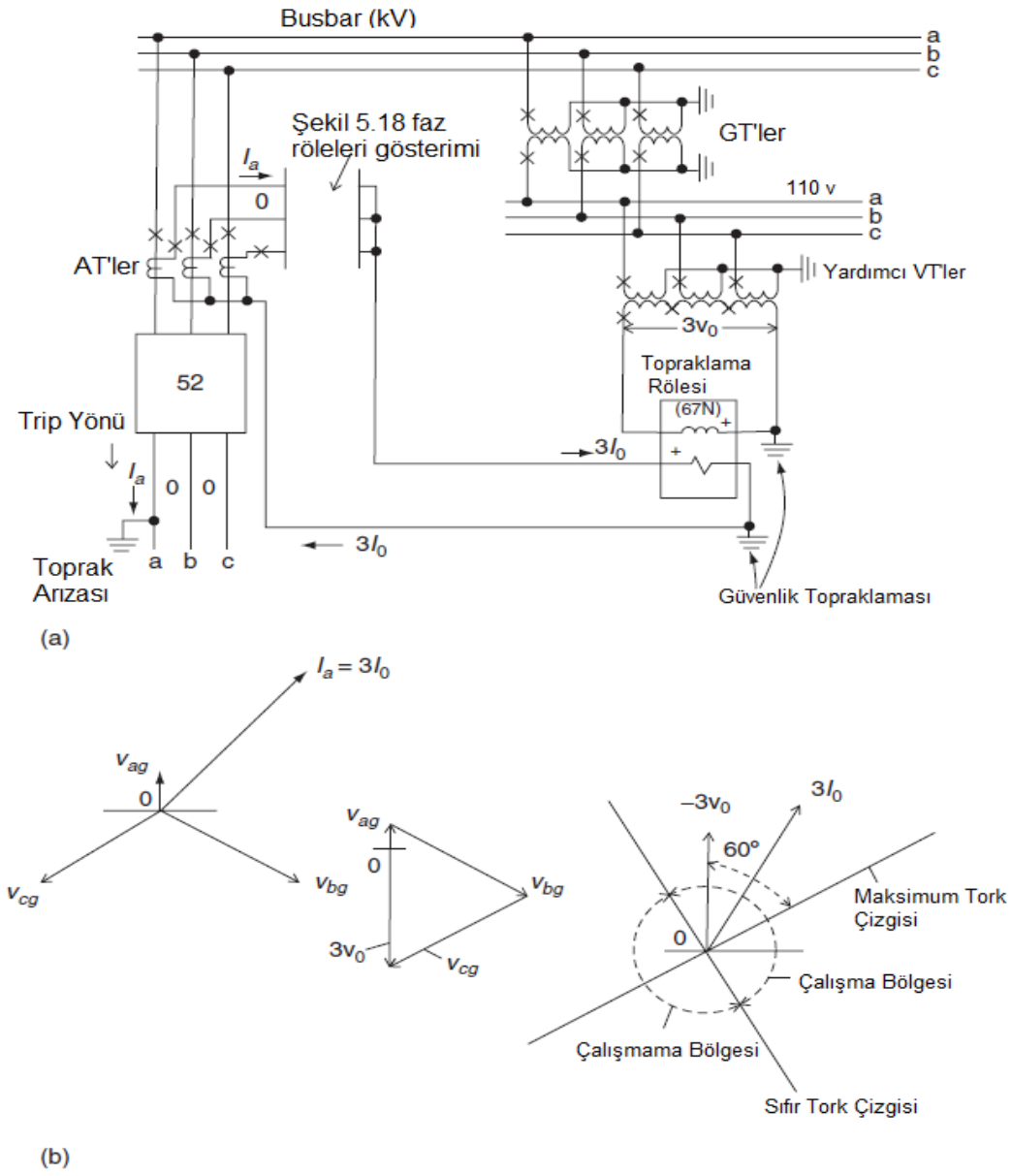
çalışma aralığı açma yönünde yaklaşık 30° 'den 150°' ye kadar uzanan güç sistemi akımları içindir. Bu, Şekil 5.18'de gösterilen işletim bölgesidir. I_b ve I_c faz akımlarını kullanan diğer iki fazlı birimler için benzer ilişkiler vardır[47].

Bu nedenle yukarıdaki tanımlama 90°'lik bir gecikme voltajının kullanıldığı 90° - 60° bağlantısını tanımlar ve faz akımı sistemde 60°'ye düştüğünde maksimum çalışma gerçekleşir. 90° - 45° bağlantı röle tasarımının referans voltajını örnekleme için kullanılan 30 ° yerine 45 ° 'ye yönlendiren maksimum tork sağlaması dışında aynıdır[47]. Günümüzde kullanılan rölelerin ayar skalaları çok geniş olduğu için istenilen açı değeri günümüzde kullanılan rölelerde kolaylıkla uygulanabilir.

Faz-Nötür bağlı voltaj transformatörleri (VT'ler), Şekil 5.18a'nın tipik bağlantılarında gösterilmiştir. Üç fazlı voltaj sağlamak için sadece iki VT kullanan açık-delta bağlantılar alternatif olarak kullanılabilir[47].

5.5.2 Yönlü Aşırı Akım Toprak Arızaları İçin Yön Algılama: Gerilim Polarizasyonu

Gerilim referansı (gerilim polarizasyonu) kullanarak toprak arızalarına karşı koruma için bir yön algılama ünitesinin bağlantıları Şekil 5.18'de gösterilmektedir. Toprak rölesi için topraklama içeren bir hata almak gerektiğinde Şekil 5.18'de gösterildiği gibi açma yönünde bir toprağa faz arızası varsayılır. Bu arızanın özellikleri genellikle, tipik olarak sol fazör diyagramında gösterildiği gibi arızalı faz akımının (I_a) artması ve gecikmesiyle arızalı faz geriliminin (V_{ag}) çöküşüdür. Çoğu durumda arızasız (b ve c) faz akımları pratik olarak küçük ve önemsizdir böylece faz-toprak voltajları esasen çökmez. Buradaki varsayım $I_b = I_c = 0$ yani $Ia = 3I_0$ dır. Bu V_0 veya $3V_0$ ile birlikte sıfır bileşenli bir miktardır[47].



Şekil 5.18 Şekil 5.17b'deki 60° Üniteyi Kullanarak Gerilim Polarizasyonu ile Toprak Arıza Yön Algılama İçin Tipik Üç Hatlı Bağlantılar[47]

Şekil 5.18'de VT'lerin faz-nötür bağlantısından türetilen $3V_0$ sıfır dizi voltajını kullanan bir voltaj polarizasyonu (voltaj referansı) gösterilmiş. Bu voltaj bağlantılarda ve orta fazör diyagramında gösterildiği gibi üç fazdan toprağa gerilimlerin toplamıdır. Dengeli koşullar için bu $3V_0$ voltajı sıfırdır[47].

Toprak arıza koruması için Şekil 5.17'de gösterilen 60°'lik bir yön birimi kullanılmıştır. Bağlantılar I_a arıza akımının açma yönünde ve arızaya akmasıyla ikincil akımın toprak rölesinde kutupsallıktan kutupsuzluğa doğru aktığını

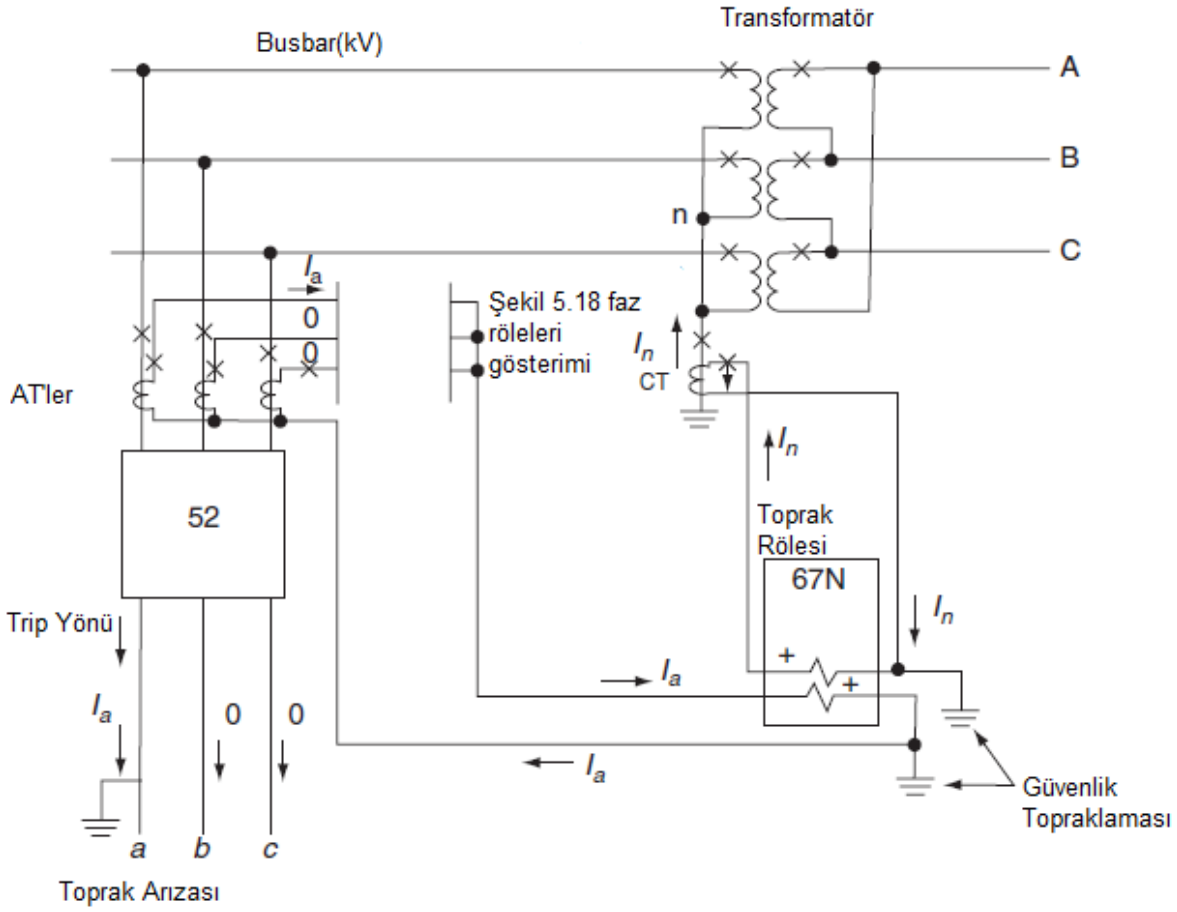
göstermektedir. Düzgün çalışmayı sağlamak için bağlantılarda ve işlemin belirtildiği gibi sağ fazör diyagramında gösterildiği gibi kutupsallıktan kutupsuzluğa kadar toprak rölesi gerilim bobinine $-3V_0$ uygulanması gerekir. Kutuptan kutupsuzluğa toprak rölesine $-3V_0$ bağlandığında Şekil 5.17b'deki röle karakteristikleri kutupsallıktan kutuplara akım mevcut sistemde 60°'ye düştüğünde maksimum tork oluşacağını gösterir. Böylece maksimum tork çizgisi Şekil 5.18'in sağ alt fazör diyagramında gösterildiği gibi çizilir. $-3V_0$ ve $3I_0$ büyüklükleri yönlendirme ünitesinin toplayıcısının üstünde olduğu sürece yaklaşık 30°'den 150°'ye kadar gecikmeye neden olan akımlar için çalışacaktır[47]. Günümüzde kullanılan rölelerin ayar skalaları çok geniş olduğu için istenilen açı değeri günümüzde kullanılan rölelerde kolaylıkla uygulanabilir.

5.5.3 Yönlü Aşırı Akım Toprak Arızaları İçin Yön Algılama: Akım Polarizasyonu

Faz toprak arızası için üçgen yıldız bağlantılı transformatör işletme topraklaması referans olarak ya da polarizasyon miktarı olarak kullanılabilir. Tipik bağlantılar Şekil 5.19'da gösterilmektedir. Eğer üçgen yıldız bağlantıda sistem dengeli ise işletme topraklamasından akım akmaz. Bu nedenle faz a'da açma yönünde bir fazdan toprağa arıza gösterilir. Basitleştirme için Ib ve Ic faz akımlarının sıfır olduğu varsayılmaktadır[47].

Tüm pratik amaçlar için arızaya akan akım esasen trafo işletme topraklamasına akan akımla aynı fazda olacaktır bu nedenle Şekil 5.16c'de gösterilen özelliklere sahip olan 0° tipi toprak rölesi uygulanabilir ve Şekil 5.19'daki bağlantılarda kullanılır[47].

Akımlar I_a ve I_n fazında maksimum çalışma torku Şekil 5.16c'deki gibi gerçekleşecektir. Bir akımın diğer akımdan 90 derece önde yada geride olması ve arıza akımının başlatma akımından daha yüksek değerde olması nedeniyle rölenin çalışması hala mümkündür. Çalışma miktarı I_a ($3I_0$) ve polarizasyon miktarının her ikisi de yön rölesinde ters çevrilirse Şekil 5.19'daki bağlantıların da doğru olduğu görülecektir[47].

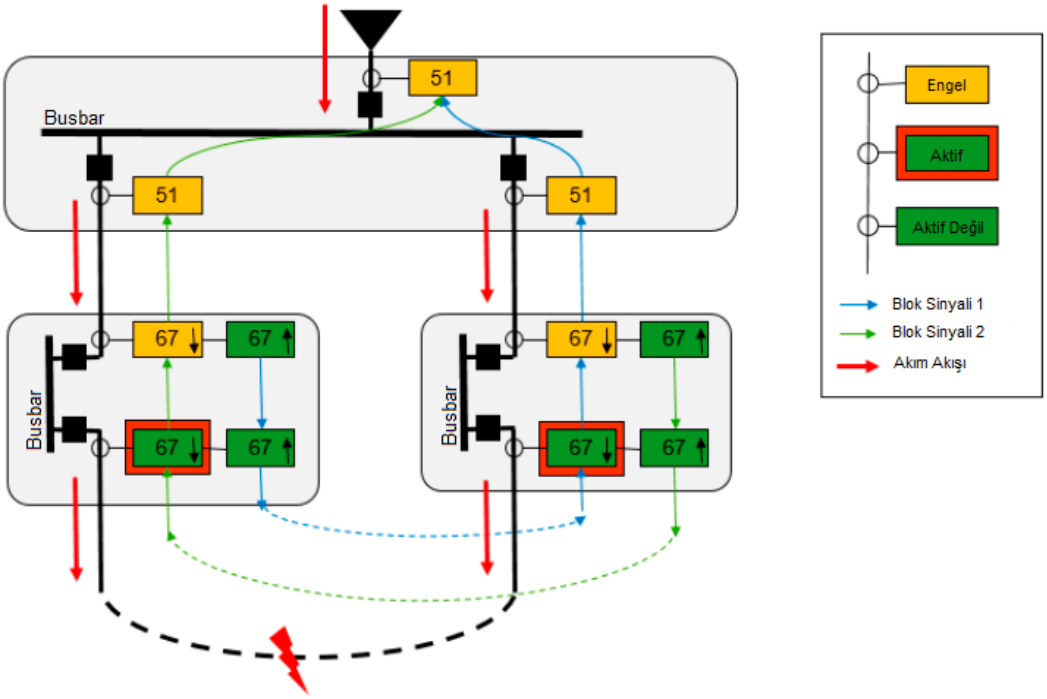


Şekil 5.19 Şekil 5.16c'deki 0° Üniteyi Kullanarak Akım Polarizasyonu İle Toprak Arıza Yön Algılama İçin Tipik Üç Hatlı Bağlantılar[47]

5.5.4 Ring Sistemlerde Yönlü Koruma Uygulaması

Bu topolojinin ekipman yapılandırması ring etrafındaki otomatik kesicilere dayanır. Pahalı bir çözümdür ancak elektrik arızası durumunda sistemin bütününde oluşacak elektrik arızalarını önlediğinden maksimum kullanılabilirlik sağlar. Korumayı kesicili bir ring dağıtım sisteminde kapalı veya açık çalışma modunda gerçekleştirmek için ring dağıtım sisteminde bulunan kesiciler arasında uygun bir seçiciliğe izin veren bir koruma sistemi kurmak gereklidir. Bu topolojide bir hata meydana geldiğinde her röle başlatma alır çünkü arıza akımı kaynaktan her iki yol için de arıza konumuna akar. Ek olarak hataya en yakın olan iki röle başlatmasını harekete geçirir ancak her biri mevcut arızayı Şekil 5.20'de gösterildiği gibi ters yönlerde algılar. Her röle aynı başlatma ve ayar süresine sahip

olacak, bu nedenle mantıksal ayrım bloğu sinyalleri uygulamak gerekecektir[18],[23].

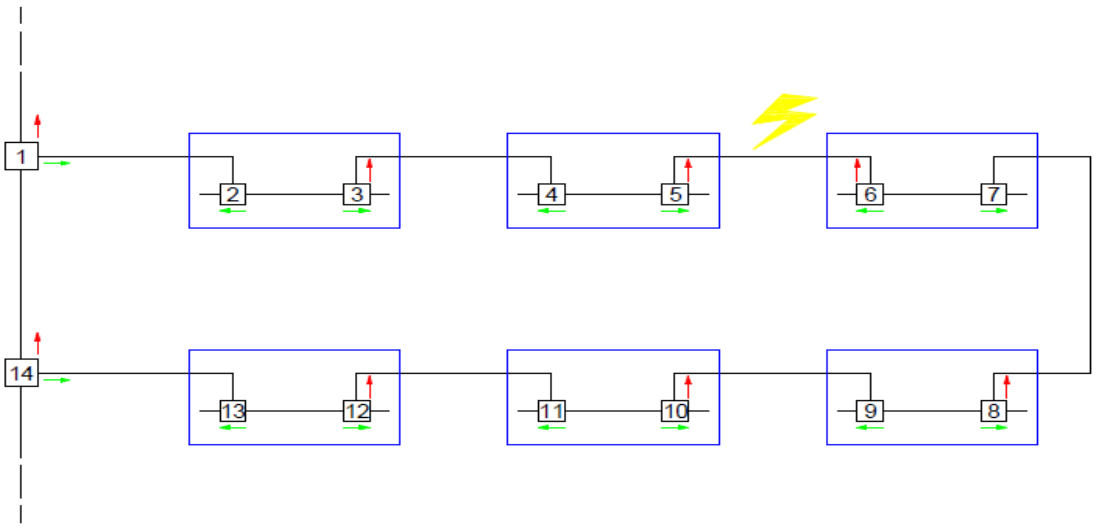


Şekil 5.20 Kesicili Ring Dağıtım Sistemi[23]

Bir öncelik uygulamak ve sadece hata noktasına en yakın rölelerde hata yalıtımına izin vermek için mantık ayrımcılığı adı verilen ANSI 67 / 67N korumaları ile otomatik bir dizi oluşturulur. Bir arıza durumunda birbiri ardına gelen her röleden bitişiklerine hata akımının geldiği yerin tersi yönde geçici bir blok sinyali gönderilir[19],[23],[61]. Arıza meydana geldiği noktada arızayı algılayan röle pick up sinyali alır almaz blok sinyali paylaşacak diğer röleler trip ünitesini tetiklemeden blok sinyali aldığı için bağlı bulunduğu kesiciler trip etmeyecektir. Arızalı bölgenin bulunduğu röleler trip ettiği anda blok sinyali kesilecek röleler arızalı noktayı ayırıp işletme sürekliliğini maksimum seviyede koruyacaktır.

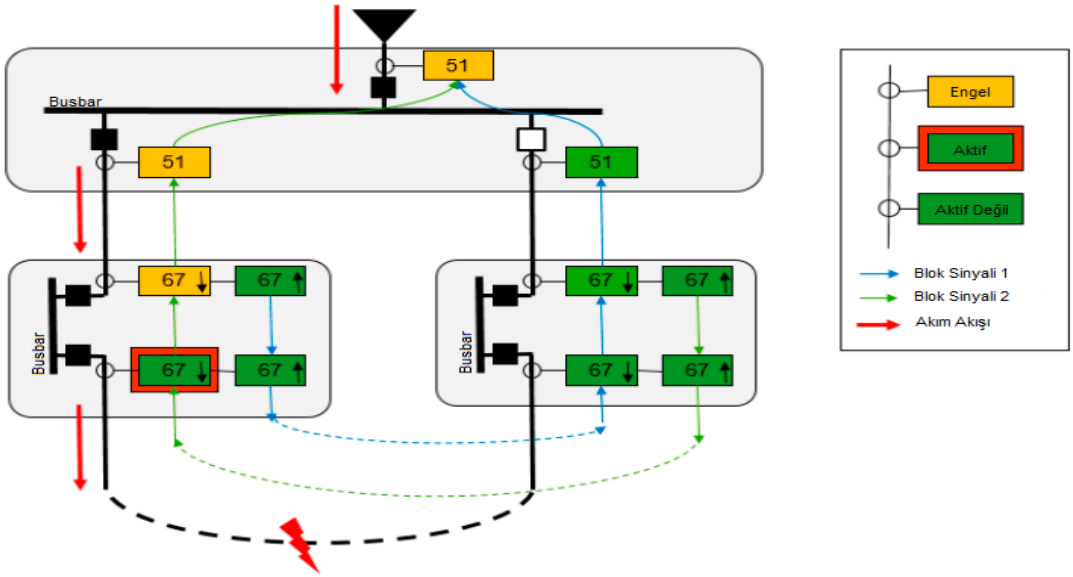
Bu sinyaller en yakın röleler (blokajsız olanlar çünkü diğerleri tarafından engellenmedikleri için) dışında kendileri kesicileri açtıracakları ve minimum ayar zamanında arızanın en hızlı şekilde izolasyonunu yapacakları için genellikle 50-100 ms arasında her rölenin geçici olarak bloke edilmesine izin verir[19],[23].

Kesici arıza durumunda engelleme sinyalleri geçici olduğu için mantık bekleme süresinden sonra (tipik olarak 200 ms) bitişik röleler hala mevcut hatayı algılar ve kesiciyi açtırırlar. Bu durumda oluşacak olan mantık işlemi için Şekil 5.21'den yararlanılmıştır. Eğer 5 nolu nokta ile 6 nolu nokta arasında arıza oluşur ise ve 5 nolu nokta ile 6 nolu noktadaki röleler bunu algılar ise 5 ve 6 nolu noktadaki röleler kesicilere trip ettirtecektir. Fakat 5 nolu nokta ile 6 nolu nokta arasındaki arıza 5 nolu röle tarafından algılanmaz ise hemen yanlarındaki 3 nolu noktada bulunan röle ve 6 nolu noktada bulunan röleler kesiciyi açtırarak arızayı temizleyecektir[18]. Yani kesicinin açmaması durumunda yedek koruma açısından goose sinyalleri kullanılarak açma devresinde oluşacak bir sıkıntıda bir üst röleye sinyal gönderilerek arızalı noktanın açamaması durumunda arıza bir üst merkezden temizlenecektir. Şekil 5.21'de gösterilen ring sistemde sadece yönlü koruma ile hattın korunduğu düşünüldüğü zaman eğer bir yedek koruma daha yapılmak istenirse iletişim veri sisteminin başarısız olması durumu göz önüne alınarak ikinci seviye yedek olarak tanımlanan başka bir yedekleme öngörülebilir. Bu durum OG ring sisteminde ring sistemin başlangıcına ve sonuna yerleştirilen devre kesicilerin açılmasını emreder. İkinci yedek koruma her koruma sistemi eşiği başına birinci yedek korumadan daha uzun bir gecikme süresi ile ayarlanmalıdır[18].



Şekil 5.21 Kesicili Ring Dağıtım Sisteminde Arıza Algılama[18]

Ring dağıtım sistemi çalışması nedeniyle açık modda yönetiliyorsa hata oluştuğunda akım kaynağından hata konumuna yalnızca bir yol için dolaştırılır. Bu durumda rölelerin yapacağı işlemler kapalı işletimde olduğu gibi Şekil 5.22'de gösterildiği gibi sadece arıza akımını algılayan rölelerde olacaktır[18],[23].



Şekil 5.22 Açık Modda Çalıştırılan Kesicili Ring Dağıtım Sistemi[23]

Bir kaynak tarafından beslenen bir girişin olduğu bara besleyicilerinde besleyicideki seçilen korumalar ring dağıtım sistemi korumalarının aksine ANSI 50/51 ve ANSI 50N / 51N'dir. Çünkü ANSI 67 / 67N bu durumda busbarda üç fazlı bir hata olduğunda ve voltaj referansı kaybedildiğinde düzgün çalışmayacaktır[23].

5.6 Elektrik Şebekelerinin Otomasyonu İçin Yeni Standart

Uluslararası Elektroteknik Komisyonu (IEC) 61850 güç sistemleri otomasyon sistemleri için birlikte çalışmayı sağlayan bir veri modeli ve iletişim mimarisi standardıdır. IEC 61850 standardı birçok ülkenin elektrik enerjisi sistemlerinde en yaygın iletişim çözümü haline gelmektedir. IEC 61850 cihazların iletişimi ve otomasyonu için bir araç haline getirmek için gereken özellikleri ve hizmetleri sağlar[24].

IEC 61850'nin güçlü yönleri elektrik enerjisi sistemlerine ve sunduğu iletişim hizmetlerine ait nesne yönelimli ekipmanın standart modellemesidir [64]. Bu

iletişim hizmetleri hem yatay iletişim olarak bilinen röleler arasında hem de röleler ile dikey iletişim olarak bilinen denetim ve kontrol platformları (SCADA) arasında bir iletişim sunar[24].

IEC 61850 elektrik sektöründe trafo merkezlerini [54] ve ağı otomatikleştirmek için yeni bir yol sağlayabilecek bir standarttır. Çok önemli üç hizmeti vardır. Bunlar üretim iletisi özelliği (MMS), genel nesneye yönelik trafo merkezi olayı (GOOSE) ve örnek değerler protokolü (SVP) dir[24].

IEC 61850 standardı elektrik trafo merkezlerinde ve ilgili sistemlerde röleler arasındaki iletişim standardını tanımlar. Bu durum on ana temada bölünmüş on dört bölümde geliştirilmiştir[24]. Standartlaştırılmış bilginin tanımı ve standartlaştırılmış modeller üreticiden bağımsız olarak farklı cihaz tipleri arasındaki birlikte çalışabilirliği arşivlemeyi mümkün kılar[63].

5.6.1 IEC 61850'nin Hedefleri ve Ana Özellikleri

IEC 61850 birlikte çalışabilirliğe ulaşan bir trafo merkezindeki tüm akıllı cihazlar için ortak bir iletişim protokolü oluşturmak üzere önemli bir amaç ile tasarlanmıştır. Standart ayırıcılar, AT'ler, GT'ler, kesiciler vb. gibi tüm cihazlara genişletilmiştir. Bu nedenle IEC 61850 cihazların sanallaştırılması yoluyla gerçeği modellemektedir[64]. Bu durum gerçek dünyanın sanallaştırılması ile görüldüğü gibi temsil edilen minimum bir mantıksal düğüm (LN) oluşturulur. Bu mantıksal düğüm ANSI korumalarını, kesiciyi, trafo merkezinin her bir elemanını olan AT'leri ve GT'leri temsil eder[24].

IEC 61850 endüstriyel haberleşme ağlarında kullanılan haberleşme protokolü olarak ihtiyaçlara göre geliştirilmiştir olmakla beraber muhtemelen IEC 61850'de diğer standartlardan çok farklı üç önemli özellik vardır. Bunlardan ilki nesne yönelimli veri modeli, ikincisi yapılandırma dili ve sonuncusu iletişim teknolojisidir [64],[66].

Bunlardan başlıca olanları aşağıdaki gibi sıralanabilir.

- Röleler arası yüksek hızda iletişim desteği
- Tasarlanan ağ üzerinde yapılandırma imkanı

- Yüksek oranda hazır bulunma yeteneği
- Sinyal yayma sıklığı ayarlanabilme yeteneği
- Standart olma
- Farklı marka ve modellerde ek aparatlara ihtiyaç olmadan haberleşebilme yeteneği
- Cihazlar arası ve cihazlalar ile kurulan scada sistemi arası dosya transferine izin vermesi
- Güvenli haberleşme desteği [67].

IEC 61850 protokolü standardının yapısı Tablo 5.1'de özetlenmiştir.

Tablo 5.5 IEC61850 Standardının Yapısı[67]

Bölüm	**Başlık**
1	Giriş ve Genel Tanım
2	Terim Sözlüğü
3	Genel Gereksinimler
4	Sistem ve Proje Yönetimi
5	Fonksiyonlar için haberleşme gereksinimleri cihaz modelleri
6	Elektrik santrallerinde akıllı cihazlar arası haberleşme için yapılandırma tanım dili
7	Santral ve fider ekipmanları için temel haberleşme yapısı
7.1	Prensip ve modeller
7.2	İletişim servis arayüzü özeti (ACSI)
7.3	Ortak veri sınıfları (CDC)
7.4	Uyumlu mantıksal düğüm grupları ve veri sınıfları

Tablo 5.5 IEC61850 Standardının Yapısı[67](devamı)

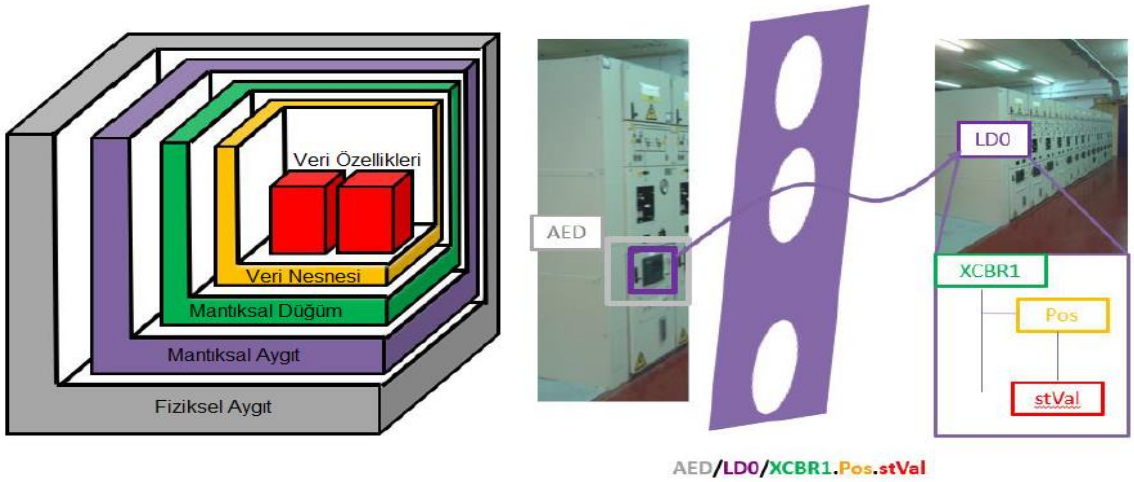
8	Özel haberleşme servisi eşleştirmesi (SCSM)
8.1	MMS eşleştirmesi (ISO/IEC 9506 – Bölüm 1 ve 2) ve ISO/IEC 8802-03
9	Özel haberleşme servisi eşleştirmesi (SCSM)
9.1	Örneklenmiş verinin tek yönlü olarak çoklu noktalardan tek noktaya gönderimi
9.2	Örneklenmiş verinin ISO/IEC 8802 ye tabi olarak gönderimi
10	Uyum testi

5.6.2 IEC 61850 Data Modeli

Nesneye yönelik veri modeli mantıksal aygıtın (LD) mantıksal düğümlerin (LN) bileşimidir. Bu LN'ler gerçek bilgiye sahip veri nesneleri (DO) ve veri niteliklerinden (DA) oluşur. Bu veri modeli başka bir uygulama tarafından anlaşılması için kendi kendini tanımlamayı sağlar. Fiziksel olarak LD tüm röledir ancak LN'ler koruma, ölçüm ve hatta devre kesici gibi dahili fonksiyonlardır[23].

Böylece farklı LN'lerle farklı LD önerileri oluşturmak mümkündür. Standart herhangi bir cihazı entegre etmeyi sağlar. Şekil 5.23 nesne yönelimli veri modelini bu tür açıklamalarla grafiksel olarak göstermektedir. LD anlamsal olarak LN'yi kesici olarak ve kesici posizyon bilgisi olarak kapsayabilir[23].

Şekil 5.23'de sistemin veri özniteliğinden birini tanımlamak için dizeyi görmek mümkündür. Aslında, bu açıklama ile verilerin tanımını tanımlamak kolaydır. Bu IEC 61850'nin birlikte çalışabilirliğinin en önemli özelliklerinden biridir. Farklı üreticilere ait cihazlar benzer bir tanımlamaya sahip olacak ve farklı SCADA, ADMS, vb. için rahatça entegre edilerek anlaşılacaktır[23].

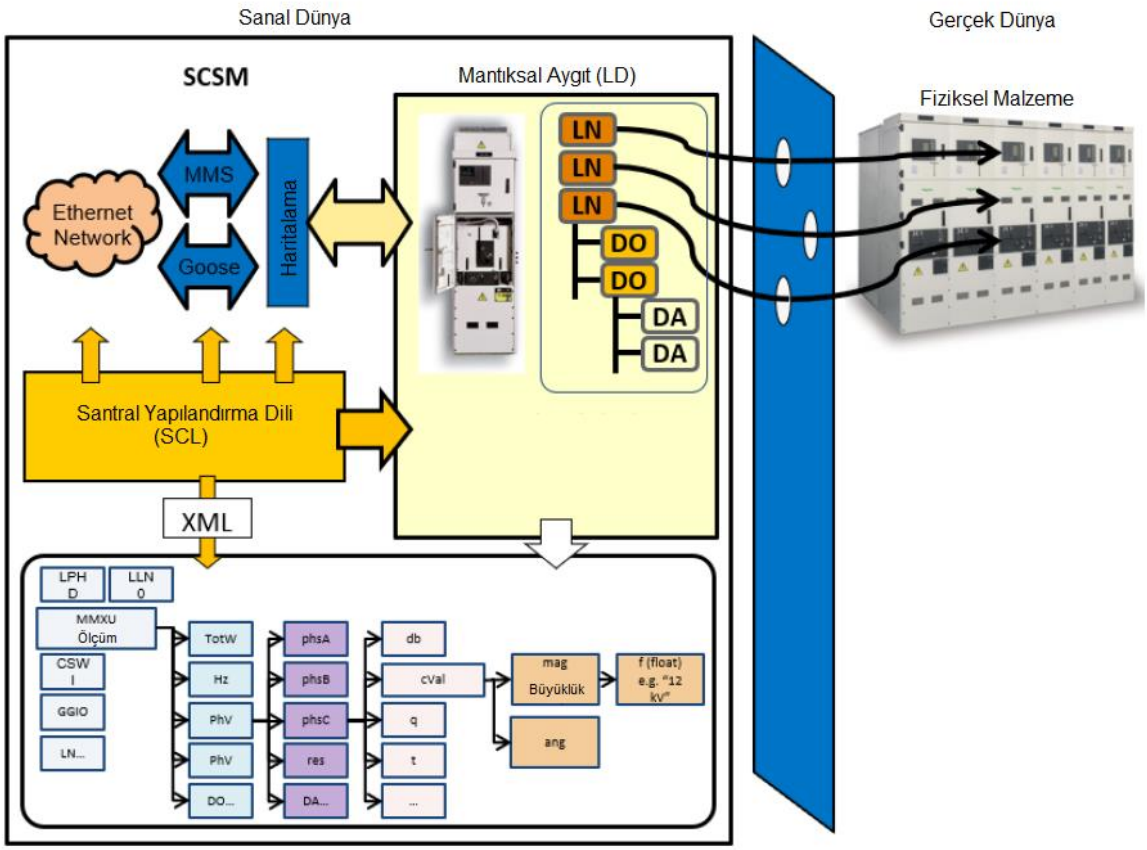


Şekil 5.23 IEC 61850'nin NesneYönelimli Veri Modeli [23]

IEC 61850 standardının IEC 61850-7-4 kısmı bu verileri açıklayan model hiyerarşisidir. Amacı röleleri ortak bir nesneye dayalı modelde sanallaştırmaktır. En küçük bilgi birimine ulaşmak için cihazlarda bulunan bilgilerin montajlar ve alt montajlar aracılığıyla ayrıştırılmasına dayanan bir hiyerarşi tanımlar. Donanımı temsil eden bilgi kümesine LD ismi verilmiştir ve LD'ler LD'nin altkümeleridir cihazın fiziksel veya işlevsel parçalarını temsil eder. LN'nin bir başka olası örneği olarak ölçümle ilgili olan MMXU'dur ve cihazda ölçülen tüm değişkenleri içerir. Ayrıca LN içinde LN'yi oluşturan tüm verileri içeren DO vardır[23].

Analog olarak LN MMXU'daki DO'lar faz-faz voltajı için VPP, faz-nötr voltajı için PHV, akım için [A], frekans için [Hz] ve diğerlerdir. Son olarak DO DA'nın yapısında son bulur. MMXU'daki DA'ler örneğin yukarıda belirtilen DO değerlerinin (sırasıyla [V], [A] veya [Hz]) ölçülen değerin geçerli veya tanımlanmış aralıklar dahilinde olduğunu gösteren kalite bitinin değeridir ve t simgesi ölçüm anını temsil eden zaman damgasıdır[23].

İlgili Standart piyasadaki tüm cihazlar için LD, LN, DO ve DA'nın ortak yapısını tanımlar ancak ölçümler, koruma, kontrol, durumlar gibi ekipmanın işlevlerine göre farklı LN gruplarını gruplara ve alt gruplara ayırılmasını serbest bırakır Şekil 5.24 bir MV kabininin sanallaştırılmasını ve veri modelini ve MMXU LN'nin gösterildiği röleyi göstermektedir[23].



Şekil 5.24 OG Hücresinin Veri Modeli ve Koruma Rölesi [23]

IEC 61850'nin yapılandırma dili genişletilebilir bir işaretleme dili (XML) tabanlı dosya formatı olan santral yapılandırma dili (SCL) olarak bilinir. Bu dosya tasarım ve mühendislik araçları arasında yapılandırma bilgisi alışverişinde bulunmak için iyi bir araçtır[23]. Bu dosya, cihazın hangi veri tipinde çalışacağı, hangi parametrelerinin kullanılacağı, hangi sıklıkta sorgulanacağı vb. haberleşme ayarları içeren dosyadır[66].

Bu tür bir dosya sayesinde farklı adreslere sahip bir açıklama haritası yoktur. Dosya tüm bilgileri içeren bir haritadır ve farklı sistemler tarafından kolayca entegre edilebilir. IEC 61850 standardının yanı sıra dosya aktarım protokolünü (FTP) de içerir. Bu hizmet XML dosyasını değiştirmek için cihazların kolay bir şekilde yapılandırılmasını sağlar[23].

Diğer önemli nokta iletişim teknolojisidir. Bununla ilgili olarak IEC 61850 uygulamayı iletişimden kesin olarak ayırır. Özet iletişim hizmeti arabirimi (ACSI)

uygulama için kullanılabilir soyut hizmetleri tanımlar. İstemci-sunucu için eşleme kritik bir süre için farklıdır bu MMS ve GOOSE / SVP arasındaki büyük farktır[23].

Ayrıca, bu standart Ethernet ağı üzerinden bakır, Fiber Optik (FO) gibi fiziksel bir ortamda ve 3G, 4G veya PLC gibi diğer fiziksel ortamlarda çalışabilir. Bu standart diğer protokollerle iletişim kuran diğer cihazlarla aynı ağı paylaşabilir[23].

5.6.3 IEC 61850 Özet Modelleri ve İletişim Hizmetleri

IEC 61850-8 ve 9 standart parçaları elektrik güç sistemlerinde farklı röleler arasında veri modeli bilgilerinin değişimini sağlamak için iletişim modellerini ve hizmetlerini açıklamaktadır. Amaç farklı röle LN'lerin veri gruplarını göndererek elektrik sisteminin otomasyonunun konuşlandırılmasıdır[23].

İlk üç model bir istemci-sunucu modeline dayanmaktadır. Sunucu istemci eriştiğinde bilgileri içeren cihazdır. Okuma ve yazma modelleri verilere ve niteliklerine erişmek için kullanılır. Kontrol modeli bu sınıfta tanımlanan niteliklerin yönetimine izin veren ve cihaz üzerinde eyleme izin veren bir uzmanlık yazma servisidir. Raporlama modeli veri değeri değiştirildiğinde kendiliğinden iletilen bir dizi olaya yönelik bilginin değiş tokuş edilmesinde kullanılır[23].

Diğer hizmetler yayın-abone modeline dayanmaktadır. IEC 61850'de eşler arası iletişim terimi yayıncı ile abone arasındaki iletişimin cihazlar arasındaki iletişimi içerdiğini vurgulamak için getirilmiştir. Bu iletişim hizmetleri kritik bilgilerin değişimi için kullanılır. Bilgi kaynağı olan cihaz onu yayınlar ve bu bilgiye ihtiyaç duyan herhangi bir diğer cihaz abone olarak alabilir. Goose servisi olay bilgisinin birden fazla cihaza hızlı bir şekilde iletilmesidir. Makbuz onayıyla bir iletişim servisi kullanmak yerine değiş tokuş edilen bilgi aboneye varışın sağlanması için tekrar tekrar gönderilir. SVP iletim servisi dijital iletişim kullanarak akım, gerilim veya türevlerinden herhangi biri gibi analog alan sinyallerini iletmek için gerektiğinde kullanılır. Analog sinyaller örneklenir ve iletilir[23].

MMS servisi istemci ve sunucu arasındaki iletişimi tanımlar. IEC 61850'de master-slave kavramı bulunmamakla birlikte IEC 61850 Scada ile diğer cihazlar arasında bazı kurallar koyma olasılığı vardır. LN yönlendirilmiş nesne veri modelinde

minimum tanım yapısı olduğundan veri kümesi (DS) gönderilecek minimum bilgi paketidir[23].

DS farklı LN'lerden gelen veri nesneleri hakkında içerikten farklı bilgiler olabilir. Bir Scada ile farklı saha cihazları arasında bir iletişim kurmak için şu anda iletilen bilgiyi yardım etmek ve optimize etmek için çeşitli mekanizmalar vardır. Bu mekanizmalardan biri DS'den birinden bilgi alabilen ve bu bilgiyi farklı durumlarda gönderebilen rapor kontrol bloğudur (RCB)[23].

RCB bir veri özniteliğinde değişiklik, öznitelik kalitesinde bir değişiklik, bir veri özniteliğinde tanımlanmış bir değer güncellemesi, periyodik olarak, bazı koşullar altında kendiliğinden veya genel sorgulama (GI) tarafından DS'nin tüm bilgilerini sunucudan gönderir. Öte yandan bu RCB tamponlu (BRCB) veya tamponlanmamış (URCB) olabilir. İletişim ağında bir sorun olması durumunda BRCB DS'nin değişikliklerini gönderir ve bu DS'yi sonradan iyileşmek üzere kaydeder. URCB durumunda veriler kaybedilecektir[23].

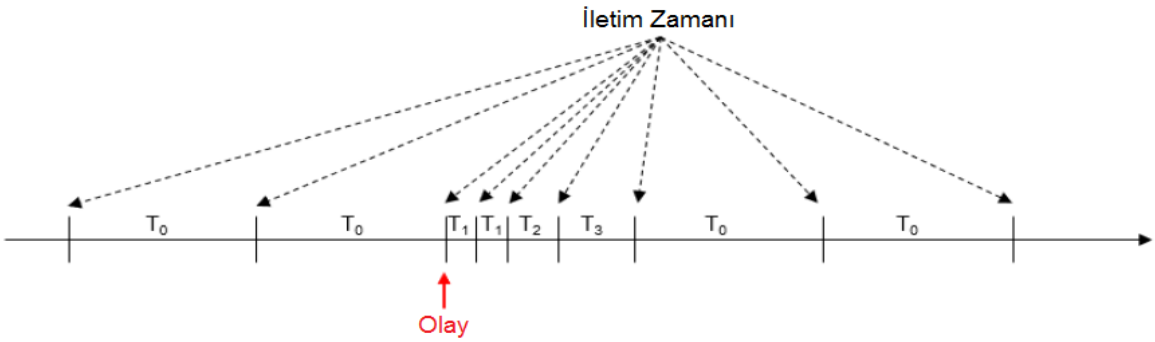
Standart IEC 61850 RCB ile farklı cihazlardan veri toplamak için yönetimi optimize etmeye yardımcı olur. IEC 61850'nin yanı sıra diğer protokollerde olduğu gibi geleneksel sistemi de bir kontrol modeli olarak kullanmaktadır. Bu, yüksek sistemin siparişi gönderdiği ve cihazın diğerinin alımını onayladığı ve son yürütme onayından sonra gönderdiği doğrudan bir kontroldür. Ayrıca orta dereceli bir soru ile yüksek sisteme bir soru ile onaylamadan önce bir operasyon seçimi seç (SBO) olan başka bir mekanizma vardır. Bu tür siparişler, devre kesicileri açıp kapatabilir veya röledeki bazı parametreleri değiştirebilir[23].

Kayıtlarla ilgili olarak kayıt yapmak için özel bir mekanizma olduğunu belirtmek önemlidir. Bu mekanizma verileri toplar ve scadadan toplamak için bir tamponda depolar. Bu Kayıt farklı DS'den bilgi toplayabilir. Dahili olarak mekanizma, bu verileri kaydetmek için bir İlk Giren İlk Çıkar (FIFO) kullanır[23].

5.6.4 Goose Servisi

Kavramsal olarak Goose hizmeti, kontrol sistemlerinde geleneksel sinyal kablolarının yerini almak ve yeni işlevler eklemek için uygulanır. Bir goose mesajı yayınlama abone modeline dayanmaktadır. Yayıncılar goose mesajlarını yerel alan

ağı (LAN) üzerinden çok noktada bulunan MAC adreslerine gönderir. Aboneler ağda hangi bilgilerin bulunduğunu dinler ve abone oldukları goose mesajlarını seçerler. IEC 61850-8-1, oldukça güvenilir bir mesaj iletimi seviyesine ulaşmak için bir yeniden iletim şeması belirler. Şekil 5.25 goose mesajlarının yeniden iletilme mekanizmasını göstermektedir[23]. Goose mesajları bir kere başlatıldığında sürekli olarak yayınlanır. Konfigürasyon sırasında her goose mesajı, mesaj yayınları arasında bir maksimum zaman parametresi (T0 saniye) verir. Mesajlar veri seti elemanlarından biri değiştiğinde veya maksimum süre dolduğunda tekrar yayınlanır. Bir veri seti elemanı değiştikten sonra, mesajlar arasındaki iletim süresi çok kısadır ve goose mesajında minimum bir zaman parametresi (T1- [ms]) tanımlanmıştır. Sonuç olarak, tüm abonelerin klasik olmayan ethernet üzerinden sinyal alma ihtimalini artırmak için mesajlar çok sık gönderilir. İlk hızlı yayınlardan sonra, iletim süresi tekrar maksimum süreye ulaşana kadar uzar (T2, T3, Tx)[68].



Şekil 5.25 Mesaj Yayınları Arasında Değişen Zaman Örneği[23]

IEC 61850 GOOSE servisinin kullanımı mantıksal ayrımcılık için ANSI koruma sisteminde geleneksel kablolama yerine kurulum maliyetinin optimizasyonu, sistemin daha iyi performansı ve ring topoloji sistemlerinde daha fazla dağıtılmış otomasyon seçeneği sunar[23]. Bu durum GOOSE kullanımının tüm sistem için sadece bir ethernet ağının gerekli olduğunu dikkate alarak kurulum maliyetlerini önemli ölçüde azaltabileceğini göstermektedir. Aynı ağı kullanarak değişkenlerin herhangi bir kombinasyonunu oluşturma olasılıklarını arttırır. Bu nedenle goose yön koruma için kullanım olarak büyük önem taşımaktadır[69], [70].

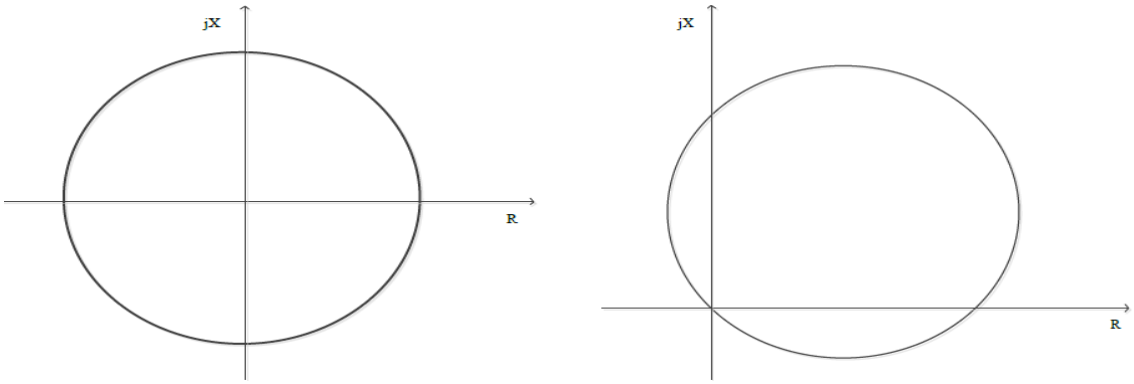
Daha önce belirtildiği gibi goose servisinin temel özelliği bir iletişim ağındaki farklı öğeler arasında hızlı mesajlar göndermektir. Bu hizmet elektrik alt istasyonunda veya endüstriyel sektörde yük atma, ayar değişiklikleri ve diğer kritik işlemler gibi olanakları sağlamanın yanında mantıklı bir ayrımcılık oluşturmak için röleler arasında kritik veriler göndermek için kullanılır[71].

5.7 Mesafe Koruma Röleleri

Mesafe röleleri bir hattın bir erişim noktasına olan empedansını ölçebilir ve yalnızca röle konumu ile erişim noktası arasında meydana gelen arızalar için çalışacak şekilde tasarlanır. Böylece korunan bölgenin ötesinde oluşabilecek arızaları ayırt edebilir. Bir rölenin erişim noktası, rölenin sınır özelliği ile kesişen çizgi empedans mevkisi boyunca olan noktadır [72]. Bu gerilim, akım ve faz açısının bölünmesi ile belirlendiğinden net bir gözlem için bir R-X grafiği üzerine çizilir.

Mesafe röleleri R-X diyagramındaki özelliklerine bağlı olarak sınıflandırılır. Burada R apsis üzerinde direnci ve X ordinat üzerinde reaktansı temsil eder. Her koşulda orijin röle konumudur ve çalışma alanı genellikle ilk kadrandadır. Sistem gerilimi ve akım oranı gösterilen dairenin içine veya çapraz taramalı alana düştüğünde ünite çalışır [73].

Bu eksenlerdeki mesafe rölelerinin tipik özellikleri aşağıdaki şekillerde gösterilmektedir. Şekil 5.26 iki mesafe rölesi özelliğini göstermektedir. Sol diyagram eski tasarım empedans özelliğidir. Empedans özelliği tüm 4 kadranda çalışacaktır. Bu tasarım dört kadranda da çalıştığı için ekstra bir yön algılama ünitesi gerektirir. MHO karakteristiği empedans ve yön rölelerinin özelliklerini birleştiren çevresi başlangıç noktasından geçen bir dairedir. Bu empedans elemanının doğası gereği yönsüz olduğunu ve bu nedenle sadece ileri yöndeki arızalar için çalışacağını belirtir[1].



Şekil 5.26 R-X Diyagramında Mesafe Rölesi Özellikleri

Bir MHO mesafe rölesi voltajın doğru çalışmasını gerektirir. Bununla birlikte voltaj röle konumundaki bir hata için çok küçük veya sıfıra yaklaşacaktır. Bir hata sırasında voltaj sıfıra düşerse rölenin açması etkin olmayabilir veya röle devre dışı olabilir. Üç fazlı bir yakınlaşma hatası için MHO işlevlerinden herhangi birinin çalışması tehlikeye girebilir çünkü polarizasyon miktarını geliştirmek için çok az veya voltaj olmayacaktır [74]. Röle veri yoluna yakın bir üç fazlı kısa devre meydana geldiğinde röle terminallerine uygulanan gerilimde ani bozulmayı önlemek için bir bellek devresi kullanılabilir [72].

Temel mesafe koruması normalde korumalı hat empedansının %80'ine kadar ulaşma ayarına sahip olan anlık Bölge 1'i içerir. Mesafe korumanın 2. Bölgesi, hattın kalan% 15-20'sini kapsamalıdır. Hattın tam olarak kaplanmasını sağlamak için Bölge 2 koruması korumalı hattın tümünü artı bir sonraki en kısa hattın %50'sini veya korumalı hat empedansının en az %120'sini kapsayacak şekilde ayarlanmalıdır. Bölge 2'ye ulaşan bitişik devrelere uygulanan birincil röle ile koordine etmek için Bölge 2'nin açma zamanı gecikmeli olmalı ve genellikle 0.25-0.4 s olmalıdır. Bölge 3 korunan hattın tamamını ikinci en uzun satırın %100'ünü ve bir sonraki en kısa satırın %25'ini kapsayacak şekilde ayarlanmalıdır. Bölge 3'ün çalışma süresi genellikle 0,6 ila 1,0 s arasındadır[1].

5.8 Konya Organize Sanayi Bölgesinde Mesafe Koruma Rölesi Kullanılmamasının Sebepleri

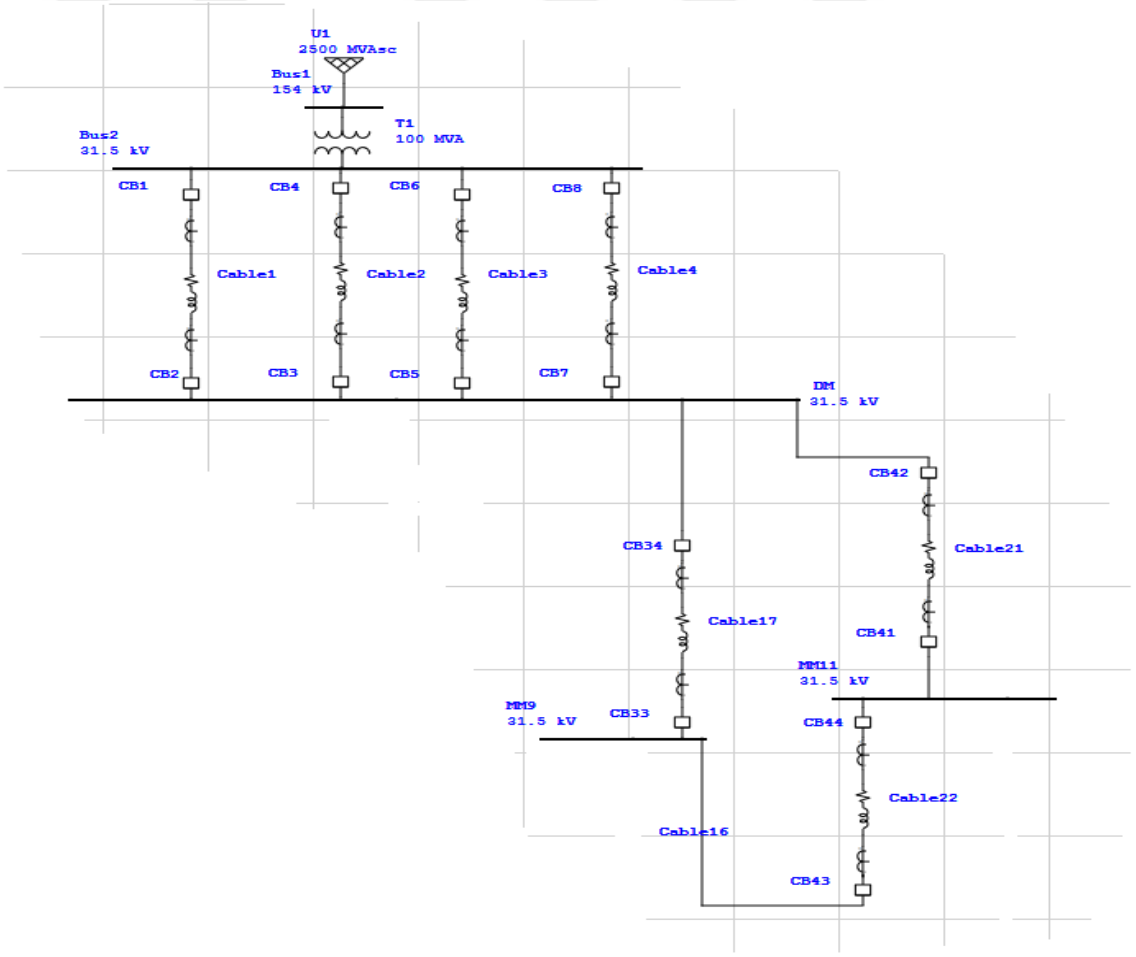
- Farklı ülkelerde YG hatları yıllar boyunca gösterdikleri performans nedeniyle geleneksel olarak mesafe röleleri ile korunmaktadır. Ancak mesafe röleleri kısa YG hattı için kullanıldığı birçok durumda düşük performans göstermiştir. Literatürde ≥15 km uzunluğundaki hatların mesafe koruma ana korumasına sahip olması gerektiği belirtilmektedir. Ayrıca ≤5 km uzunluğundaki hatların ana koruma olarak akım diferansiyel röleleri kullanması gerektiğini gösterir[75]. Konya OSB'de bulunan en uzun hat yaklaşık 3 km dir.
- Mesafe rölelerinin davranışı rölenin direncin veya empedansın değişimini gördüğü ark durumu, arıza ve toprak dirençleri için benzerdir. Bu dirençler faz/fazlar sırasında topraklama hatalarına karşı röle tarafından görülür. Bir arıza sırasındaki bu dirençlerden herhangi birinin değeri ne kadar yüksek olursa sıfır sıralı bileşen arıza akımları o kadar düşük olacaktır. Bu da empedans rölelerinin arızaları algılamaması veya başlatma almaması ile sonuçlanır. Bu arıza dirençlerinin etkisi kısa hatlarında oldukça yüksek olabilir. Buda hat empedansından daha büyük değerler meydana getirip yanlış açmaya sebep olabilir[75].
- Arıza / Ark direnci empedans rölelerinin performansını etkiler. Bu durumda alan 1 içerisinde direnç karakteristiği nedeni ile oluşacak olan arızaların alan 2 ve/veya 3 içinde de arıza olarak algılanarak açtırma yapabilecektir. Havai hatlar göz önüne alındığında hava dumanla kirlendiğinde yalıtım gücü düşer. Bu iletkenler ile toprak arasında alevlenmelere neden olabilir. Bu parıltı mesafesi çok büyük olabilir. Arklar genellikle dirençlidir ve büyük ark dirençleri hataya karşı iletken empedanstan bile büyük olabilir ve bir kez daha mesafe planının yanlış açılmasına neden olabilir. Bir arkın esas olarak dirençli olduğunu ve gerilim ile akımın aynı faz halinde olduğunu not etmek önemlidir. Toprağa girme noktasında ek direnç sağlanır. Bu direnç toprak nemi içeriğine ve kayalık yüzeylerin mevcudiyetine bağlı olarak büyük olabilir[75].

- Mesafe koruma ayarı yapılır iken alan ayarlamalarında gecikme süresi bırakılmalıdır. Bu durumda zaman ayarı TEİAŞ'ın sınır değeri olan 1 saniye altında kalmayabilir.

6
Sayısal Uygulama

6.1 Giriş

Bu bölümde Konya Organize Sanayi Bölgesi ring sisteminde birincil koruma olarak diferansiyel koruma seçilmesi ve yedek koruma olarak yönlü koruma seçilmesinin uygunluk durumu Etap programı ile gerçekleştirilen simülasyon ile incelenmiştir. Simülasyon edilme işlemi için DM-MM9-MM11 arası ring bölge seçilmiştir. Etap programı ile simülasyonu yapılacak olan bölge Şekil 6.1'de gösterilmektedir.



Şekil 6.1 Simülasyonu Yapılacak Olan Bölge

6.2 Sistem Bilgileri

Konya Organize Sanayi Bölgesi TEİAŞ 9. Bölgede bulunan Konya-3 TM'de bulunan 2 adet 154 / 31,5 kV YNyn0 100 MVA ve 8 adet fider çıkışı (Trafo-A çıkışı için Fider-1-2-3-19, Trafo-C çıkışı için Fider-20-21-22-23) ile enerji sağlamaktadır. TEİAŞ kendi sisteminin teknik standartları ve ilgili yönetmelikler gereği kendi bölgesi içerisinde bulunan iki adet trafoyu paralele almamakta ve Konya OSB'ye de dağıtım sistemi içerisinde de hatları paralele aldırtmamaktadır. Sağlanan enerji 31,5 kV işletme gerilimi ile çift baralı bir adet dağıtım merkezi (DM) ve 2. bölge MM1-MM2-MM3, 3. bölge MM4-MM5-MM6-MM7-MM8, 4. bölge MM9-MM10-MM11-MM12'den teşekkül edilmiş olan 12 adet manevra merkezi (MM1-MM12) arasında ring olarak dağıtılmaktadır.

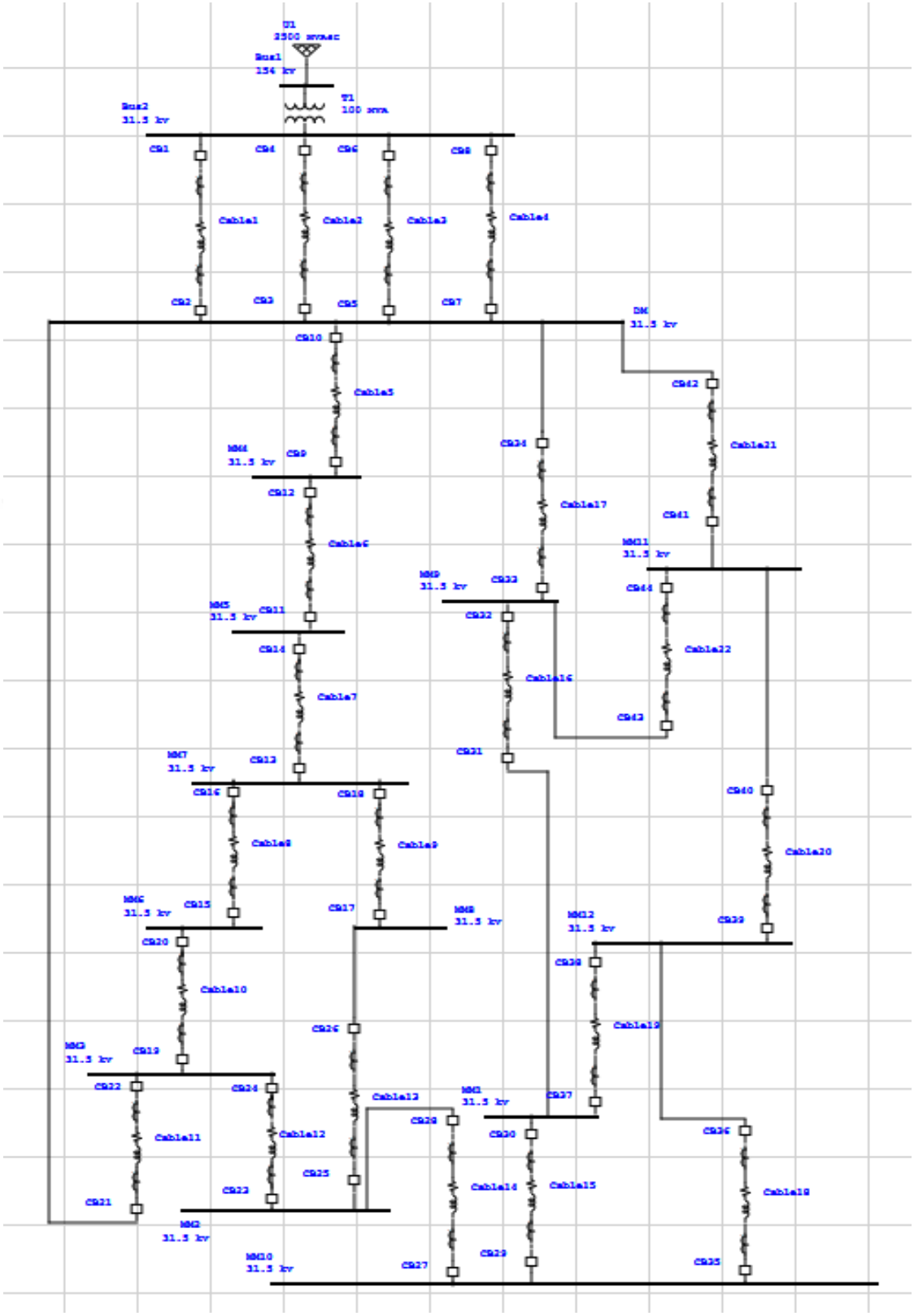
Konya OSB sürekli yeni yatırımlarda bulunduğu ve enerji ihtiyacının artışına binaen yeni tesislerinde anma akımı 1200 A ya da 2000 A olan farklı akım transformatörleri ve bazı manevra merkezleri arası hatlarda ise çift devre 2x(3(1x240/25)) mm^2 XLPE hatlar kullanmaktadır. Simülasyonu yapılacak alanda yapılacak olan röle ayar değerlerinin doğru olabilmesi için tüm sistemin kısa devre analizi yapılmıştır. Kısa devre analizi için Etap programında oluşturulan tek hat şeması Şekil 6.2'de gösterilmiştir. Röle ayar değerlerine etki eden sistemde kullanılan akım trafosu, kablo kesiti değerleri ise Tablo 6.1'de özetlenmiştir. Sistemde oluşan kısa devre değerleri ise Etap program çıktısı halinde Şekil 6.3'de özetlenmiştir.

Tablo 6.1 Sistemde Kullanılan Malzemelerin Listesi

MM İSMİ	Mesafe (m)	Hat Tertibi (XLPE)	Kullanılan AT Değeri
DM-MM9	815	2x(3(1x240/25))	2000/5-5
DM-MM3	2029	2x(3(1x240/25))	2000/5-5 1200/5-5
DM-MM4	2000	2x(3(1x240/25))	2000/5-5 1200/5-5

Tablo 6.1 Sistemde Kullanılan Malzemelerin Listesi(devamı)

DM-MM11	2923	2x(3(1x240/25))	2000/5-5
MM1-MM10	880	2x(3(1x240/25))	2000/5-5
MM2-MM3	1339	2x(3(1x240/25))	1200/5-5
MM1-MM9	867	2x(3(1x240/25))	1200/5-5 2000/5-5
MM2-MM8	2646	3(1x240/25)	600/5-5
MM5-MM4	1850	3(1x240/25)	600/5-5
MM6-MM3	1936	3(1x240/25)	600/5-5
MM7-MM5	1600	3(1x240/25)	600/5-5
MM7-MM6	700	3(1x240/25)	600/5-5
MM8-MM7	920	3(1x240/25)	600/5-5
MM11-MM12	2035	2x(3(1x240/25))	2000/5-5
MM12-MM10	1894	2x(3(1x240/25))	2000/5-5
MM11-MM9	2366	2x(3(1x240/25))	2000/5-5
MM1-MM12	2200	2x(3(1x240/25))	1200/5-5 2000/5-5



Şekil 6.2 Konya OSB Ring Dağıtım Sistemi

Bara		3-Faz Arıza			Faz-Toprak Arızası			Faz-Faz Arızası			*Faz-Faz-Toprak		
ID	kV	Reel	İmajiner	Magnitüd	Reel	İmajiner	Magnitüd	Reel	İmajiner	Magnitüd	Reel	İmajiner	Magnitüd
Bus1	154.000	2.756	-8.958	9.373	2.756	-8.958	9.373	7.758	2.387	8.117	-9.136	2.092	9.373
Bus2	31.500	1.097	-11.409	11.462	0.603	-0.029	0.603	9.880	0.950	9.926	-10.032	-0.947	10.076
DM	31.500	1.109	-11.379	11.433	0.602	-0.029	0.603	9.855	0.960	9.901	-10.006	-0.957	10.052
MM1	31.500	1.327	-10.757	10.839	0.600	-0.031	0.601	9.316	1.149	9.387	-9.467	-1.145	9.536
MM2	31.500	1.416	-10.471	10.566	0.599	-0.033	0.600	9.068	1.226	9.150	-9.219	-1.222	9.299
MM3	31.500	1.367	-10.632	10.719	0.600	-0.032	0.601	9.208	1.183	9.283	-9.358	-1.180	9.432
MM4	31.500	1.426	-10.437	10.534	0.599	-0.033	0.600	9.039	1.235	9.123	-9.189	-1.231	9.271
MM5	31.500	1.623	-9.681	9.816	0.597	-0.036	0.598	8.384	1.405	8.501	-8.534	-1.401	8.649
MM6	31.500	1.601	-9.776	9.906	0.597	-0.035	0.598	8.466	1.386	8.579	-8.616	-1.382	8.726
MM7	31.500	1.588	-9.828	9.956	0.597	-0.035	0.598	8.511	1.376	8.622	-8.662	-1.371	8.770
MM8	31.500	1.643	-9.592	9.732	0.596	-0.036	0.597	8.307	1.423	8.428	-8.458	-1.418	8.576
MM9	31.500	1.242	-11.011	11.080	0.601	-0.030	0.602	9.535	1.076	9.596	-9.686	-1.072	9.746
MM10	31.500	1.369	-10.623	10.711	0.600	-0.032	0.601	9.200	1.186	9.276	-9.350	-1.182	9.425
MM11	31.500	1.358	-10.658	10.744	0.600	-0.032	0.601	9.230	1.176	9.305	-9.381	-1.173	9.454
MM12	31.500	1.398	-10.529	10.621	0.600	-0.032	0.601	9.118	1.211	9.198	-9.269	-1.207	9.347

Şekil 6.3 Konya OSB Kısa Devre Analiz Sonuçları

Yapılan analizde diferansiyel koruma rölesi olarak Etap yazılımı kütüphanesinde tanımlı olan Siemens 7SD52/53 rölesi kullanılmıştır. Yönlü aşırı akım rölesi olarak ise aynı seriden 7SG11 rölesi kullanılmıştır.

6.3 Röle Ayar Değerleri

Simülasyon için seçilen bölge ring dağıtım sistemine sahip olduğundan arızanın arıza olduğu bölgede kalması ve diğer hatların enerjili olarak devam etmesi sanayi tesislerinde hayati öneme sahip olduğundan ve diferansiyel korumanın arızaya en kısa zamanda tepki vererek arızayı temizletebilmesinden dolayı ana koruma olarak diferansiyel koruma seçilmiştir. Diferansiyel korumanın röle ayar değerlerinde hata yapılabilmesinden, fiber optik haberleşme kablosunun kopmasından ya da sinyal kablolarının koparak kesiciye ya da röleye gerekli sinyali iletememesinden kaynaklı diferansiyel korumanın çalışmadığı durumda ise aynı akım ve zaman değerlerinde ayarlanmış yönlü aşırı akım koruma değerleri yedek koruma olarak seçilmiştir. Yönlü aşırı akım değerlerinin aynı akım ve süre değerinde ayarlanması ring sistemde herhangi bir arıza oluştuğunda arıza yönüne bakan bütün rölelerin başlama alarak arızayı temizlemek için kesiciyi trip ettireceğinden arızaya en yakın rölelerin arızaya daha uzak olan rölelere blokaj sinyali göndermesi sağlanmıştır. Ayrıca arızaya en yakın rölenin eğer kesici arızası, sinyal kablosu yanlış bağlantısı, sinyal kablosu kopması ya da rölenin ayar değerlerinde yanlışlık yapılabileceği gibi konularda arızaya en yakın röleler

kesiciyi açtıramayacağı göz önüne alınarak arızaya en yakın rölenin bir sonraki rölelere sinyal göndererek blokaj sinyalin iptali ile rölelerin kesicileri açtırması sağlanmıştır.

Yukarıda bahsedilen rölelerde yapılan ayar değerleri ise ring sistemde manevra merkezleri arası kabloların 2(3x(1x240/25) mm^2 XLPE kablosu olması göz önüne alınarak, kısa devre anında elektriksel malzemelerin elektriksek ve mekanik zorlanmalara maruz kalması dikkate alınarak ani açmalar için piyasada alışıla gelmiş kısa devre değeri 6.I_N yerine daha düşük kısa devre değeri seçilmiştir. Röle ayar değerlerinde 500 ms değerinin seçilme sebebi ise TEİAŞ'ın kendi tesislerinde en fazla 1 ms değerinde röle ayarları yapmasından kaynaklıdır. Yapılan röle ayar değerleri Tablo 6.2'de gösterilmiştir.

Tablo 6.2 Röle Ayarı Listesi

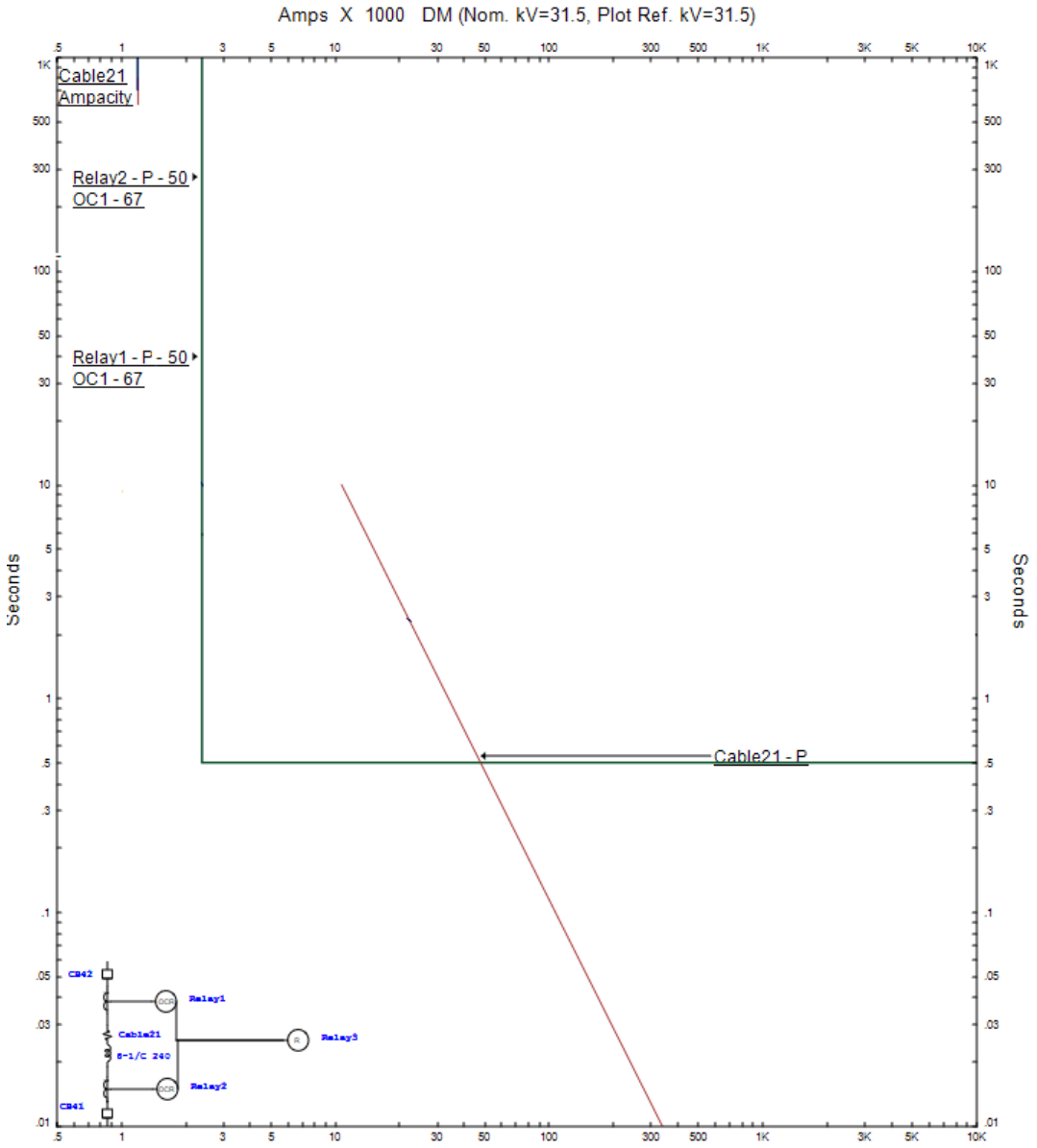
Röle	Koruma(ANSI)	Eğri (IEC)	Akım (A)	Zaman (ms)	TMS
Siemens 7SD52/53 7SG51	87L		60	~35	
	67P Hat	DT	2100	500	
	67N Hat	DT	60	500	
	67P Bara	DT	1500	150	
	67N Bara	DT	60	150	

Yapılan ayarlar neticesinde oluşan ani açma ve gecikmeli açma grafiklerinin ve kablo akım dayanım grafiğinin gösterildiği eğim grafiği Şekil 6.4'de gösterilmiştir. Şekil 6.4 incelendiğinde kablonun akım taşıma kapasitesi ve kısa devre dayanımının röle grafiğinin trip eden bölgesinde kalmasından dolayı oluşturulan grafiğin hattı koruduğu rahatlıkla görülmektedir.

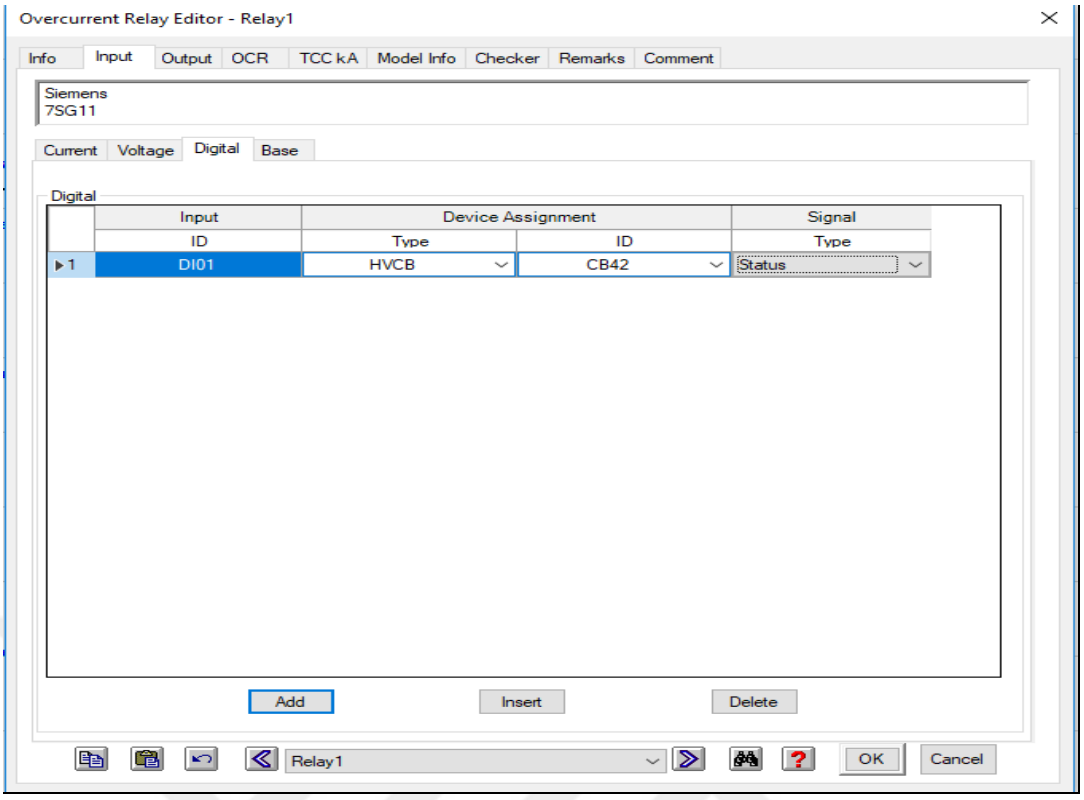
Yönlü aşırı akım rölesinin arıza yönüne bakan bütün rölelerin başlama alarak arızayı temizlemek için kesiciyi trip ettirmesini engellemek için arızaya en yakın rölelerin arızaya daha uzak olan rölelere blokaj sinyali göndermesi Şekil 6.5 ve Şekil 6.6'de gösterilmiştir.

Arızaya en yakın rölenin eğer kesici arızası, sinyal kablosu yanlış bağlantısı, sinyal kablosu kopması ya da rölenin ayar değerlerinde yanlışlık yapılabileceği gibi konularda arızaya en yakın röleler kesiciyi açtıramayacağı göz önüne alınarak

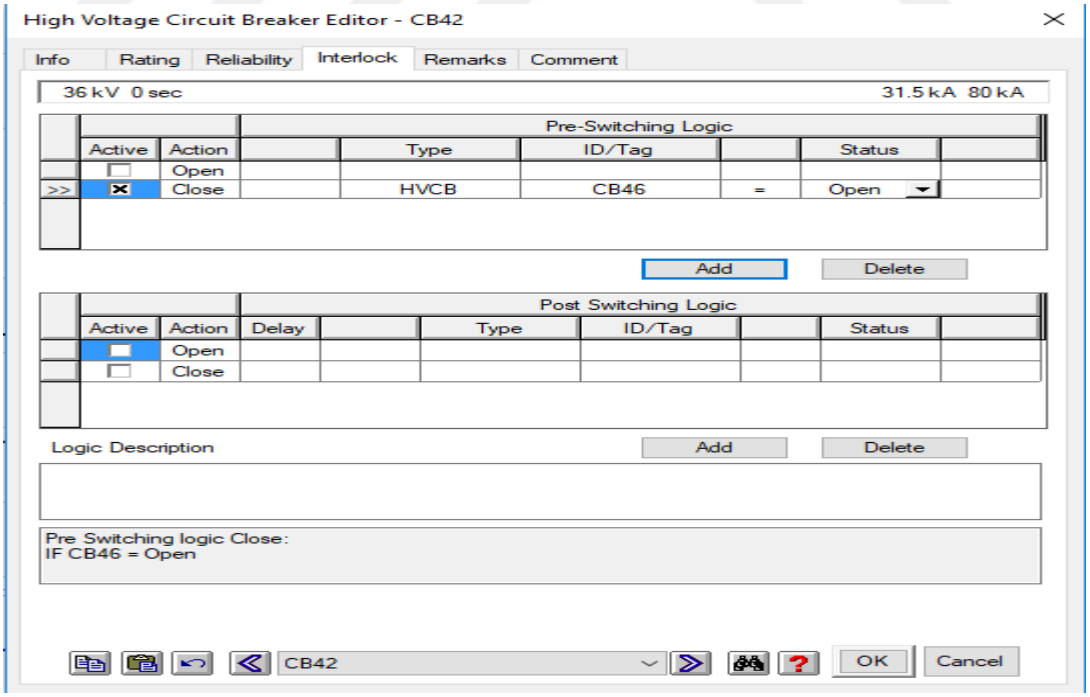
arızaya en yakın rölenin bir sonraki rölelere sinyal göndererek blokaj sinyalin iptali ile rölelerin kesicileri açtırması ise Şekil 6.7'de gösterilmiştir.



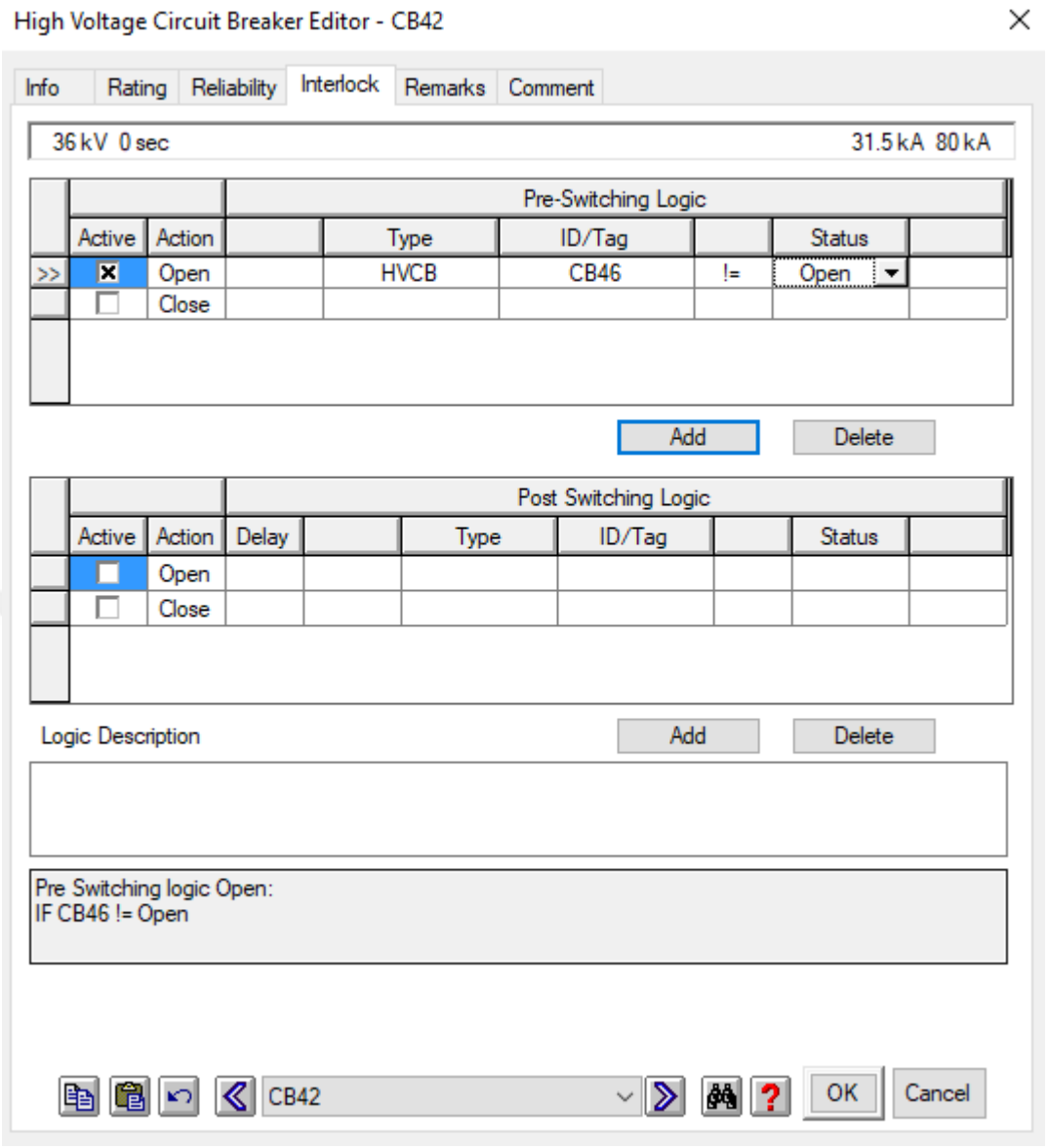
Şekil 6.4 Röle Ayar Grafiği



Şekil 6.5 Röle Kesici Pozisyonu Algılama Sinyali



Şekil 6.6 Kesici Blokaj Sinyali



Şekil 6.7 Kesici Açtırma Sinyali

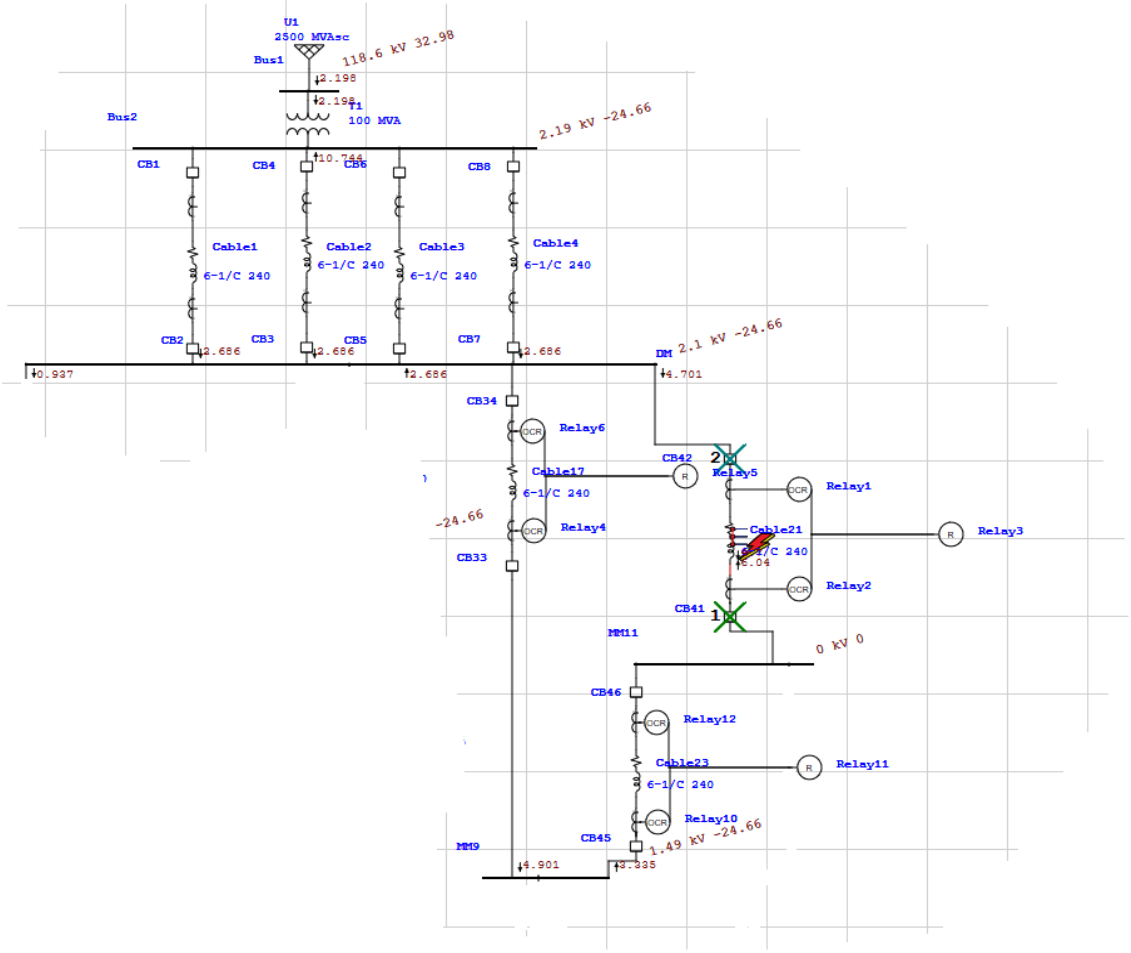
6.4 Sistem Simülasyonu

Önceki bölümlerde anlatılan ayar değerleri kullanılarak Etap programı ile kısa devre arızalarına karşı diferansiyel koruma rölelerinin ve yönlü aşırı akım rölelerinin davranışı ayrı ayrı incelenmiştir. Yukarıda bahsedilen durumlara göre:

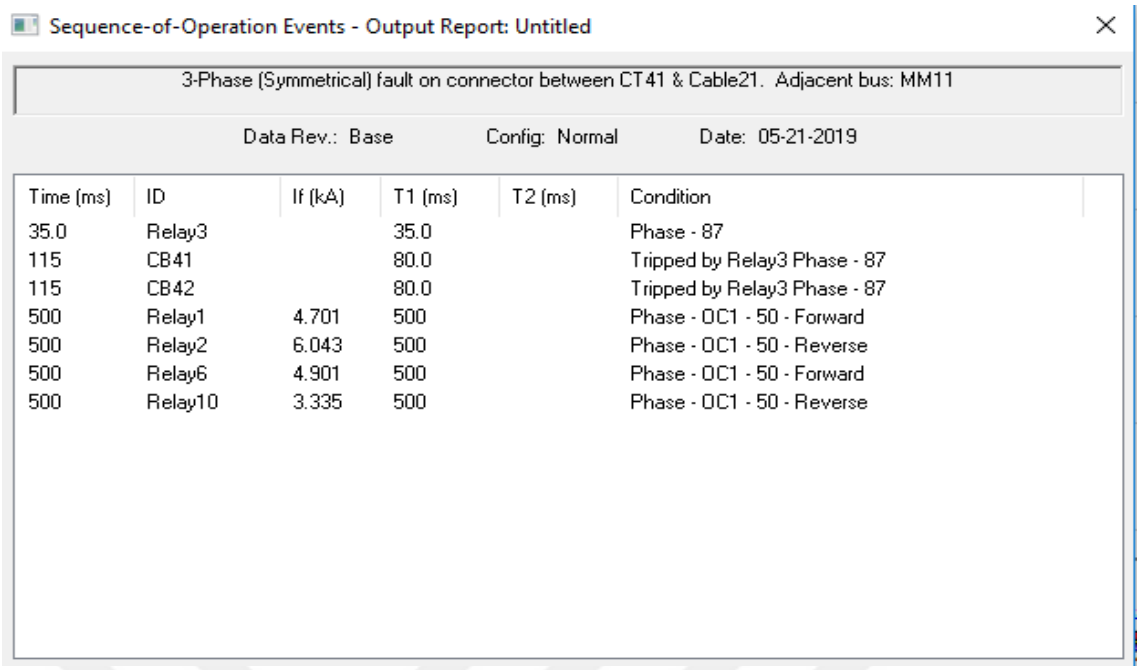
1. **Durum**

Ring hatta CB42 ile CB41 arasında arıza olması durumunda diferansiyel röle arızayı algılayarak toplamda 115 ms içerisinde CB41 ve CB42'yi açtırarak arızayı temizlemiş ve diğer hatlarda enerji akışının devam etmesini sağlamıştır. Röle ayar

değeri 35 ms olmasına rağmen Etap'ta kullanılan kesicilerin arıza temizleme süresi 80 ms olduğu için arıza temizleme süresi toplamda 115 ms olmuştur. Şekil 6.8'de açan kesicileri gösteren şema bulunmaktadır. Ayrıca Şekil 6.9'da rölenin trip süresini gösteren şekil bulunmaktadır.



Şekil 6.8 Açan Kesicilerin Pozisyonları

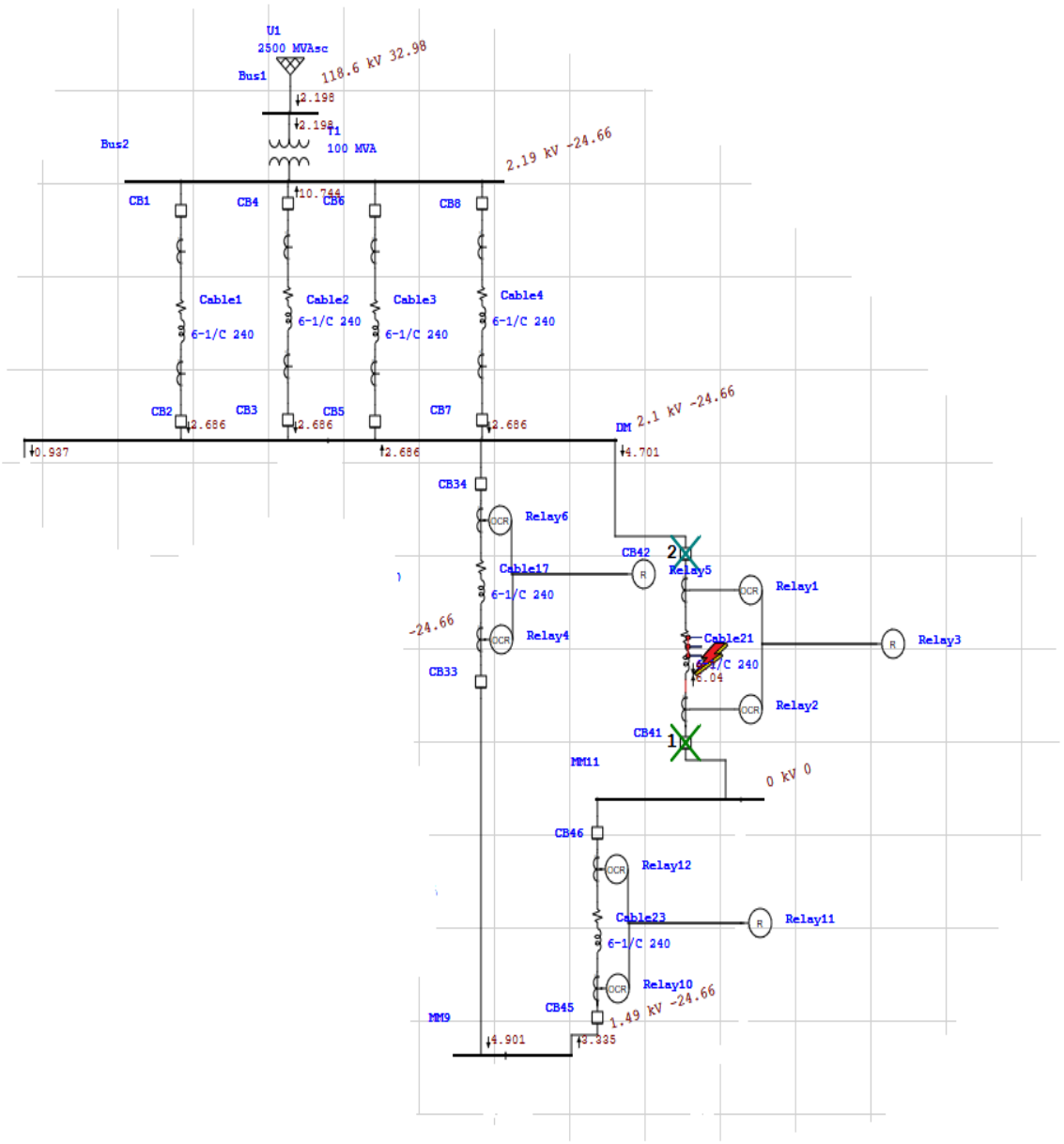


Şekil 6.9 Diferansiyel Röle Trip Süresi

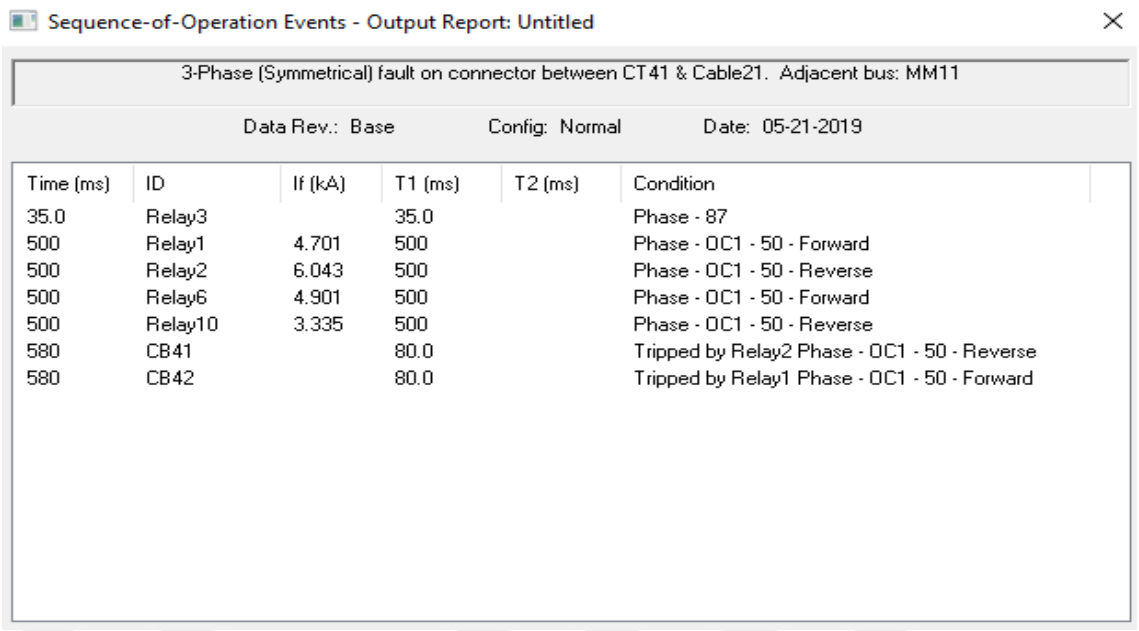
Şekil 6.9 incelendiğinde CB41 ve CB42'ye bağlı diferansiyel rölenin ve diğer 2 adet yönlü aşırı akım rölesinin hatta oluşan arızayı algıladığı fakat CB41 ve CB42'yi diferansiyel rölenin trip ettirdiği anlaşılmaktadır.

2. **Durum**

Ring hatta CB42 ile CB41 arasında arıza olması ve diferansiyel rölenin devrede olmaması durumunda yönlü aşırı akım röleleri arızayı algılayarak toplamda 580 ms içersinde CB41 ve CB42'yi açtırarak arızayı temizlemiş ve diğer hatlarda enerji akışının devam etmesini sağlamıştır. Röle ayar değeri 500 ms olmasına rağmen Etap'ta kullanılan kesicilerin arıza temizleme süresi 80 ms olduğu için arıza temizleme süresi toplamda 580 ms olmuştur. Şekil 6.10'da açan kesicileri gösteren şema bulunmaktadır. Ayrıca Şekil 6.11'de rölelerin trip süresini gösteren şekil bulunmaktadır.



Şekil 6.10 Açan Kesicilerin Pozisyonları


Sequence-of-Operation Events - Output Report: Untitled

3-Phase (Symmetrical) fault on connector between CT41 & Cable21. Adjacent bus: MM11

Data Rev.: Base Config: Normal Date: 05-21-2019

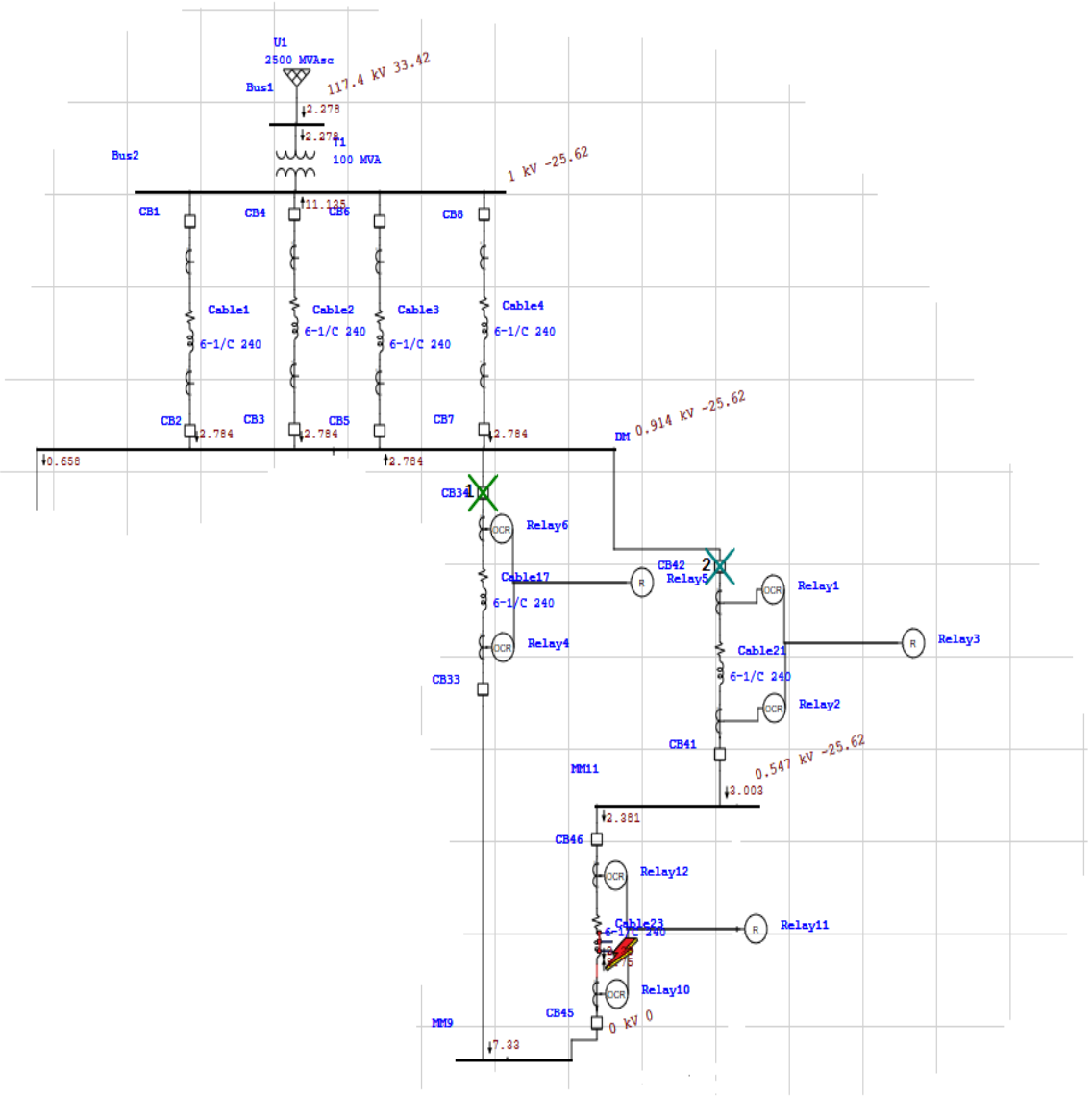
Time (ms)	ID	If (kA)	T1 (ms)	T2 (ms)	Condition
35.0	Relay3		35.0		Phase - 87
500	Relay1	4.701	500		Phase - OC1 - 50 - Forward
500	Relay2	6.043	500		Phase - OC1 - 50 - Reverse
500	Relay6	4.901	500		Phase - OC1 - 50 - Forward
500	Relay10	3.335	500		Phase - OC1 - 50 - Reverse
580	CB41		80.0		Tripped by Relay2 Phase - OC1 - 50 - Reverse
580	CB42		80.0		Tripped by Relay1 Phase - OC1 - 50 - Forward

Şekil 6.11 Yönlü Aşırı Akım Röleleri Trip Süreleri

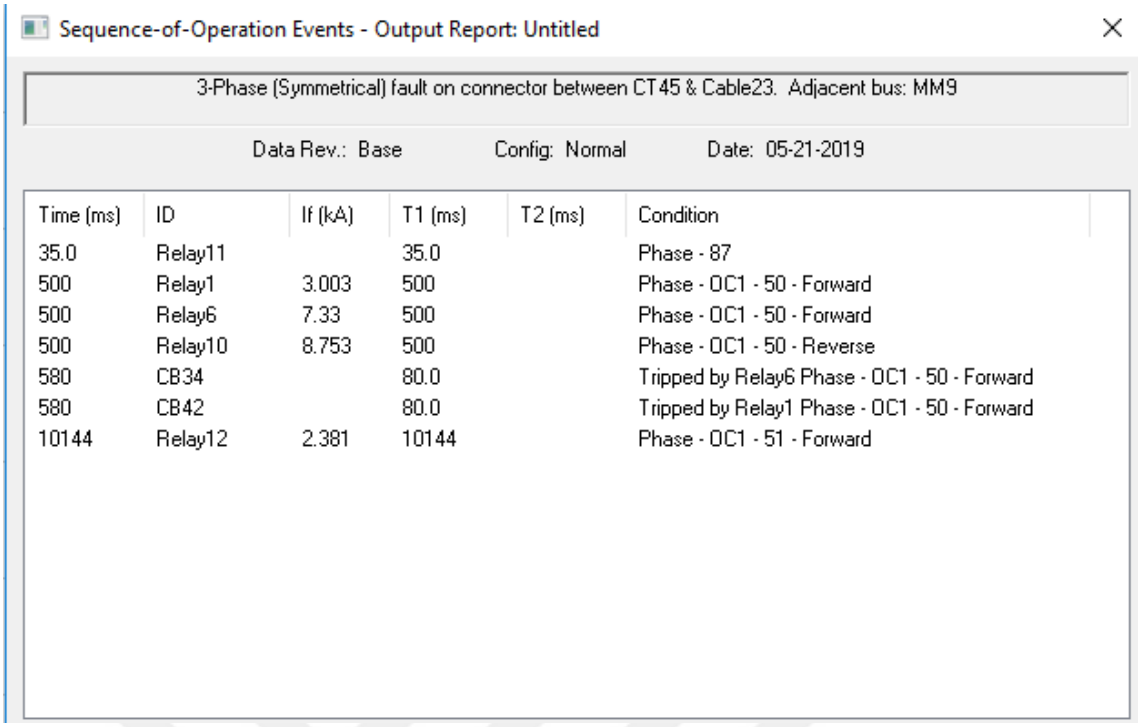
Şekil 6.11 incelendiğinde hatta oluşan arızanın CB 41 ve CB42'de bağlı bulunan diferansiyel röle ve diğer 4 adet yönlü aşırı akım rölesi ile algıladığı fakat CB41 ve CB42'yi arızaye en yakın olan yönlü aşırı akım rölesi olan yönlü aşırı akım rölesi olan röle1 ve röle2'nin trip ettirdiği anlaşılmaktadır.

3. Durum

Ring hatta CB46 ile CB45 arasında arıza olması, diferansiyel rölenin devrede olmaması ve arızaya en yakın olan röle12 ve röle10'un kesciyi açtıramaması durumunda bir sonraki röleler olan röle6 ve röle1'in arızayı algılayarak toplamda 580 ms içersinde CB34 ve CB42'yi açtırarak arızayı temizlemiş ve diğer hatlarda enerji akışının devam etmesini sağlamıştır. Röle ayar değeri 500 ms olmasına rağmen Etap'ta kullanılan kesicilerin arıza temizleme süresi 80 ms olduğu için arıza temizleme süresi toplamda 580 ms olmuştur. Şekil 6.12'de açan kesicileri gösteren şema bulunmaktadır. Ayrıca Şekil 6.13'de rölelerin trip süresini gösteren şekil bulunmaktadır.



Şekil 6.12 Açan Kesicilerin Pozisyonları



Şekil 6.13 Yönlü Aşırı Akım Röleleri Trip Süreleri

Şekil 6.13 incelendiğinde hatta oluşan arızanın CB34 ve CB42'de bağlı bulunan diferansiyel röle ve diğer 4 adet yönlü aşırı akım rölesi ile algıladığı fakat CB34 ve CB42'nin röle1 ve röle6 tarafından trip ettirdiği anlaşılmaktadır.

7
Sonuç ve Öneriler

Bu tez çalışmasında farklı şebeke yapılarına göre farklı elektriksel koruma ayarlarının yapılması gerekliliği sebebi ile öncelikle elektrik dağıtım şebeke yapıları ve elektrik arıza türleri incelenmiştir. Daha sonra ise Konya Organize Sanayi Bölgesi kapalı ring dağıtım sisteminde en uygun elektriksel koruma işleminin yapılabilmesi için ring dağıtım sistemlerinde kullanılan koruma ve kumanda fonksiyonları incelenmiştir. İncelemeler sonucunda en uygun bulunan koruma ve kumanda fonksiyonları Etap programı yardımı ile simüle edilerek seçilen koruma ve kumanda fonksiyonlarının doğruluğu teyit edilmiştir.

Literatürde yapılan araştırma ve incelemede günümüzde O.G. Dağıtım Sistemleri için ana koruma tekniği olarak en uygun koruma fonksiyonunun diferansiyel koruma ve yedek koruma tekniği olarak da en uygun koruma fonksiyonunun yönlü aşırı akım koruma fonksiyonu olduğu sonucuna varılmıştır.

Ring dağıtım hatlarında arızanın oluştuğu bölgede hapsedilerek temizlenmesi ve diğer kullanıcıların bu arızadan elektrik kesintisi olarak etkilenmemesi en büyük girdi kalemlerinden birisi elektrik olan OSB'lerde muazzam öneme sahiptir. Bunun için bir arıza esnasında arızayı algılayan birden fazla rölenin bağlı oldukları kesicileri trip ettirmemesi (açtırmaması) sadece arızalı bölgede bulunan rölelerin bağlı oldukları kesicileri trip ettirmesi gerekmektedir. Bu durum ise doğru dağıtım sistemi elektrik kısa devre analizi ve doğru ve seçici şekilde ayarlanan röle ayarları ile mümkün olabilmektedir.

Günümüzde kullanılan röleler elektronik tabanlı olup bir çok koruma fonksiyonunu kendi içerisinde barındırmaktadır. Dolayısıyla bir röle ile istenilen ayarlar rahatlıkla yapılmaktadır. Bu sebeple ring dağıtım hatlarının korumasında ana koruma ve yedek koruma mantığı kullanılmaktadır.

Dağıtım sistemlerinde röle koordinasyonu ana ve yedek koruma olarak ayarlanmaktadır. Ana koruma arıza oluştuğunda devreye giren koruma iken yedek

koruma ana korumanın devreye giremediği farklı durumlarda aktif olarak hattı korumalıdır. Ring dağıtım hatlarının mesafeleri genellikle kısa mesafelerde, bazı dağıtım hatlarının da çift devre olması sebebiyle ring dağıtım hatlarında oluşabilecek kısa devre arızalarına karşın ana koruma olarak hat diferansiyel rölesi yedek koruma olarak ise yönlü aşırı akım rölesi kullanılmaktadır.

Ana koruma olarak diferansiyel röle korumasının seçilme sebebi tezde de görüleceği gibi arızaya çok hızlı şekilde müdahale etmesi ve sadece arıza olan bölgenin dağıtım sisteminden ayrılmasına olanak sağlamasıdır. Yedek koruma olarak yönlü aşırı akım rölesinin seçilme sebebi ise ana korumanın fiber optik haberleşme kablosunun sahada kopmasından ya da sinyal kablolarının koparak kesiciye ya da röleye gerekli sinyali iletememesinden kaynaklı diferansiyel korumanın çalışmadığı durumda arızayı ayarlanan değerlerde ve ayarlanan yönde algılayarak temizleyebilmesinden kaynaklıdır.

Yönlü aşırı akım değerlerinin aynı akım ve süre değerinde ayarlanması ring sistemde herhangi bir arıza oluştuğunda arıza yönüne bakan bütün rölerin başlama alarak arızayı temizlemek için kesiciyi trip ettireceği göz önünü alınarak arızaya en yakın rölelerin arızaya daha uzak olan rölelere blokaj sinyali göndermesi gerekmektedir. Ayrıca arızaya en yakın rölenin eğer kesici arızası, sinyal kablosu yanlış bağlantısı, sinyal kablosu kopması ya da rölenin ayar değerlerinde yanlışlık yapılabileceği gibi konularda arızaya en yakın röleler kesiciyi açtıramayacağı göz önüne alınarak arızaya en yakın rölenin bir sonraki rölelere sinyal göndererek blokaj sinyalin iptali ile rölelerin kesicileri açtırması sağlanmıştır. Eğer röleler arası sinyalizasyon yapılmaz ise arızayı gören bütün röleler bağlı oldukları kesicileri açtıracak ve selektivite sağlanamayacaktır.

Yukarıda yapılan açıklamalar baz alınarak sayısal uygulama yapılmış ve gerekli selektivitenin sağlandığı, ana korumanın ve yedek korumanın ayarlanan değerlerde hatları doğru şekilde korunduğu gözlemlenmiştir. Dolayısıyla bu tip uygulamalar ring dağıtım sistemlerinde minimum 200-250 ms civarında kullanıla bilinecektir.

Bu tez çalışmasında elde edilen bilgi ve sonuçlardan yararlanarak gelecekteki çalışmalarda mevcut durumda genel olarak açık ring OG dağıtım sistemi yapısında

olan ülkemizdeki elektrik dağıtım şirketlerinin dağıtım hatlarının da kapalı ring uygulamasına geçmesi için gerekli araştırma ve simülasyon çalışmaları yapılabilecektir.

Kaynakça

[1] Z. Han, "Protection Coordination in Networks with Renewable Energy Sources" Yüksek Lisans Tezi, The University of Manchester, Faculty of Engineering and Physical Sciences, Manchester, 2014.

[2] E.C. Özcan, M. Bulut, "Güneş Enerjisi Teknolojileri ve Bu Teknolojilerin Türkiye'deki Geleceği", VI. Yeni ve Yenilenebilir Enerji Kaynakları Sempozyumu, Kayseri, 247-262, 2011.

[3] Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı 2010 - 2014 Stratejik Planı, Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı, 25-30, 2009.

[4] 4562 Sayılı Organize Sanayi Bölgeleri Kanunu, 2000.

[5] Elektrik Dağıtımı ve Perakende Satışına İlişkin Hizmet Kalitesi Yönetmeliği, 2012.

[6] Elektrik Piyasası Lisans Yönetmeliği, 2013.

[7] Elektrik Piyasasında Lisanssız Elektrik Üretim Yönetmeliği, 2019.

[8] M. R. Elkadeem, M.A Alaam, A.M Azmy, "Distrubition Automation System İmplemented For Underground Medium Voltage Networks: Case Study" 17th International Middle-East Power System Conference, Mansoura University, Mısır, 15-17 Aralık, 2015.

[9] M. Singh, "Protection Coordination İn Distribution Systems With And Without Distributed Energy Resources- A review" Singh Protection and Control of Modern Power Systems 2:27, 2017.

[10] M. Norshahrani, H. Mokhlis, Ab.H. Abu Bakar, J.J. Jamian, S. Sukumar "Progress on Protection Strategies to Mitigate the Impact of Renewable Distributed Generation on Distribution Systems" Energies 2017, 10, 1864,2017.

[11] J.M. Gers, E.J. Holmes "Protection of Electricity Distrubition Networks" Second Edition, 2013.

[12] C. Prévé, "Protection of Electrical Networks,"2013.

[13] M. Hebatallah, H. H. Zeineldin, I. Doaa Khalil "Protection Coordination of Directional Overcurrent Relays Considering Fault Current Direction" 2014 5th IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Europe (ISGT Europe), October 12-15, İstanbul.

[14] C. GU, J. JI, A. XU, L. LIU "Research on Feeder Protection Strategy of Distribution Network Connected with Micro-Grid" 27th Chinese Control and Decision Conference, 2015.

[15] Z. Wang, A. Oudalov, B. Su, Y. Chen "Research on Close-Loop Simulation for Centralized Coordination of Protection Settings" 2012 China International Conference on Electricity Distribution (CICED 2012) Shanghai, 5-6 Sep. 2012.

[16] Y. Liu, H. Gao, W. Gao, N. Li, M. Xiang, "A Design Scheme of Line Current Differential Protection Based on IEC61850", IEEE Power Engineering and Automation Conference, 2011.

[17]B. Kara, F. Özveren, Ö. Usta, "Aktif Dağıtım Şebekelerinin Diferansiyel Röle İle Korunması" Elektrik Elektronik Mühendisliği Kongresi, 2017.

[18] L. D'orazio, R. Calone, "Innovatıve Protectıon System On Dıstrıbutıon Network" 22nd International Conference and Exhibition on Electricity Distribution, Cired 2013, Sayfa 0731, Stockholm, Sweden, 2013.

[19] L. D'orazio, R. Calone, "Implementatıon And Fırst Operatıon Results Of The Mv Loop Scheme" 23nd International Conference and Exhibition on Electricity Distribution, Cired 2015, Sayfa 0708, Lyon, Fransa, 2015.

[20] R. Leelaruji, Dr. L. Vanfretti, "Power System Protective Relaying: Basic Concepts, Industrial-Grade Devices, and Communication Mechanisms", Report # Smarts-Lab-2011-003, 2011.

[21] H.H. Rögnvaldsson, "Design of a Simulation Platform to Support Operation Decisions in a Petrochemical Network", Yüksek Lisans Tezi, Delft University of Technology, Faculty of Electrical Engineering, 2014.

[22] M. Lwana, " Investıgatıon Of 3 Terminal Dıfferentıal Protectıon Usıng Standard-Based Numerıcal Relays" Yüksek Lisans Tezi, Cape Peninsula University of Technology, Faculty of Electrical Engineering, 2017

[23] Á. Silos, A. Señís, R. Martín de Pozuelo, A. Zaballos, "Using Iec 61850 Goose Service For Adaptive Ansı 67/67n Protection in Ring Main Systems with Distributed Energy Resources" Energies 10(11):1685, 2017.

[24] A.S. Sánchez, "Automatic Fault Location in Electrical Distribution Networks with Distributed Generation " Doktora Tezi, Universitat Politècnica de Catalunya, Electrical Engineering Department, Barcelona, 2018.

[25] Unıted States. IEEE Standard for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems. NY: IEEE, 2009. Print.

[26] Elektrik Kuvvetli Akım Tesisleri Yönetmeliği, 2000.

[27] T.A. Short, "Electric Power Distribution Handbook", CRC Press LLC, New York, USA, 2004.

[28] T.A. Short, "Electric Power Distribution Handbook", CRC Press LLC, New York, USA, 2004.

[29] http://emhk.itu.edu.tr/elektrik-dagitim-sebekeleri/, 01.12.2019.

[30] L. Dongxue, Y. Jiye, Y. Chuang, M. Qiang, Y. Dayong, L. Tianqi, "Standard for design of modern electric distribution system analysis", 2nd International Conference on Materials Science, Machinery and Energy Engineering (MSMEE 2017), Atlantis Press, 2017.

[31] E. Lakervi, E.J. Holmes, “Electricity distribution network design”, Short Run Press, London, England,1989.

[32] ABB, “Technical Guide Protection Criteria for Medium Voltage Network”, Zurich, Switzerland, 2016.

[33] A. Shrestha, S. K. Jha, B. Shah, B.R Gautam, “Optimal Grid Network for Rural Electrification of Upper Karnali Hydro Project Affected Area”, IEEE Region 10 Humanitarian Technology Conference (R10-HTC), Agra, India, 21-23 December 2016.

[34] B. de Metz-Noblat, F. Dumas, G. Thomasset, “Calculation of short circuit currents”, Cahier Technique no. 158, Schneider Electric, Grenoble, Fransa, 2005.

[35] R. Liang, G. Rui, Fu, X. Zhu, X. Xue, “Fault location on single terminal travelling wave analysis in radial distribution network”, Elsevier, Jiangsou, Çin, 2014.

[36] T. Gönen, “Electric Power Distribution System Engineering”, McGraw-Hill, Sacramento, USA, 1986.

[37] M. A. S. Mashoum, E.F. Fuchs, “Power Quality in Power Systems in Electrical Machines”, Second Edition, Elsevier, San Diego, USA, 2015.

[38] C.R. BaylisS, B. J. Hardy, “Transmission and Distribution Electrical Engineering”, Fourth Edition, Elsevier, London, UK, 2012.

[39] P. Ledesman, L. Usaola, “Minimum Voltage Protections in Variable Speed Wind Farms”2001 IEEE Porto Power Tech Proceeding, Vol. 4, 10-13 Sept. 2001, 6pp., 2001.

[40] Y.G Paithankar, S.R. Bhide, “Fundemantals of Power System Protection”, Phı Learning Private Limited, New Delphi,2010.

[41] E. Gençaydin, “Hata Ağacı ve Blok Diyagramı Yöntemi ile Koruma Sistemlerinde Güvenilirlik Analizi ve Çözüm Önerileriyle Türkiye Elektrik İletim Sistemine Uygulanması”, Doktora Tezi, Yıldız Teknik Üniversitesi Fen Bilimleri Enstitüsü, Istanbul, 2012.

[42] J. L. Blackburn, “Protective Relaying: Principles and Applications”, M. O. Thurston and W. Middendorf, Eds. Marcel Dekker, Inc., 1987.

[43] IEEE 100, “The IEEE Standard Dictionary of Electrical and Electronics Terms, Sixth Edition”, New York, 1996.

[44] C.H. Flurscheim, “Power Circuit Breaker Theory and Design”, 1982.

[45] H. Büyükdora, “Ölçü Trafoları ve Sekonder Koruma”,2006.

[46] R. Yumurtacı, “Elektrik Güç Sistemlerinde Hatların Mesafe Röleleri ile Korunması”, Yüksek Lisans Tezi, Yıldız Teknik Üniversitesi Fen Bilimleri Enstitüsü, İstanbul, 1995.

[47] J. Lewis Blackburn, T. J. Domin, “Protective Relaying Principles and Applications Third Edition”, Taylor & Francis Group, LLC., 2006.

[48] IEEE Std C37.2-2008 “IEEE Standard for Electrical Power System Device Function Numbers, Acronyms, and Contact Designations.”, 2008.

[49] IEEE 242, (2001). “Protection and Coordination of Industrial and Commercial Power Systems”, Revision of IEEE Std 242-1986, New York, 2001.

[50] G. Ziegler, “Numerical Differential Protection Principles and Applications”, Second Edition, Publicis Publishing, Almanya, 2012.

[51] S. Ward and T. Erwin, "Current Differential Line Protection Setting Considerations", RFL Electronics Inc.,2005.

[52] K. Zimmerman, D. Costello “ A Practical Approach to Line Current Differential Testing”, proceedings of the 66th Annual Conference for Protective Relay Engineers Conference, Texas, 2013.

[53]http://www.tomcad.com/linkedin/week7POWERSYSTEMPROTECTION(DifferentialRelays).pdf , 01.12.2019.

[54] Schneider Electric, V300F_M/en M/A010 Differential Protection Manual, Fransa,2017.

[55] G. Değerli, “Enerji İletim Sistemlerinde Hatların Nümerik Diferansiyel Röleler ile Korunması ve T-Bağlantılı Hatlarda Diferansiyel Korumanın Mesafe Koruma ile Karşılaştırılması”, Yüksek Lisans Tezi, Yıldız Teknik Üniversitesi Fen Bilimleri Enstitüsü, İstanbul, 2017.

[56] M. Hank, B. John, F. Normann, K. Bogdan, “Modern line Current differential protection solutions”, 63rd Annual Conference for Protective Relay Engineers, College Station, TX, US, 2010.

[57] H. L. Gao, S. F. Jiang, J. L. He, “Study on New Typr of Current Differential Protection for Transmission Lines”, Proceedings of the CSEE, 1999(19), 08, pp. 49-53.

[58] S. L. Zhao, M. Q. Hu, X. B. Dou, Y. S. DU, “Research of Time Synchronization in Digital Substation Based on IEEE 1588, Power System Technology”, 2008(32), 21, pp. 97-102.

[59] Z. Y. Zhang, H. J. Liu, “A New Synchronization Method of Optical Fiber Line Differential Protection for Digital Substation”, Automation of Electric Power Systems”, 2010(34), 22, pp. 90–92.

[60] Schneider Electric, Micom P125, P126 & P127 Directional/Non-Directional Relay P12y/EN M/Fa5_ Manual, Fransa,2011.

[61] A. Cerrettı, G. Scrosatı, L. Consıglıo, “Upgrade Of Enel Mv Network Automatıon To Improve Performances In Presence Of Faults And To Deal Dg”, 21nd International Conference and Exhibition on Electricity Distribution, Cired 2011, Sayfa 0463, Frankfurt, Almanya, 2011.

[62] T. Berry, L. Guise, “IEC 61850 for Distribution Feeder Automation”, International Conference on Resilience of Transmission and Distribution Networks, Birmingham, UK, 22-24 September 2015.

[63] P. Lloret, J. L. Velásquez, L. Molas-Balada, R. Villafáfila, A. Sumper, S. Galceran-Arellano, "IEC 61850 as a flexible tool for electrical systems monitoring", International Conference on Electrical Power Quality and Utilisation, Barcelona, Spain, 9-11 October 2007.

[64] IEC, "TR 61850-90-17. Communication networks and systems for power utility automation – Part 90- 17: Using IEC 61850 to transmit power quality data", Geneva, Switzerland, May 2017.

[65] C. Brunner, K. Schwarz, "Beyond substations", Praxis Profiline. IEC 61850. Global standards IEC 61850 and IEC 61400-25 widely accepted. News perspectives in utility integration and automation", Karlsruhe, Germany, April 2007.

[66] A. Temiz, C. Şahin, A. Nadar, Ö. Karaman "Akıllı Şebekeler İçin Haberleşme Çözümü", Akıllı Şebekeler ve Türkiye Elektrik Şebekesinin Geleceği Sempozyumu, Nisan 2013.

[67] R.E. Mackiewicz, "Owerview of IEC 61850 and Benefits", IEEE, 2006

[68] D. Hou, D. Dolezilek, "IEC 61850. What It Can and Cannot Offer to Traditional Protection Schemes", SEL Journal of Reliable Power, vol. 1, no. 2, Pullman, USA, Kasım 2010.

[69] T. Tibbals, D. Dolezilek, "Case Study: New Testing and Verification Practices for Virtual Wiring Among IEDs Via Ethernet Communications", In Proceedings of the Southern African Power System Protection Conference, Johannesburg, South Africa, 10-12 November 2010.

[70] D. Doleziek, D. Whitehead, V. Skendzic, "Integration of IEC 61850 GSE and Sampled Value Services to Reduce Substation Wiring", 47th Annual Minnesota Power Systems Conference Brooklyn Center, Minnesota, MN, USA, 1–3 November 2011.

[71] A. Apostolov, B. Vandiver, "IEC 61850 Goose applications to distribution protection schemes", 64th Annual Conference for Protective Relay Engineers, College Station, USA, 11-14 April 2011.

[72] AREVA T&D, "Network protection and automation guide—protective relays, measurement & control", 2002.

[73] J. L. Blackburn, T. J. Domin, 1998, Protective Relaying—Principles and applications, New York: Narcek Dejjer, Inc.

[74]https://www.gedigitalenergy.com/smartgrid/Mar07/article7.pdf, 01.12.2019.

[75] S. Tshobeni "Short Feeder Distance Protection And Its Aplication Limits" 19th International Conference and Exhibition on Electricity Distribution, Cired 2007, Sayfa 0288, Viyana, Avusturya, 2007.

Tezden Üretilmiş Yayınlar

İletişim Bilgisi: muhammedgul86@gmail.com

Konferans Bildirileri

1. M. Gül, B. Kekezoğlu, R. Yumurtacı "Organize Sanayi Bölgelerinde Orta Gerilim Kapalı Ring Dağıtım Sistemlerinde Koruma Tekniğinin İncelenmesi", TMMOB Elektrik Mühendisleri Odası VI Elektrik Tesisat Ulusal Kongresi ve Sergisi, Emo Yayın No: SK/2019/728, İzmir, Türkiye, Sayfa 99-108, 16–19 Ekim 2019.