

İSTANBUL TEKNİK ÜNİVERSİTESİ ★ FEN BİLİMLERİ ENSTİTÜSÜ

**DAĞITIK ÜRETİM KAYNAĞI İÇEREN ELEKTRİK DAĞITIM
SİSTEMLERİNDE GÖRÜNMEYEN HATALARIN KORUMA
KOORDİNASYONU ÜZERİNDEKİ ETKİLERİ**

YÜKSEK LİSANS TEZİ

Mustafa Selim SEZGİN

Elektrik Mühendisliği Anabilim Dalı

Elektrik Mühendisliği Programı

MAYIS 2015

İSTANBUL TEKNİK ÜNİVERSİTESİ ★ FEN BİLİMLERİ ENSTİTÜSÜ

**DAĞITIK ÜRETİM KAYNAĞI İÇEREN ELEKTRİK DAĞITIM
SİSTEMLERİNDE GÖRÜNMEYEN HATALARIN KORUMA
KOORDİNASYONU ÜZERİNDEKİ ETKİLERİ**

YÜKSEK LİSANS TEZİ

**Mustafa Selim SEZGİN
(504121025)**

Elektrik Mühendisliği Anabilim Dalı

Elektrik Mühendisliği Programı

Tez Danışmanı: Prof. Dr. Mustafa BAĞRIYANIK

MAYIS 2015

İTÜ, Fen Bilimleri Enstitüsü'nün 504121025 numaralı Yüksek Lisans Öğrencisi **Mustafa Selim SEZGİN**, ilgili yönetmeliklerin belirlediği gerekli tüm şartları yerine getirdikten sonra hazırladığı “**DAĞITIK ÜRETİM KAYNAĞI İÇEREN ELEKTRİK DAĞITIM SİSTEMLERİNDE GÖRÜNMEYEN HATALARIN KORUMA KOORDİNASYONU ÜZERİNDEKİ ETKİLERİ**” başlıklı tezini aşağıda imzaları olan jüri önünde başarı ile sunmuştur.

Tez Danışmanı : **Prof. Dr. Mustafa BAĞRIYANIK**
İstanbul Teknik Üniversitesi

Jüri Üyeleri : **Doç. Dr. Ömer GÜL**
İstanbul Teknik Üniversitesi

Doç. Dr. Ayşen BASA ARSOY
Kocaeli Üniversitesi

Teslim Tarihi : **04 Mayıs 2015**
Savunma Tarihi : **28 Mayıs 2015**

Sevgili aileme,

ÖNSÖZ

Günümüzde elektrik enerjisi modern toplumların vazgeçilmez unsurlarından biri olmuştur. Kısa süreli elektrik enerjisi kesintileri bile modern toplumların günlük rutinlerini ve ekonomik yaşantısını etkileyerek tüketici memnuniyetsizliğini neden olmaktadır. Elektrik enerjisine olan talebin sürekli olarak artması, dağıtım sistemlerinin topolojilerinin değişmesine, elektrik enerjisinin yenilenebilir enerji kaynaklarından yerel olarak üretilmesini ve dağıtılması sağlayan dağıtık üretim (DÜ) tesislerinin ortaya çıkmasına sebep olmuştur. Elektrik güç sistemlerinin planlanması ve tasarımı ne kadar iyi olursa olsun işletme esnasında çeşitli arızalar karşı karşıya kalınmaktadır. İşletme esnasında meydana gelen arızaların hem insan yaşamına hem de elektrik güç sistemi ekipmanlarına olan etkilerini asgari düzeye indirmek için iyi planlanmış seçici bir koruma plan altında işletilmesi gerekmektedir. Bu bağlamda bu tez çalışmasında gerçek bir sistem üzerinde koruma koordinasyon çalışması, DÜ tesislerinin ve koruma ekipmanlarında meydana gelen görünmeyen hataların koruma koordinasyonuna etkileri incelenmiştir.

Bu tez çalışması boyunca değerli katkıları ve yardımlarıyla desteğini hiçbir zaman esirgemeyen tez danışmanı Prof. Dr. Mustafa BAĞRIYANIK'a teşekkür ederim. Ayrıca tez çalışması süresince desteklerinden ötürü Kahraman YUMAK'a, Araş. Gör. Önder POLAT'a, Araş. Gör. Seraser Gizem DİLİŞEN'e, Araş. Gör. Handan NAK'a, Araş. Gör. Bekir FİNCAN'a ve tezimde kullandığım verileri sağlayan Boğaziçi Elektrik Dağıtım A.Ş. çalışanlarına teşekkürü bir borç bilirim. Son olarak tüm hayatım boyunca maddi ve manevi destekleri ile her zaman yanımda olan sevgili aileme de teşekkür ederim.

Mayıs 2015

Mustafa Selim Sezgin
(Elektrik Mühendisi)

İÇİNDEKİLER

Sayfa

ÖNSÖZ.....	vii
İÇİNDEKİLER.....	ix
KISALTMALAR.....	xi
ÇİZELGE LİSTESİ	xiii
ŞEKİL LİSTESİ	xv
ÖZET	xvii
SUMMARY.....	xix
1. GİRİŞ.....	1
1.1 Tezin Bölümleri	5
2. DAĞITIM ŞEBEKELERİ.....	9
2.1 Dallı (Radial) Şebeke.....	10
2.2 Halka (Ring) Şebeke.....	11
2.2.1 Açık halka (open ring) şebeke	11
2.2.2 Kapalı halka (closed ring) şebeke	12
2.3 Ağ (Network) Şebeke	13
2.4 Elektrik Tesislerinde Koruma Gereksinimleri.....	14
2.5 Koruma Bölgeleri	16
2.5.1 Ana (main) ve yedek (back-up) koruma bölgeleri	17
2.5.1.1 Ana (Main) koruma	17
2.5.1.2 Yedek (Back-Up) koruma	17
3. ARIZA TİPLERİ VE ETKİLERİ	19
3.1 Üç Fazlı Sistemlerde Arıza Tipleri	20
3.2 Kısa Devre Akımlarının Hesaplanması	21
3.2.1 Kısa devre akımlarının hesaplanmasında yapılan varsayımlar	22
3.3 Kısa Devre Akımlarını Hesaplama Metotları	23
3.3.1 Kısa devre noktasına eşdeğer gerilim kaynağı eklenmesi.....	23
3.3.2 Simetrik bileşenler yöntemi ile kısa devre akımlarının hesaplanması	24
3.3.2.1 Faz-toprak arızası	28
3.3.2.2 Faz-faz arızası.....	29
3.3.2.3 Faz-faz-toprak arızası	30
3.4 Maksimum Kısa Devre Akım.....	31
3.5 Minimum Kısa Devre Akım	31
3.6 Elektriksel Ekipmanların Kısa Devre Empedansları	32
3.6.1 Şebeke empedansı	32
3.6.2 Transformatörler.....	34
3.6.2.1 İki sargılı transformatörler.....	34
3.6.2.2 Üç sargılı transformatör.....	34
3.6.2.3 Transformatör düzeltme katsayısı	36
3.6.3 Havai hat ve kablolar.....	37
3.6.4 Kısa devre akımı sınırlama reaktörleri	37
3.7 Başlangıç Kısa Devre Akımı	38

3.7.1 Üç faz kısa devresi	38
3.7.2 Faz-faz kısa devresi	38
3.7.3 Faz-faz toprak kısa devresi.....	39
3.7.4 Faz-toprak kısa devresi.....	39
3.8 Kısa Devre Akımı Doğru Akım (DA) Bileşeni	39
3.9 Kısa Devre Açma Akımı	40
4. KORUMA RÖLELERİNİN STANDART KORUMA FONKSİYONLARI..	41
4.1 Koruma	41
4.2 Ölçüm	42
4.3 Kontrol.....	42
4.4 Haberleşme	43
4.5 Raporlama ve Alarmlar	43
4.6 Koruma Sisteminin Temel Ekipmanları	43
4.7 Aşırı Akım Koruma.....	47
4.7.1 Ani (instantaneous) aşırı akım koruma	48
4.7.2 Sabit zamanlı (definite time) aşırı akım koruma	49
4.7.3 Ters zamanlı (inverse time) aşırı akım koruma.....	50
4.7.4 Yönlü (directional) aşırı akım koruma	51
4.8 Aşırı Akım Korumasında Koordinasyon Kriterleri	52
4.9 Koruma Koordinasyon Durumunun Kontrolünde Kullanılan Yöntem	56
5. ELEKTRİK GÜÇ SİSTEMLERİNDE GÖRÜNMEYEN HATALAR.....	61
5.1 Ardışık Hatalar ve Sistem Çökmesi	62
5.2 Görünmeyen Hataların Dağıtım Sistemi İşletimi Üzerindeki Etkileri	64
5.3 Görünmeyen Hataların Sistem Üzerindeki Etkilerinin İncelenmesine Yönelik Göstergeler	65
5.3.1 Toplam beslenemeyen yük miktarı yüzdesi (%)	66
5.3.2 Görünmeyen hata kaynaklı beslenemeyen yük miktarı (%)	66
5.3.3 Görünmeyen hatanın beslenemeyen yük miktarı üzerindeki etkisi (%) ...	66
6. ÖRNEK SİSTEM İNCELEMELERİ.....	67
6.1 Örnek Sistem Koruma Koordinasyon İncelemeleri	67
6.1.1 Örnek sistem incelemeleri 1. durum	70
6.1.2 Örnek sistem incelemeleri 2. durum	73
6.1.3 Örnek sistem incelemeleri 3. durum	79
6.2 Örnek Sistemde Görünmeyen Hataların Etkilerinin İncelenmesi	86
7. SONUÇ VE ÖNERİLER.....	93
KAYNAKLAR.....	95
ÖZGEÇMİŞ	99

KISALTMALAR

AA	: Alternatif Akım
AG	: Alçak Gerilim
ANSI	: Amerikan Ulusal Standartlar Enstitüsü (American National Standards Institute)
ASCII	: Bilgi Değişimi İçin Amerikan Standart Kodlama Sistemi (American Standard Code for Information Interchange)
BEDAŞ	: Boğaziçi Elektrik Dağıtım A.Ş.
CBS	: Coğrafi Bilgi Sistemleri
DA	: Doğru Akım
DM	: Dağıtım Merkezi
DÜ	: Dağıtık Üretim
DÜK	: Dağıtık Üretim Kaynağı
DTR	: Dağıtım Transformatörü
EDŞ	: Elektrik Dağıtım Şebekesi
ENH	: Enerji Nakil Hattı
EPDK	: Enerji Piyasası Düzenleme Kurumu
IEC	: Uluslararası Elektroteknik Komisyonu (International Electrotechnical Commission)
IEEE	: Elektrik ve Elektronik Mühendisleri Enstitüsü (Institute of Electrical and Electronics Engineers)
KÖK	: Kesici Ölçü Kabini
OG	: Orta Gerilim
TBS	: Transformatör Bilgi Sistemi
TEDAŞ	: Türkiye Elektrik Dağıtım A.Ş.
TEİAŞ	: Türkiye Elektrik İletim A.Ş.
TM	: Transformatör Merkezi
TMS	: Zaman Çarpanı Ayarı (Time Multiplier Setting)
YG	: Yüksek Gerilim

ÇİZELGE LİSTESİ

Sayfa

Çizelge 3.1 : IEC 60909-0'a göre gerilim faktörü c.	24
Çizelge 4.1 : Akım transformatörleri hassasiyet sınıfları.	46
Çizelge 4.2 : Ölçü akım transformatörlerinde akım, faz açısı hata sınırları [41].....	46
Çizelge 4.3 : Koruma akım transformatörlerin akım, faz açısı hata sınırları [41].	47
Çizelge 4.4 : Ters zamanlı çalışma için sabitler ve eğri karakteristikleri.	51
Çizelge 6.1 : Beyazıt TM 2107 transformatör verileri.	69
Çizelge 6.2 : Beyazıt TM 2107 yeraltı kablo verileri.	69
Çizelge 6.3 : Beyazıt TM 2107 temel modeldeki yük değerleri.	69
Çizelge 6.4 : Beyazıt TM 2107 kısa devre akımı sonuçları.	70
Çizelge 6.5 : Beyazıt TM 2107 röle ayar değerleri.....	71
Çizelge 6.6 : Beyazıt TM 2107 kısa devre kısa devre akımı sonuçları.....	74
Çizelge 6.7 : Beyazıt TM 2107 paralel çalışma koşullarında röle ayar değerleri.	75
Çizelge 6.8 : Beyazıt TM 2107 paralel çalışma koşullarında yönlü röle ayar değerleri.	75
Çizelge 6.9 : DÜK transformatör verileri.	81
Çizelge 6.10 : Beyazıt TM 2107 fiderine bağlanan ek yükler.	81
Çizelge 6.11 : Beyazıt TM 2107 fiderinde DÜK'larının bağlı olduğu durumdaki kısa devre akımları.	81
Çizelge 6.12 : Beyazıt TM 2107 fiderinde DÜK bağlı olduğu durumdaki röle ayar değerleri.	83
Çizelge 6.13 : Beyazıt TM 2107 fiderinde DÜK bağlı olduğu durumdaki yönlü koruma rölelerinin ayar değerleri..	84
Çizelge 6.14 : Koruma sisteminin hatalı çalışması durumunda yük kayıpları.	87

ŞEKİL LİSTESİ

Sayfa

Şekil 2.1 : Örnek bir dallı şebeke sistemi.	11
Şekil 2.2 : Örnek bir açık halka şebeke sistemi.	12
Şekil 2.3 : Örnek bir kapalı halka şebeke sistemi.	13
Şekil 2.4 : Üç koldan beslemeli ağ şebeke.	14
Şekil 2.5 : Örnek bir güç sisteminde koruma bölgeleri.	16
Şekil 3.1 : Üç fazlı sistemlerde meydana gelen arızalar [40].	20
Şekil 3.2 : Generatörden uzak sabit AA bileşenli kısa devre akımı [40].	22
Şekil 3.3 : Başlangıç kısa devre akımı eşdeğer gerilim kaynağı ile hesaplanması. ..	24
Şekil 3.4 : Senkron generatör pozitif bileşen devresi ve akımları.	27
Şekil 3.5 : Senkron generatör negatif bileşen devresi ve akımları.	27
Şekil 3.6 : Senkron generatör sıfır bileşen devresi ve akımları.	28
Şekil 3.7 : Faz-toprak arızasında bileşen devrelerin bağlantısı.	29
Şekil 3.8 : Faz-faz arızasında bileşen devrelerin bağlantısı.	30
Şekil 3.9 : Faz-faz-toprak arızasında bileşen devrelerin bağlantısı.	31
Şekil 3.10 : Şebeke empedansı eşdeğer devresi.	33
Şekil 3.11 : Üç sargılı transformatör.	35
Şekil 4.1 : Arıza akım genliğinin arıza konumuna göre değişimi.	48
Şekil 4.2 : Ani aşırı akım koruma rölesinin karakteristik eğrisi.	49
Şekil 4.3 : Sabit zamanlı aşırı akım koruma rölesinin karakteristik eğrisi.	49
Şekil 4.4 : Ters zamanlı akım koruma rölesi karakteristik eğrisi.	50
Şekil 4.5 : Paralel fiderlere uygulanan yönlü koruma.	52
Şekil 4.6 : Radyal bir sistemde ters zamanlı aşırı akım rölelerinin koordinasyonu. ..	54
Şekil 4.7 : Örnek radyal sistemdeki rölelerin ters zamanlı akım-zaman eğrileri.	55
Şekil 4.8 : Birden fazla kaynak olan sistemlerde koruma koordinasyonu.	56
Şekil 4.9 : Koruma koordinasyonu kontrol akış diyagramı	58
Şekil 6.1 : Beyazıt TM 2107 fider toplojisi.	68
Şekil 6.2 : Beyazıt TM 2107 koordinasyon eğrileri.	72
Şekil 6.3 : Örnek sistem incelemeleri 2.durum tek hattı.	73
Şekil 6.4 : Beyazıt TM 2107 paralel çalışma durumundaki koordinasyon eğrileri. ..	76
Şekil 6.5 : Beyazıt TM 2107 fiderindeki paralel hat üzerinde arıza meydana geldiğindeki koruma koordinasyonu.	77
Şekil 6.6 : Beyazıt TM 2107 fiderindeki yönlü koruma yapan Röle 2 ve Röle 4'e ait akım-zaman eğrisi.	77
Şekil 6.7 : Beyazıt TM 2107 paralel hattın 250. metresindeki minimum iki faz arızasındaki Röle 2 ve Röle 4 akım-zaman eğrileri.	78
Şekil 6.8 : Beyazıt TM 2107 paralel hattın 25. metresindeki minimum iki faz arızasındaki Röle 2 ve Röle 4 akım-zaman eğrileri.	79
Şekil 6.9 : Örnek sistem incelemeleri 3.durum tek hattı.	80
Şekil 6.10 : Beyazıt TM 2107 DÜK'lerin bağlı olduğu durumdaki röle akım-zaman eğrileri	84

Şekil 6.11 : Beyazıt TM 2107 paralel hattın üzerinde üç faz arızası meydana geldiğinde röle açma süreleri.	85
Şekil 6.12 : Beyazıt TM 2107 fiderinde DÜK devrede iken paralel hat üzerinde arıza meydana geldiğinde akım-zaman eğrileri.	86
Şekil 6.13 : Beyazıt TM 2107 dağıtım fiderinde paralel hattı koruyan koruma ekipmanında görünmeyen hata meydana geldiğinde açma süreleri.	88
Şekil 6.14 : TM 2118'deki Röle 11'de görünmeyen hata olması durumunda yedek koruma ekipmanının konumu ve açma süresi.	89
Şekil 6.15 : TM 2426'daki Röle 12'de görünmeyen hata olması durumunda yedek koruma ekipmanının konumu ve açma süresi.	90
Şekil 6.16 : TM 2420'deki Röle 13'de görünmeyen hata olması durumunda yedek koruma ekipmanının konumu ve açma süresi.	91

DAĞITIK ÜRETİM KAYNAĞI İÇEREN ELEKTRİK DAĞITIM SİSTEMLERİNDE GÖRÜNMEYEN HATALARIN KORUMA KOORDİNASYONU ÜZERİNDEKİ ETKİLERİ

ÖZET

Elektrik enerjisinin kullanılmaya başlandığı ilk yıllarında, elektrik enerjisinin üretimi, iletimi ve dağıtımını doğru akımla (DA) aynı gerilim seviyesiyle ve üretim tesislerine yakın noktalardaki tüketiciler sağlanmaktaydı. Transformatör, asenkron makina ve çok fazlı devrelerin gelişimine bağlı olarak elektrik enerjisinin üretimi, iletimi ve dağıtım alternatif akıma (AA) doğru evrilmiştir. Elektrik güç sistemlerinde AA'nın kullanılmasıyla, elektrik enerjisi üretimi artmış ve düşük maliyetlerle daha uzun mesafelere iletme imkanı doğmuştur. Talep ve üretimin dengelenmesi büyük miktardaki değişken yüklerin devreye alınıp çıkarılması ile gerçekleştirilmekteydi. Kaynak güvenilirliği arızalı enerji santralının, diğer santraller tarafından karşılanması ile sağlanmaktaydı. Geleneksel elektrik dağıtım sistemleri radyal yapıda çalışacak şekilde dizayn edilmiştir. Bunun sonucunda koruma sistemlerinin tasarımı, tüm sistemin tek bir noktadaki kaynak tarafından beslendiği dikkate alınarak gerçekleştirilir. Elektrik enerjisine olan talebin giderek artması elektrik güç sistemlerinde enterkonnekte şebeke gibi önemli değişiklikleri beraberinde getirmiştir. Enterkonnekte şebekelerde elektrik enerjisi arz güvenilirliği artarken, yapısından ötürü koruma koordinasyonu radyal şebekelere oranla daha karmaşık bir hal almaktadır. Güç akışının birden fazla noktadan gerçekleşmesi, koruma sisteminde yönlü koruma fonksiyonuna sahip rölelerin kullanılmasını gerektirmektedir. Ülkemizde genel olarak elektrik enerjisinin iletim hatlarında gerilim seviyesi 154 kV ve 380 kV olarak gerçekleştirilmektedir. Dağıtım transformatör merkezlerinde bu gerilim değerleri alçaltılarak tüketicilerin hizmetine sunulmaktadır.

Günümüzde elektrik enerjisi üretiminde kullanılan fosil yakıtların rezerv kapasitelerinin azalması ve çevreye olan etkileri elektrik dağıtım sistemlerinde dağıtık üretim kaynaklarının (DÜK) kullanılmasına yaygınlaştırmaktadır. Dağıtık üretim tesisleri tüketim noktalarına yakın elektrik güç sistemlerine alçak ve orta gerilim seviyesinde bağlanmaktadır. Elektrik dağıtım sistemlerine DÜK'lerin bağlanması; genel olarak gerilim profiline, hat kayıplarına, enerjinin sürekliliğine olumlu etkileri söz konusuysen, DÜK'ler sisteme entegre olan yeni kaynaklar olduğundan güç akışı tek yönlü olmaktan çıkmaktadır. Elektrik güç sisteminde kısa devre arızası meydana geldiğinde arıza noktası hem şebeke hem de DÜK'ler tarafında besleneceğinden ve DÜK'leri toplam arıza empedansına azaltıcı bir etkisi olduğundan, radyal işletme durumundaki kısa devre akımlarına oranla artacaktır. Bu sebeple koruma koordinasyonu yeniden gözden geçirilmesi gerekmektedir. Ortaya çıkan hatalar ve arızaların hem şebeke elemanlarına etkilerinin en aza indirilmesi hem de insan hayatına ilişkin tehlikeyi sınırlamak için koruma sistemleri kullanılmaktadır.

Dağıtım sisteminin kalıcı olarak hasar görmemesi için sistemdeki bütün ekipmanların iyi tasarlanmış bir koruma sistemini altında işletilmelidir. Genel itibariyle koruma sistemi röle, kesici, akım ve gerilim transformatörlerinden meydana gelmektedir.

Koruma sisteminin karar mekanizması olan koruma röleleri, meydana gelen arızayı en kısa sürede algılayıp kesicisine açma komutunu göndererek arızalı bölgeyi sistemin sağlıklı çalışan kısmından izole ederek ve bu arızanın olumsuz etkilerine karşı hem dağıtım sistemini hem de bu dağıtım sisteminden elektrik enerjisi ihtiyacını karşılayan tüketicileri arızaların olumsuz etkilerine karşı korumuş olur.

Röle koruma ve koordinasyonu çalışmaları temel olarak koruma rölelerinin seçimi ve ayarlarını içeren çalışmalar bütünü olarak tanımlanabilir. Röle ayarları belirlenirken yük noktasındaki rölelerden kaynak tarafına doğru birbirini takip eden röleler arasında akım-zaman eğrileri arasında zaman gecikmeleri ve akım ayar sahaları sağlanarak sürdürülür. Koruma rölelerinin akım-zaman eğrileri seçici koruma şartlarını, ana ve yedek koruma gereksinimlerini yerine getirmelidir. Böylelikle arıza durumlarında minimum yük kaybı ile koruma gerçekleştirilir. Arıza durumunda birbirini takip eden rölelerden aynı büyüklükte arıza akımı geçse bile, arıza noktasına yakın olan röle koruma fonksiyonu, üstteki röleye kıyasla daha hızlı şekilde gerçekleştirmelidir. Koruma bölgeleri oluşturulurken, transformatör, havai hat, kablo, elektrik makinalarının sürekli aşırı yüklenme, arıza dayanım kapasiteleri ve ısıl dayanımları göz önüne alınmalıdır.

Elektrik güç sistemlerinin güvenli ve emniyetli biçimde işletilmesinde koruma sistemleri önemli rol oynamaktadır. Güç sistemleri artan enerji talebi karşılamak için genişlemesi, DÜK'lerin bağlanmasıyla karmaşık bir hal almıştır. Bu sebeple koruma sistemlerinin hatalı çalışma ihtimalleri de artmıştır. Koruma sistemleri hatalı çalışma arıza durumları karşısında çalışmama ve istenmeyen açma olarak ikiye ayrılır. Koruma ekipmanlarında meydana gelmesi muhtemel görünmeyen hatalar, güç sisteminde art arda gerçekleşen açmalar sonucunda sistem çökmesine neden olabilmektedir. Görünmeyen hata, elektrik güç sistemlerinde koruma rölesi ya da röle sisteminin başka bir anahtarlama olayının sonucunda yanlış ya da hatalı çalışmasıyla bir devre elemanını, koruma ekipmanındaki arıza sonucunda sistemden izole etmesi olarak tanımlanmaktadır. Görünmeyen hatalar sistemin normal işletme koşullarında etkilerini göstermezken aşırı yüklenme, ters güç akışı ve röleye yakın noktada gerçekleşen arızalarda ortaya çıkmaktadır.

Bu tez çalışmasında Boğaziçi Elektrik Dağıtım A.Ş. (BEDAŞ) Beyazıt İşletme Müdürlüğü'ne ait TM 2107 dağıtım fideri DigSilent Power Factory güç sistemleri analiz programı ile modellenmiştir. Modellenen dağıtım fiderinde radyal işletme, paralel hat ve transformatörlerin devrede olduğu ve DÜK'lerin bağlı olduğu koşullar için ayrı ayrı yük akışı ve IEC 60909/2001'e göre kısa devre analizleri gerçekleştirilmiştir. Gerçekleştirilen bu analizler doğrultusunda örnek sistemde kullanılan koruma rölelerinin koruma fonksiyonları, ayar değerleri belirlenerek röle koruma koordinasyonu sağlanmıştır. Röle ayar değerleri belirlenirken örnek sistem seçici koruma sağlanacak şekilde, ana koruma rölesi ile yedek koruma rölesi arasında koordinasyon zaman aralığı 0,30 saniye olacak şekilde ANSI/IEEE normal ters zamanlı aşırı akım karakteristiği kullanılmıştır. Değişen şebeke topolojisinin koruma koordinasyonuna etkileri belirtilmiştir. Koruma sistemlerinde meydana gelen görünmeyen hatalardan kaynaklanan hatalı açmaların röle koruma koordinasyonunu etkileri ve hatalı açma ya da korumanın yedek koruma rölesi ile sağlandığı durumlar için örnek sistemdeki yük kayıpları incelenmiştir. Bu çalışma kapsamında görünmeyen hatalardan kaynaklanan yük kayıplarının etkilerini inceleyebilmek için yeni indisler tanımlanmıştır. Bu indislerde koruma ekipmanının normal olarak çalışma durumundaki yük kaybı ile görünmeyen hatalardan kaynaklanan yük kaybındaki artışın dağıtım sistemine etkileri irdelenmiştir.

IMPACTS OF HIDDEN FAILURES ON PROTECTION COORDINATION IN ELECTRICAL DISTRIBUTION SYSTEMS WITH DISTRIBUTED GENERATION

SUMMARY

In early days of electricity, electrical power generation, transmission and distribution were achieved by direct current (DC) generators and operated at a single voltage level. Load points had to be close to the power plants such as 800 meters because direct current power could not be easily transformed to higher voltages in order to minimize power loss during transmission for long distance. According to development in transformers, induction machines and polyphase systems, alternative current (AC) system has been started to use in electrical power generation, transmission and distribution. Using AC in generation, transmission and distribution systems provide low cost energy transfer to farther distance at higher voltages. In order to balance power between demand and generation is achieved by load shedding during the extreme situation. If there is, a fault occurred in power plant, supply of power provides from other power plants. Traditional distribution systems are designed with a radial structure. As a result, their protection systems are designed and set based on one utility source feeding the whole system. Demand for electricity is steadily increasing. In order to meet growth of electricity demand cause establishment of electricity interconnections between electrical power systems that's motivated by concerns with security of supply, more specifically by the need to satisfy domestic demand during periods of shortages in generation capacity. An interconnected electrical power system delivers electricity from suppliers to consumers. It consists of generating stations that produce electrical power, high-voltage transmission lines that carry power from distant sources to demand centers, and distribution lines that connect individual customers. Interconnected electrical power system has important advantages such as improvement in the reliability, quality of electricity supply. However, it has adverse effect on protection system and coordination. In interconnected electrical power systems, power flow is in multiple directions along distribution lines. As the grid matures and expands in complexity to accommodate multi-directional power flow, protection system and coordination are needed to revise for the direction of power flow along the distribution lines to ensure fast, selective and reliable relay operation to isolate the power system faulted sections. In Turkey, transmission system's voltage levels are 154 kV and 380 kV that steps down to distribution voltage level which is 4-34,5 kV for primary distribution system and 231/400 V for secondary distribution system, in distribution transformer centers.

In recent years capacity of fossil fuels that use in electricity generation, have dramatically decreased. Another adverse impact of fossil fuels is on environmental concerns. These impacts lead to electricity generation from renewable energy sources such as wind power, solar photovoltaics, biomass, small hydro etc. Distributed generation (DG) is defined as small-scaled generation facilities that located nearby consumption area, connected to grid or operated in islanding mode. Considering

reduction in gaseous emissions, more energy generation from renewable energy sources, energy efficiency, deregulation and competition in the market, high cost of transmission systems, generation closer to consumer and short construction time makes DG feasible to invest. Generally electrical power system with DG has lower transmission losses, improved voltage profiles though short circuit currents gets higher because of the short circuit contribution of DG that has to be taken into account for protection system and coordination. Radial distribution systems, to which generally DG units are connected, are designed one-way power flow from a single source to the loads. Presence of DG in radial distribution not only changes system topology but also contribution to unconventional load flow patterns. DGs are classified into three major categories as: first one is resource that use in electricity generation such as renewable energy source, fossil fuels, second one is generation capacity micro scale (1 kW–5 kW), small scale (5 kW–5 MW), medium scale (5 MW– 50 MW) and large scale (50 MW–300 MW) and third one is the type of electricity that DG generates, like AC or DC. Photovoltaics, fuel cells produce DC while wind turbine, micro turbines produce AC.

In power distribution systems, protection systems are installed to ensure continuity of supply, to limit damage to equipment and to prevent injury to people during the fault conditions. The protection system arrangement for electrical power system has to be satisfied the following basic principles: reliability, speed and selectivity. The reduction in the number and duration of the interruptions to consumers can improve the reliability of the electricity supply. Power quality can also be enhanced with a faster pick up time to minimize the possibility of voltage sags, voltage flicker etc. Protection systems generally consists of relays, circuit breakers, instrument transformers, auxiliary contacts, batteries. Protective relay is the most commonly used protection equipment and a main device in protection system. The main role of a protective relay is to detect system abnormalities such as faults and to execute selectively correct commands to circuit breaker in order to isolate only the faulty component while leaving the rest of the network in operation. Protective relays are connected to the electrical power systems over current transformer and voltage transformer. Voltage transformer is essential for directional and distance protection while it is optional for overcurrent protection. Protective relay directly linked with circuit breaker that receive trip signal to eliminate faulty area.

Relay protection and coordination process is about choosing protective relays and its appropriate settings and determining the sequence of relay operations for each possible fault location and providing acceptable coordination margins without disproportionate time delay. Coordination margin or coordination time interval is the time delay between upstream and downstream devices. This value is generally between 0,20 s and 0,30 s. All protective devices settings have to be cautiously calculated in order to provide selective protection system. Protective relay and its circuit breakers only trips when fault occurred in own protection zone otherwise improper tripping causes power outages. Every equipment in electrical power system must be protected with protective devices. Inverse Define Minimum Time (IDMT) characteristic is the most extensively used that coordination range is possible in a wide range of currents and definite minimum time can be set for higher value of short circuit currents. IDMT relay has two main settings that are time multiplier setting (TMS) and pick-up current setting. Pick-up current setting is threshold value that shows the minimum operating current value. Pick-up current has to be bigger than full load current otherwise, protection function activated at fully load conditions. TMS is used to guarantee the coordination

between protective devices. Coordination time interval is applied across the entire protection system. In radial electrical power system, fault current direction is from source to loads thus protective devices of source is the latest one operates. Protection coordination can be provided by setting different operating time for each relay. When DGs connected to radial distribution system, direction of power flow and system topology changes thus protection coordination has to be reconsidered.

Under this circumstance, directional overcurrent relay usage is inevitable any other way selective protection system cannot be obtained. Especially when there is a fault on one of the parallel line, fault current will be supplied by the sources from different directions thus protective relays have to be detect and execute the proper signals for protection.

The protection system provides reliable and safe operation of electrical power system. Integration of DGs make electrical power system more complicated since their contribution to the load and short circuit currents. When the penetration level of DGs increase, detecting faults and executing proper protection functions are getting more difficult. Furthermore, coordination margin lost between the protective devices and causes protective system misoperation. In addition to that, hidden failure can arise in protective devices. Protective relay failure mode classified in two major categories as failure to operate which defined as related relay not working during a fault and undesired tripping which stated as tripping occurs in the absence of fault or out of the protection zone. Hidden failure is permanent fault, which is expose during the abnormalities in electrical power system such as short circuit faults, overloads, and reverse power flow etc., cause protection equipment to isolate incorrectly and inappropriately a circuit element as a direct consequence of another switching event. Hidden failures in protective devices cause cascading outage, which may lead to system collapse, in other words blackout. Hidden failures in protective devices does not frequently occur in electrical power system but its outcomes might be crucial. System collapse or blackout is defined as short or long time duration of electrical power outage in a wide area for disturbances.

In this thesis, a distribution feeder, which, is operated by Bosphorus Electricity Distribution Incorporation (BEDAŞ), is modelled in DigSilent Power Factory power system analysis software. Load flow and short circuit analysis according to the IEC 60909/2001 were carried on DigSilent for each different operations of distribution system such as radial, ring operation and presence of DG units. In the dissertation, DG's influences, overview of the protection coordination in electrical power systems and hidden failure in protective devices are presented. Protective relays settings and types which, are used in test system, have been determined to ensure selective protection coordination between main protective relays and back-up protective relays in consideration of load flow and short circuit analyses results. Coordination time interval between upstream device and downstream device is chosen as minimum 0,30 seconds using appropriate TMSs while overcurrent relays' characteristics choose as ANSI/IEEE normal inverse. By that way, same fault current seen by relays' tripping actions have been distinguished. After providing selective protection coordination overall the distribution system, different types of short circuit faults applied at different locations and related time-overcurrent plots and protective devices tripping times are given as well as relay settings that ensure protection coordination. At any time of distribution feeder topology has been changed, protection coordination is checked by a flowchart given in Section 4 and protective relay settings are altered in order to provide selective protection coordination. Finally, effect of hidden failures in

protective devices is considered in terms of loss of load overall, the system and its results are given. In this study, new indices are defined to examine increasing amount of the loss of load between the protective devices proper operation and hidden failures in protective devices.

1. GİRİŞ

Elektrik güç sistemlerinin temel amacı, tüketicilerin elektrik enerjisi talebini karşılamaktır. Üretim santrallerinde üretilen elektrik enerjisi, yüksek gerilim seviyesinde yüklerin bulunduğu bölgelere iletilirken, dağıtım sistemleri ile son tüketiciye en uygun gerilim seviyesine indirilerek sağlanır. Bunu gerçekleştirirken güç sisteminin emniyetli, güvenilir ve aynı zamanda ekonomik olması beklenmektedir. Elektrik enerjisine olan talebin her geçen gün artmasıyla birlikte, sık ya da uzun süreli enerji kesintileri modern toplumların günlük rutinlerini ciddi olarak aksamaktadır. Bu sebeple güç sistemlerinin emniyet ve güvenirliliği ön plana çıkmaktadır.

Elektrik dağıtım sistemi işleticileri, elektrik enerjisini ekonomik olarak kabul edilebilir maliyetlerle ve mümkün olan asgari kesinti süresi ve sıklığı ile tüketicilere sunabilmeleri gerekmektedir. Elektrik enerjisinin güvenilirliği Enerji Piyasası Düzenleme Kurumu (EPDK) tarafından, gerilim, arıza akımı ve frekans gibi temel elektriksel büyüklüklere ilişkin sınırlamalar yönetmeliklerle kontrol altına alınmaktadır [1]. Ancak, elektrik dağıtım şebekelerinin tasarımı ne kadar iyi olursa olsun işletilmeleri esnasında çeşitli hatalar ve arızalar ile karşılaşmaktadır. Ortaya çıkan hatalar ve arızaların hem şebeke elemanlarına etkilerinin en aza indirilmesi hem de insan hayatına ilişkin tehlikeyi sınırlamak için koruma sistemleri kullanılmaktadır. Dağıtım sisteminin kalıcı olarak hasar görmemesi için sistemdeki bütün ekipmanlar, iyi tasarlanmış bir koruma sistemini altında işletilmelidir. Genel itibariyle koruma sistemi röle, kesici, akım ve gerilim transformatörlerinden meydana gelmektedir. Koruma sisteminin karar mekanizmalarından biri olan koruma röleleri, meydana gelen arızayı en kısa sürede algılayarak ilgili bölgenin kesicisine açma sinyali göndererek arızalı bölgeyi sistemin sağlıklı çalışan kısmından izole eder ve bu arızanın olumsuz etkilerinde karşı hem dağıtım sistemini hem de bu dağıtım sisteminden elektrik enerjisi ihtiyacını sağlayan tüketicileri korumuş olur. Bu çalışma şekli, devamlılık ve kalite endekslerini daha iyiye götürür.

Geleneksel elektrik dağıtım sistemleri radyal yapıda dizayn edildiğinden güç akışı tek yönlü olarak, yüksek gerilim iletim sisteminden son tüketicilerin bağlı olduğu dağıtım

noktalarına doğru gerçekleşmektedir. Radyal sistemlerdeki koruma koordinasyonu güç akışının tek yönlü olduğu varsayımından yararlanılarak yürütülmektedir. Radyal dağıtım sistemlerindeki rölelerin koordinasyonunda, arıza bölgesine en yakın rölenin en kısa sürede açma komutunu göndermesi, besleme noktasına (İndirici Transformator Merkezine) doğru ilerledikçe açma komutu üretme zaman gecikmesinin arttırılması biçiminde tasarlanır [2].

Elektrik dağıtım sisteminin topolojisinin kapalı halka ya da ağ (network) şebeke olarak değişmesiyle, koruma gereksinimleri de değişmektedir. Güç akışının birden fazla noktadan gerçekleşmesi koruma sisteminde yönlü koruma gerçekleştiren rölelerin kullanılmasını gerektirmektedir. Yönlü koruma röleleri, koruma yaptıkları fider üzerinde elektriksel bir arıza meydana geldiğinde, arıza noktasına doğru farklı yönlerden akan arıza akımlarının faz açılarına bakarak koruma fonksiyonunu gerçekleştirir. Yönlü korumanın çalışma prensibine ait detaylar [3] ve [4]'te bulunabilir.

Elektrik enerjisine olan talebi her geçen gün artarak devam etmesi, elektrik enerjisi üretiminde kullanılan fosil yakıt rezervlerinin azalması, fosil yakıtların çevresel etkilerinin azaltılması gerekliliğinden, ayrıca büyük güçlü üretim tesislerinin kurulum maliyetlerin fazla olması, tüketim noktalarına yakın üretim tesislerinin ortaya çıkmasına öncülük etmiştir. Dağıtık üretim (DÜ) elektrik üretiminin, tüketim noktalarına yakında yer alan üretim tesisleridir. Dağıtık üretim kaynakları (DÜK) genellikle rüzgar, güneş, biyogaz ve su gibi yenilenebilir enerji kaynaklarının kullanılarak elektrik enerjisi üretimi gerçekleştiren, şebekeye alçak ya da orta gerilim seviyesinden (0,4 kV – 36 kV) bağlanabilmesinin yanında ada modunda bağımsız bir kaynak olarak da çalışabilmektedir [5]. DÜ üç ana kategoride sınıflandırılmaktadır. Birincisi elektrik enerjisi üretiminde kullandığı teknolojiye göre, bunlar rüzgar türbinleri, fotovoltaik paneller, yakıt hücreleri, küçük ölçekli hidroelektrik santral, gel-git ve dalga enerjisiyle çalışan generatörler ve mikro-türbinler [6]. İkincisi, DÜK'ler üretim kapasitelerine göre dört alt sınıfa ayrılır. Bunlar; mikro ölçekli (1 kW-5 kW), küçük ölçekli (5 kW – 5 MW), orta ölçekli (5 MW – 50 MW) ve büyük ölçekli (50 MW – 300 MW) [7]. Üçüncüsü ise; DÜK'lerin ürettiği enerji tipine göre alternatif akım (AC) ya da doğru akım (DC) olarak sınıflandırılabilir. Yakıt pilleri, fotovoltaikler ve bataryalar doğru akım üretirken, mikro türbin ve rüzgar türbinleri alternatif akım üretmektedir [8-9].

DÜ'nün tanımı, amacı, kapasitesi, kullanılan kaynaklara göre sınıflandırılması, şebekeye bağlı olarak çalışma durumundaki etkileri, teknolojisi ve çevresel etkileri üzerine bir çalışma Ackermann tarafından yapılmıştır [10].

DÜK'lerin elektrik güç sistemlerine entegre olarak çalışmasıyla sisteme etkileri Wailing ve arkadaşlarının yaptığı çalışmada [11], sistem gerilim profiline, hat kayıpları ve koruma koordinasyonuna olan etkileri incelenmiştir. DÜK'lerin elektrik dağıtım şebekelerinde güç akışına etkilerini inceleyen çalışmalarda, güç sistemleri için geliştirilen güç akışı yazılımları kullanılarak kısa devre analizler gerçekleştirilmiş, koruma dizayn ve koordinasyonuna etkileri incelenmiştir [12-16].

Elektrik güç sistemlerinde DÜK'ler kullanılmasıyla hat kayıplarında azalma, gerilim profilinin iyileşmeler gözlenirken, elektriksel bir arıza meydana geldiğinde arıza noktasını besleyen yeni kaynakların meydana gelmesi ve DÜK'lerin baraya paralel bağlandığından toplam arıza empedansını azaltıcı bir etkisi olur bu sebeple sistem DÜK varken arıza akımlarının genlik değerleri artar [17]. Bu sebeple dağıtım fiderinin herhangi bir noktasına DÜK bağlandığında arıza akım değerleri değişeceğinden ötürü röle ayar değerleri de yeni arıza akım değerlerine gözden geçirilmelidir.

Koruma ekipmanları, elektrik güç sistemlerindeki en önemli sekonder cihazlardır. Orta gerilim ve yüksek gerilim sistemlerde sıklıkla koruma röleleri kullanılmaktadır. Bu sebeple röle koordinasyonu, elektrik güç sistemlerinin planlanması ve işletilmesinde büyük önem taşımaktadır. Röle koordinasyon çalışmaları temel olarak koruma rölelerinin seçimi ve ayarlarını içeren çalışmalar bütünü olarak tanımlanabilir. Röle ayarları belirlenirken yük noktasındaki rölelerden kaynak tarafına doğru birbirini takip eden röleler arasında akım-zaman eğrileri arasında zaman gecikmeleri ve akım ayar sahaları sağlanarak sürdürülür. Koruma rölelerinin akım-zaman eğrileri seçici koruma şartlarını, ana ve yedek koruma gereksinimlerini yerine getirmelidir. Böylelikle arıza durumlarında minimum yük kaybı ile koruma gerçekleştirilir. Arıza durumunda birbirini takip eden rölelerden aynı büyüklükte arıza akımı geçse bile, arıza noktasına yakın olan röle koruma fonksiyonu, üstteki röleye kıyasla daha hızlı şekilde gerçekleştirmelidir. Koruma bölgeleri oluşturulurken, transformatör, havai hat, kablo, elektrik makinalarının sürekli aşırı yüklenme, arıza dayanım kapasiteleri ve ısıl dayanımları göz önüne alınmalıdır.

Röle koordinasyon çalışmalarında genel olarak sabit bir yaklaşım söz konusu değildir. Koordinasyon çalışması şebeke topolojisi ve çalışma şartlarına göre değişiklikler göstermektedir.

Günümüzde dağıtım şirketleri ve tüketicilerin dağıtık üretime olan ilgisi giderek artmaktadır. DÜ tesisleri sahiplerine önemli avantajlar sağlamakla birlikte dağıtım şirketlerine de faydaları bulunmaktadır. DÜ'nün hem mühendislik açısından hem de finansal açıdan sağladığı avantajlar mevcuttur. DÜ avantajları kısaca şu şekilde özetlenebilir; yedek üretim kapasitesi sağlaması, kayıpların azalması, güç kalitesini iyileştirmesi, şebeke genişlemesine duyulan ihtiyacı gidermesi, kırsal ve şebekeden ayrı uygulamalarda kullanılabilmesi, liberal enerji piyasasının oluşması gibi etmenlere katkı sağlamasıdır [18,19].

DÜ'nün güç sistemlerine olumsuz etkilerinden biri de röle koruma ve koordinasyonuna olan etkisidir [11,18,19]. DÜK'lerin şebekeye bağlı olarak çalışmasıyla güç akışı tek yönlü olmaktan çıkmakta ayrıca kısa devre arıza akımlarına katkıları sebebiyle röle koordinasyonu bozmaktadır. Rölelerden geçen arıza akım değerlerinin değişmesiyle koruma koordinasyonu kaybolur, bu sebeple istenmeyen ya da hatalı açmalar meydana gelebileceği gibi bir takım rölelerde arıza akımına karşı koruma fonksiyonunu gerçekleştiremeyebilmektedir. [18,20]. Hadjsaid ve arkadaşlarının yaptığı çalışmada [21] DÜK'lerin şebekeye bağlanmasıyla koruma ekipmanlarındaki arıza akımlarının değişimini göstermişler ve sistem yeni DÜK'lerin katılmasıyla seçici korumanın sağlanabilmesi koruma koordinasyonun kontrol edilmesi gerektiğini önermektedir. Fakat bu yaklaşım DÜ'nün yaygınlık oranının düşük olduğu sistemlerde kullanılması daha uygundur. Brahma ve Girgis'in yaptığı çalışmada [22], DÜK'ün gücü ve bağlantı noktasının hatalı açmalara etkisini gerçek bir dağıtım sistemine üzerinde incelemişler. Koruma planının değiştirilmediğinde koordinasyonu sağlayabilmek için arıza durumların tüm DÜK'lerin ani olarak sistem ayrılması gerektiğini vurgulamışlardır. Arıza durumlarında DÜK'lerin devreden çıkmasıyla güç sistemi tekrardan radyal olacağına koruma koordinasyonu etkilenmediği savunulmuştur fakat anlık değişimlerden kaynaklanan kısa süreli arızalarda DÜK'lerin devreden çıkacağı anlamına gelmektedir.

Elektrik güç sistemlerinde röle koruma ve koordinasyonu çalışmaları literatürde 1980'lerden günümüze farklı yaklaşımlarla ele alınmıştır. Dwaraknath ve Nowitz'in

yaptığı çalışmada [23] halka şebekelerde yönlü koruma rölelerinin koordinasyonu için graf teoremi kullanarak koruma ekipmanlarının açma sıralarını belirlemiştir.

Damborg ve arkadaşlarını [24] yönlü röle koordinasyonunda kullanılan graf teoremini geliştirip yeni bir akış şeması sunmuşlardır. Geliştirdikleri akış şeması ile halka şebekede ana ve yedek korumayı gerçekleştirecek yönlü koruma rölelerinin ve ayarlarının belirlenmesindeki iterasyon sayısını azalmışlardır.

İlerleyen yıllarda röle koruma ve koordinasyon üzerine çalışan araştırmacılar non-lineer programlama yöntemiyle optimum zaman çarpanı ayarı için koordinasyon amaç ve kısıt fonksiyonları oluşturmuşlardır [25,26].

Koruma rölelerinde koordinasyonun bozulması ve hatalı açmaların meydana gelmesi durumunda sistem çökmesine sebebiyet verebilmektedir. Sistem çökmesi, kısa ya da uzun süreli olarak geniş bir bölgede elektrik enerjisinin kayba uğraması olarak tanımlanmaktadır. Literatürde sistem çökmesine sebep olan durumlar ve analizleri mevcuttur. 1996 yılında Phadke ve Thorp'un yaptığı çalışmada [27] art arda meydana gelen arızalar ve koruma sistemlerindeki görünmeyen arızalar sebebiyle meydana gelen sistem çökmeleri üzerine örnek olaylar aktarılmıştır. Yine 1996 yılında Tamronglak da yaptığı benzer çalışmada [28] elektrik güç sistemlerinde koruma ekipmanlarının sistem çökmelerine olan etkileri incelenmiş ve sistem çökmelerini engelleyebilmek için çeşitli stratejiler verilmiştir. Özdemir ve arkadaşları yaptıkları çalışmada [29]; koruma rölelerini hatalı çalışması ile art arda gerçekleşen kesintiler durumunda güç sisteminin güvenilirlik indisleri ve beklenen güç kaybını gerçek bir sistem üzerinde incelemişlerdir. Koruma sistemlerinde görünmeyen arızaların sebep olduğu sistem çökmelerine ilişkin diğer çalışmalar [30-33]'te bulunabilir.

1.1 Tezin Bölümleri

Bu tez çalışmasında, orta gerilim seviyesinde işletilen örnek bir dağıtım sisteminde röle koruma ve koordinasyon çalışması DigSilent Power Factory yazılımı ile incelenmiştir. DÜ'nün elektrik güç sistemlerinde röle koruma ve koordinasyonuna etkilerini incelemek için modellenen örnek sisteme DÜK'ler bağlanarak çalışmalar sürdürülmüştür. Tez çalışması yedi bölümden meydana gelirken, bu bölümlere ait içerik aşağıda özetlenmiştir.

Bölüm 1 tez çalışmasının giriş niteliğinde olup genel itibariyle çalışma ile ilgili bilgiler ve konu ile ilgili literatür taraması verilmektedir.

Bölüm 2’de dağıtım şebekeleri ve topolojileri verilmiştir. Farklı topolojideki dağıtım şebekelerinin birbirine karşı üstünlükleri ve sakıncalarına değinilmiştir. Yine bu bölüm elektrik güç sistemlerinde koruma gereksinimleri irdelenmiştir.

Bölüm 3’te güç sistemlerinde meydana gelen arızalar verilmiştir. IEC 60909/2001’e göre ve simetrik bileşenler yöntemi ile güç sistemlerinde kısa devre akımlarının nasıl hesaplandığı, güç sistemlerindeki ekipmanların kısa devre hesapları verilmiştir.

Bölüm 4’te koruma rölelerinin standart fonksiyonlar ANSI/IEEE standardı [34] çerçevesinde incelenmiştir. Ardından güç sistemlerinde kullanılan koruma çeşitleri ve bunlara ilişkin standart karakteristikleri verilmiştir. Seçici korumanın önemi ve güç sistemlerinde seçici korumanın nasıl sağlanacağına değinilmiştir. Değişen şebeke topolojisi karşısında koruma sistemi koordinasyonunun incelenmesine yönelik olarak tez çalışmasında geliştirilen akış şeması verilmiştir.

Bölüm 5’te elektrik güç sistemlerindeki görünmeyen hatalar anlatılmıştır. Genel itibariyle bu bölümün içeriği, görünmeyen hataların neden olduğu, koruma ekipmanlarında meydana gelen görünmeyen hatalar ve sonuçları aktarılmıştır. Art arda gerçekleşen açma olayları ve sistem çökmesi gibi elektriksel olaylar tanımlanırken, özellikle iletim sisteminde dünyada meydana gelen büyük çaplı sistem çökmelerin sebepleri ve etkileri de aktarılmıştır. Literatürde genel olarak iletim sistemlerindeki etkileri üzerinde durulan görünmeyen hataların dağıtım sistemleri üzerindeki olası etkileri irdelenmiştir.

Bölüm 6’da ise gerçek dağıtım sistemi verilerine dayalı olarak örnek sistem incelemeleri gerçekleştirilmiştir. Boğaziçi Elektrik Dağıtım A.Ş. (BEDAŞ) işletmesinde olan Beyazıt TM 2107 dağıtım fideri DigSilent Power Factory yazılımı ile modellenmiş olup, bu örnek modelde röle koruma ve koordinasyon çalışmaları için yük akışı ve kısa devre analizleri gerçekleştirilmiştir. Yapılan analizler doğrultusunda seçici koruma sağlanabilmesi için röle ayar değerleri belirlenmiştir. Belirlenen röle ayar değerleri ve akım-zaman eğrileri verilmiştir. DÜ’nün röle koruma ve koordinasyona etkilerini inceleyebilmek için örnek sistemde 1 MW gücünde DÜK olarak asenkron generatörlü iki adet rüzgar türbinleri yerleştirilmiştir. Böylece modellenen sistemde çift yönlü güç akışı meydana getirilmiştir. Değişen şebeke

topolojisinde yük akışı ve kısa devre arıza analizleri gerçekleştirilerek koordinasyonun sağlanacağı akım, zaman değerleri belirlendikten sonra röle ayar değerleri ve akım-zaman eğrileri bu bölümde verilmiştir. Modellenen dağıtım sisteminin, DÜK ve paralel hatların devreye girmesiyle değişen topolojisinde koruma koordinasyonunun kaybolduğunda ya da koruma cihazlarında görünmeyen arızaların sebep olduğu tüketici noktalarındaki yük kayıpları bu bölüm incelenmiştir. Modellenen şebekenin farklı noktalarında meydana gelen arızalarda, arıza noktasına yakın olan koruma ekipmanının arızayı algılayamadığında, yedek koruma ekipmanının arızayı izole etmesiyle sistemdeki yük kayıpları arasındaki farklar verilmiştir.

Bölüm 7’de ise tez çalışması kapsamında gerçekleştirilen analizlerde ve incelemelerde elde edilen sonuçlar değerlendirilmiştir.

2. DAĞITIM ŞEBEKELERİ

Dağıtım şebekeleri, dağıtım transformatörleri ile son tüketicilerin elektrik enerjisi giriş noktalarını birbirine bağlayan sistemlerdir. Orta gerilim dağıtım hatlarında gerilim seviyeleri 4 kV ile 34,5 kV arasında değişmekle birlikte genellikle belirli bir alandaki yükleri beslemektedir. Bazı küçük endüstriyel tesisler doğrudan bu hatlar ile beslenebilmektedir. İkincil dağıtım şebekeleri ise dağıtım şirketleri tarafından gerilim seviyesi düşürülerek ticari ve evsel tüketicilere elektrik enerjisinin sağlandığı sistemlerdir [35]. Türkiye’de ikincil dağıtım şebekelerinde alçak gerilim tüketicilerin gerilim seviyeleri bir fazlı olduğunda 230 V, üç fazda ise 400 V olarak sağlanmaktadır. Dağıtım sistemlerinde havai hatlar ve yeraltı kablolar kullanılmaktadır. Özellikle kentsel alanlarda güvenlik ve estetik gibi nedenlerden ötürü elektrik enerjisi dağıtımını yeraltı kabloları ile yapılmaktadır.

Elektrik enerjisinin üretildiği santraller genellikle güvenlik, çevresel etkiler vb. sebeplerden dolayı yerleşim birimlerinden uzakta konumlandırılır. Bu sebeple üretilen elektrik enerjisini tüketicilere iletmek ve dağıtmak gerekmektedir. Ancak günümüzde alçak gerilim ya da orta gerilim seviyelerinde dağıtık üretim kaynaklarının kullanılması ile beraber bu yaklaşım değişmektedir. Elektrik enerjisinin tüketicilere ulaştırılması için tesis edilen iletim ve dağıtım şebekeleri, iletim ve dağıtımın yapılacağı yerleşim merkezinin (şehir, köy vb.) özelliklerine göre; en uygun, güvenli ve kesintisiz şekilde enerji verebilecek nitelikte olmalıdır. Yerleşim birimleri ve sanayilerdeki cadde, yol, meydan ve geçitler boyunca döşenen hat parçalarının birbirine eklenmesinden kollar, kolların birbirine eklenmesinden de dağıtım şebekeleri meydana gelir. Elektrik şebekelerinin kurulmasında alıcılara, teknik yönden uygun ekonomik enerji sağlanması temel kuraldır. Bu kuralı yerine getirebilmek için çeşitli şebeke sistemleri geliştirilmiştir.

- Dallı (Radial) Şebeke
- Halka (Ring) Şebeke
- Ağ (Network) Şebeke

2.1 Dallı (Radial) Şebeke

Dallı şebeke belirli bir grup tüketiciiyi tek bir kaynak üzerinden besleyen sistemdir. Sistemdeki kaynak ya da kaynağın kesicisinde herhangi bir arıza meydana gelmesi durumunda sistemin tamamında elektrik enerjisi kesintisi meydana gelir. Dallı şebeke sistemi şebeke sistemleri içerisinde ekonomik olarak en uygun ve sıklıkla kullanılan şebeke tipidir. Yük yoğunluğunun kritik olmadığı evsel tüketicileri beslemede kullanılır [36].

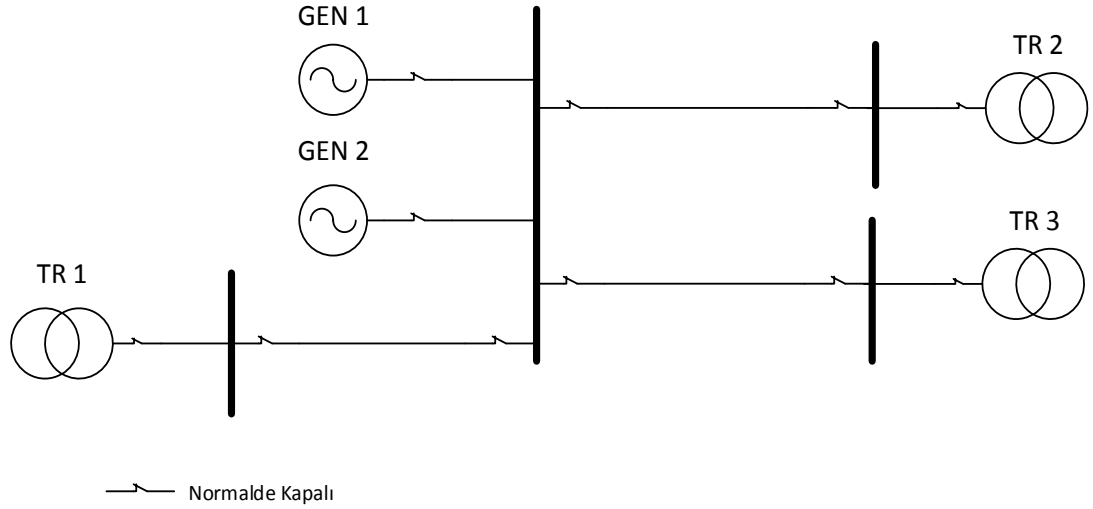
Bu tip şebekelerde sistemde yer alan bir donanımın onarılması veya değiştirilmesi süresince beslemenin kesilmesi nedeniyle tüketiciler enerjisiz kalmaktadırlar. Eğer basit bir sistem yönetimi isteniyorsa ve güvenilirlik, gerilim kararlılığı ve şebekenin sistemde meydana gelecek değişimlere karşı davranışındaki beklentiler düşük tutulabiliyorsa, bu tip şebekeler tercih edilebilir. Bu şebeke tipinin tercih edilmesinin başlıca nedenleri;

- Düşük yatırım maliyeti,
- Akım-zaman ilişkisi ile koruma koordinasyonunun basit olarak oluşturulabilmesi, olarak sıralanabilir.

Radyal şebeke tipinin genel dezavantajları ise;

- Güvenilirliğin düşük olması,
- Gerilim kararlılığı açısından zayıf olması,

olarak sıralanır. Ancak günümüzde dağılmış üretim sistemlerinin alçak gerilim dağıtım sistemine bağlanmasıyla basit radyal yapıdaki sistemler, çift yönlü enerji akışı nedeniyle daha karmaşık koruma ve kontrol sistemlerine ihtiyaç duymaktadır.



Şekil 2.1 : Örnek bir dallı şebeke sistemi.

2.2 Halka (Ring) Şebeke

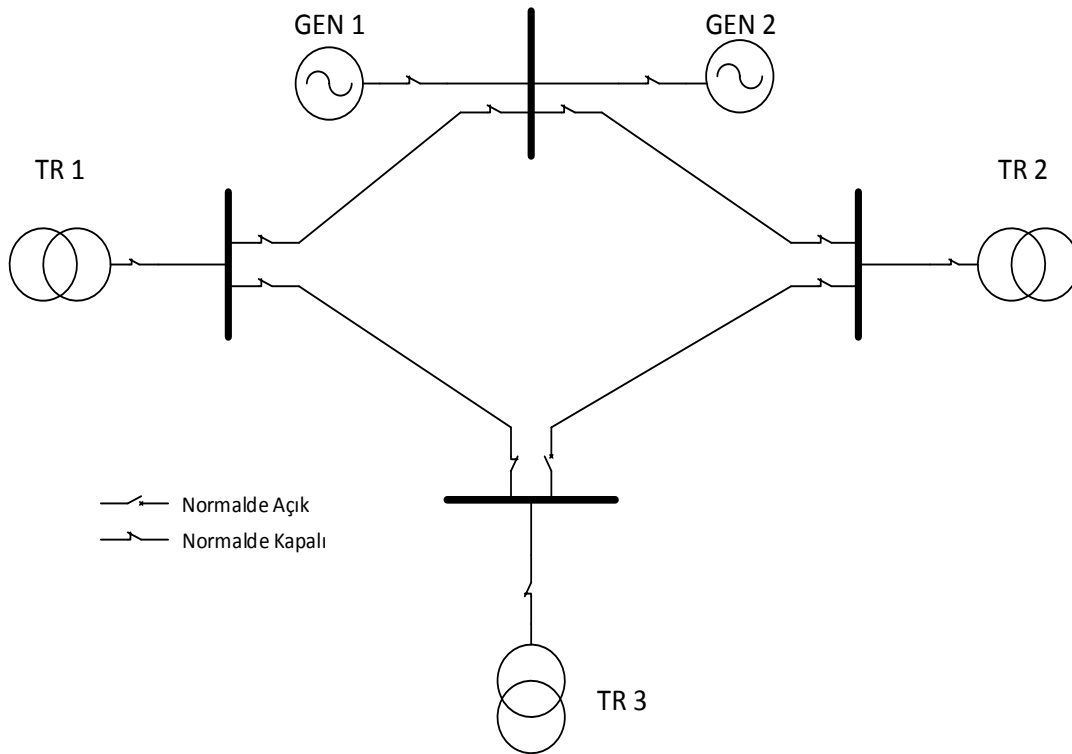
Halka şebekede elektrik enerjisi bir ya da birden fazla kaynaktan dağıtım transformatörlerine ya da yük merkezlerine tüm sistemi çevreleyen fiderler üzerinden dağıtılır. Halka şebekelerde kaynak, transformatör ya da fiderlerden herhangi birinde arıza meydana gelmesi durumunda çeşitli anahtarlama işlemleri gerçekleştirilerek enerji akışı farklı bir yol üzerinde tüketicilere ulaştırılır. Bu sebeplerden dolayı halka şebekelerin dallı şebekelere göre besleme sürekliliği daha yüksektir.

Halka şebekede besleme birden fazla transformatör ile yapıldığı için ring içerisinde bir arıza olması halinde; koruma elemanları yardımıyla arızanın meydana geldiği kısım şebekenin geri kalanından izole edilerek sadece arıza bölgesindeki aboneler enerjisiz kalmış olur. Ring içerisindeki elektrik hatlarının kesitleri her yerde aynıdır bu sebeple tesis kurulum maliyeti yüksektir. Dallı şebekelere göre daha güvenlidir. Halka şebeke ikiye ayrılır:

- Açık halka (open ring) şebeke
- Kapalı halka (closed ring) şebeke

2.2.1 Açık halka (open ring) şebeke

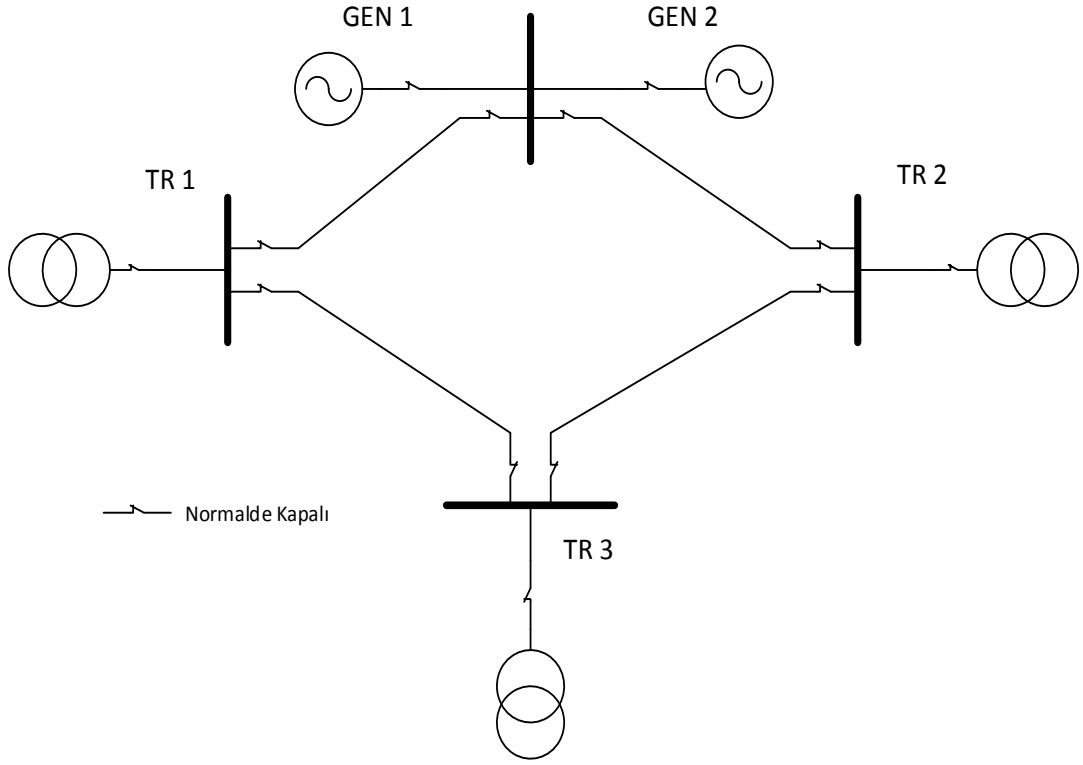
Açık halka şebekede transformatör indirici merkezinden, yüklerin bağlı noktalara iki farklı yönden besleme hattı gitmektedir. Arızasız çalışma durumunda yük, hatlardan sadece bir tanesi üzerinden beslenmektedir. Herhangi bir arıza meydana geldiğinde ise



Şekil 2.2 : Örnek bir açık halka şebeke sistemi.

2.2.2 Kapalı halka (closed ring) şebeke

Enerji dağıtımının yapıldığı ana bara Şekil 2.3'te görüldüğü gibi daima iki kaynak tarafından beslenir. Tüm halka anahtarlama elemanları kesicidir. Normal çalışma koşullarında kesicilerin hepsi kapalı konumdadır. Koruma sistemi, şebekede bir arıza meydana geldiğinde enerji kesintisine neden olmayacak şekilde çalışır. Bu prensip; kapalı halka şebekeyi, açık halka şebekeye üstün kılar. Ancak bu şebeke tipi, hem daha çok anahtarlama elemanı hem de daha karmaşık bir koruma sistemi gerektireceğinden açık halka şebekeye göre maliyeti yüksektir.



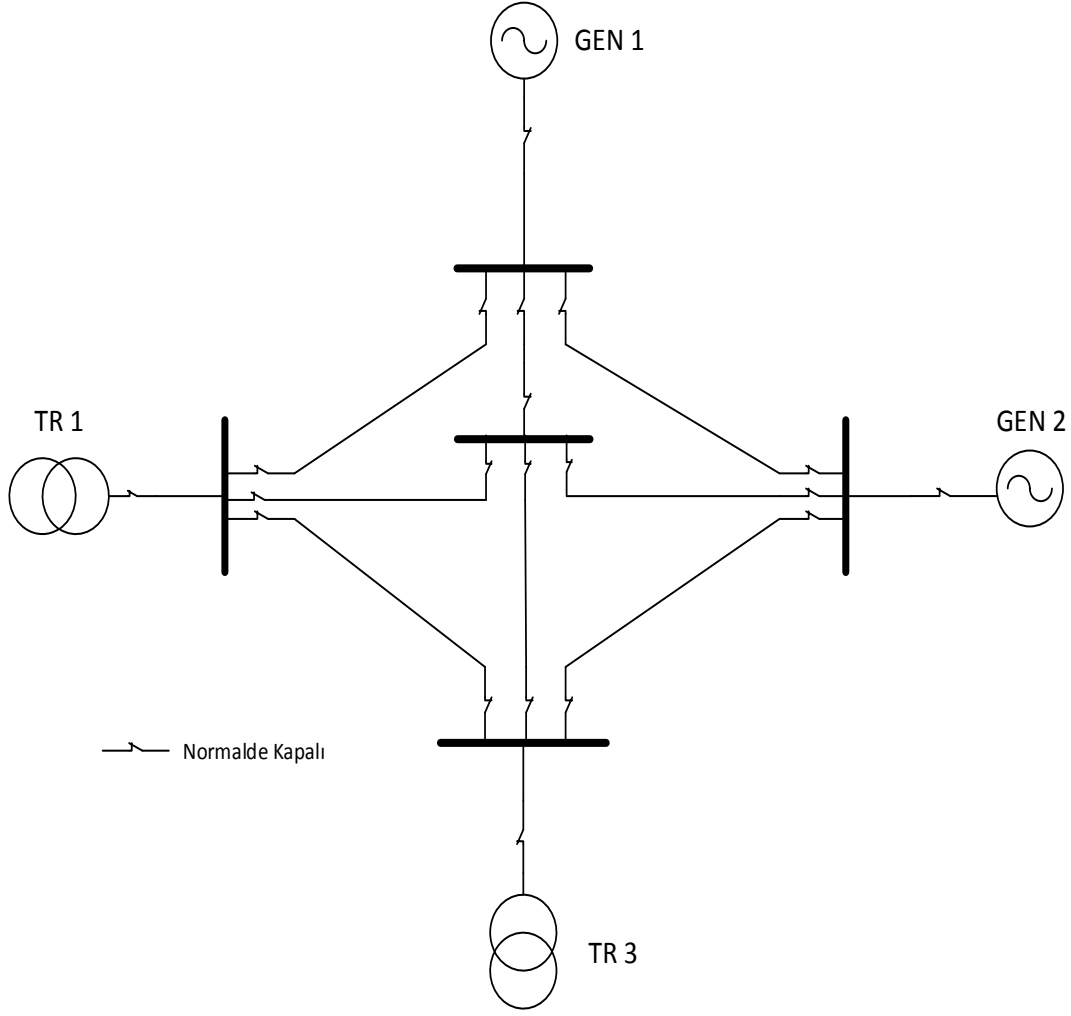
Şekil 2.3 : Örnek bir kapalı halka şebeke sistemi.

2.3 Ağ (Network) Şebeke

Dallı ve halka şebekelerin birlikte kullanılmasıyla meydana gelmiş şebeke tipidir. Ağ şebekeler, dallı ve halka şebekelere göre daha karmaşık olmasının yanında güvenilirlik (reliability) bakımından diğer iki şebeke topolojisinden daha üstündür.

Ağ şebekede de ring şebekede olduğu gibi beslemenin sürekli yapılabildiği, arızanın sadece oluştuğu bölgeyi etkilediği bir sistemdir. Arıza olduğunda arızalı kısım sigortalar veya özel koruma elemanları ile devre dışı bırakılır. Diğer kısımların enerjisi kesilmez. Bazı ağ şebekelerde besleme tek yerden yapılır. Bu durumda yine kesintisiz enerji verilebilir fakat transformatör arıza yaptığında şebekenin tamamı enerjisiz kalır.

Ağ şebeke birden fazla kaynaktan beslendiği için enerji sürekliliği yüksektir, yine aynı şekilde yüklerin dallı şebekeye göre kaynaktan çok uzak olmaması gerilim düşümünü azaltır. Ağ şebekenin bu üstünlükleri sisteme büyük tüketicilerin bağlanabilmesine imkan tanır. Bütün bunların yanı sıra ağ şebekelerin kurulum maliyeti yüksek, işletme ve bakımları zordur. Arıza meydana geldiğinde sistemdeki tüm kaynaklar arıza akımını paralel fiderler üzerinden beslerler. Paralel fiderlerin artması; arıza eşdeğer empedansının değerini düşürür dolayısıyla arıza akımının genliği büyür [36].



Şekil 2.4 : Üç koldan beslemeli ağ şebeke.

2.4 Elektrik Tesislerinde Koruma Gereksinimleri

Gelişmiş ve gelişmekte olan ülkelerde elektrik enerjisine olan talebin her geçen gün artması, elektrik güç sistemlerinin güvenilirliği, enerjinin kalitesi ve emniyetinin tüketicilere ekonomik fiyat üzerinden sağlanması daha da önem kazanmıştır. Bu sebeple güç sistemlerinin önceliği, meydana gelmesi muhtemel arıza sayısını en aza indirecek şekilde dizayn edilmesi ve bu yönde işletilmesi şeklinde gerçekleşmektedir.

Elektrik tesislerinin tasarımı ve işletilmesi ne kadar iyi olursa olsun zaman zaman sistemde çeşitli arızalar meydana gelmektedir. Bu arıza durumlarının sisteme etkilerini minimum seviyede tutmak için koruma sistemleri geliştirilmiştir. Elektrik güç sistemlerinde koruma, standart ve yönetmelikler belirlenmiş olup temel amacı elektrik enerjisi üretimden son tüketiciye kadar güvenli bir şekilde sağlamaktır [37].

Güç sistemlerinin koruma felsefesinde aşağıda belirten temel prensipler sağlanmalıdır.

- **Güvenilirlik (Reliability):** Koruma ekipmanlarının hatasız olarak çalışması, yanlış ya da gereksiz kesici manevrası yaşanmaması ve arıza durumunda doğru kesicinin açma işlemini gerçekleştireceğinden emin olunması olarak tanımlanır. İki bileşeni vardır.
 - Güvenilebilirlik (Dependability); sistemde herhangi bir arıza meydana geldiğinde kararlılıkla koruma görevlerini yerine getirilmesidir.
 - Emniyet (Security); arıza sırasında hatalı işlemler gerçekleştirilmemesidir.

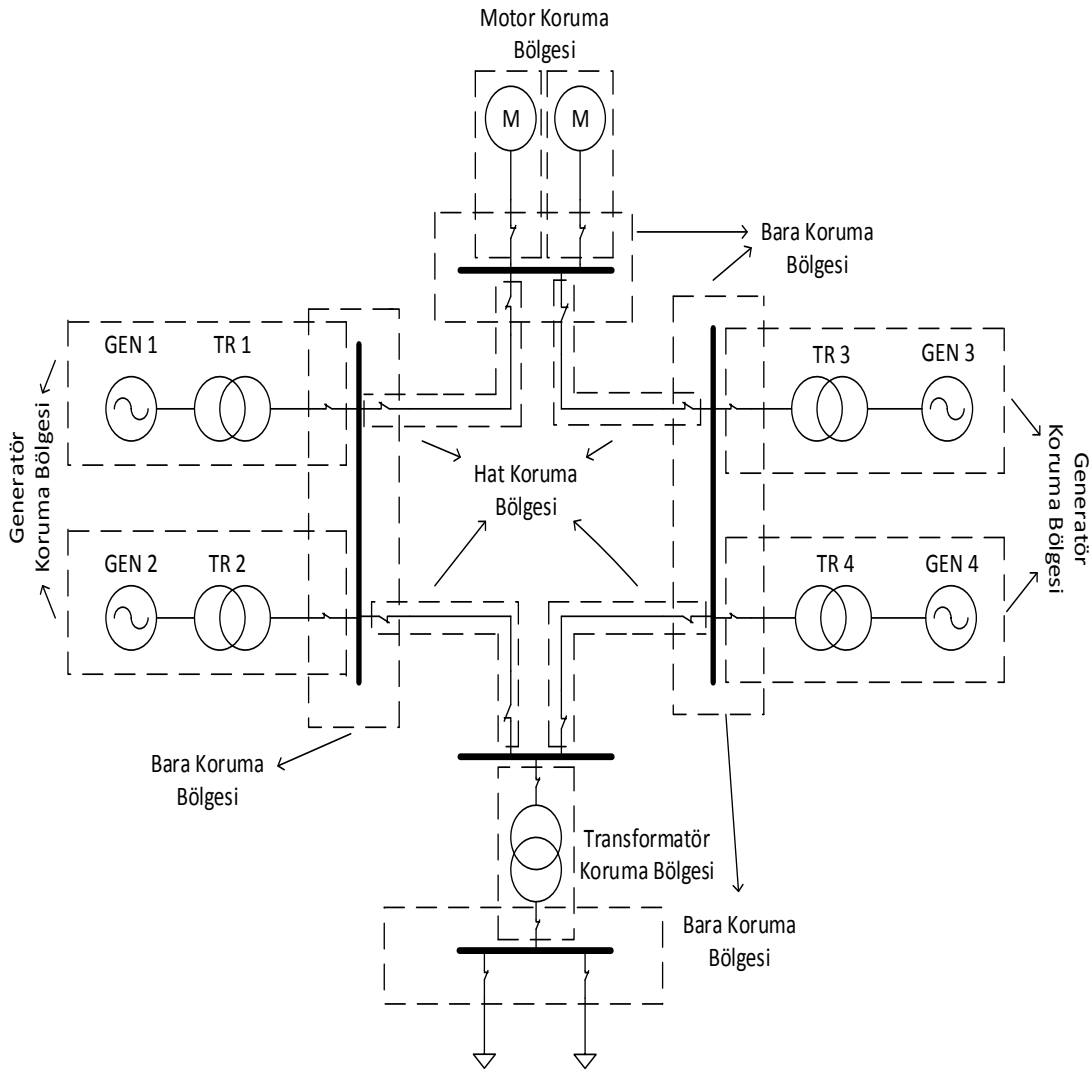
Güvenilirliğin bu iki bileşeninden biri artarken diğeri azalmaktadır. Örneğin emniyetin (security) artırılması güvenilebilirliğin (dependability) düşmesine yol açar aynı şekilde güvenilebilirliğin artırılması emniyetin düşmesine sebep olur. Örneğin aşırı akım çalışma değerini (pick-up) düşürmek güvenilebilirliği artırırken, aşırı akım çalışma değerine hatalı çalışmayı önleyebilmek için zaman gecikmesi eklemek emniyeti artıran bir unsurdur. Modern röle sistemleri yüksek güvenirlige (reliability) sahip ve bu iki bileşen için yeterli koşulları sağlayabilmektedir [38].

- **Hız (Speed):** Güç sisteminde bulunan ekipmanların meydana gelen arızalardan zarar görmemesi için minimum sürede arızanın temizlenmesi gerekir [36]. Çünkü arıza süresi uzadıkça sistemdeki ekipmanların zarar görme ihtimali artmaktadır bu sebeple arızayı algılama ve karar verme süreci bir röle için ne kadar hızlı gerçekleşirse arızanın; şebekeye, alıcı yüke ya da canlılara zarar verme riski o derece azalacaktır. Özellikle şebekenin aboneye bağlantı sağlayan son noktalarındaki röle sınır değerleri düşük tutularak, arıza değerlerinin röle tarafından çabuk algılanması sağlanmalıdır. Bu yaklaşımın bir diğere amacı da arızaları mümkün olan en kısa sürede ortadan kaldırarak güç sisteminde geniş çaplı bir senkronizasyon kaybının önüne geçmek ve güç sisteminin tamamının çökmesini engellemektir.
- **Seçicilik (Selectivity):** Seçici yapılmış bir koruma sistemi, arızanın meydana geldiği şebeke kısmını devreden çıkarmalı, şebekenin arızasız kısımlarının devrede kalmasını sağlayarak işletme şartlarını devam ettirmelidir. Böylece arıza oluştuğunda, sadece arızanın olduğu bölgenin enerjisiz bırakılması hedeflenmeli, bu nokta ile güç dağıtım merkezi arasındaki aboneler ve paralel hatlardan beslenen aboneler enerjisiz bırakılmamalıdır.

- **Maliyet (Cost):** Maksimum korumanın mümkün olan en düşük maliyetle karşılanması gerekir. Koruma sisteminin maliyeti, korunan sistemin önemi ve korunan elemanların maliyetine göre belirlenir [38].

2.5 Koruma Bölgeleri

Koruma rölelerinin kullanılmasıdaki temel felsefe; elektrik güç sisteminde ayrı bölgeler oluşturarak, herhangi bir arıza meydana geldiğinde sadece ilgili bölgedeki devre elemanlarını korumak ve ayırma işlemini gerçekleştirmek bu sayede sistemin geri kalanını mümkün olduğunca enerjisiz bırakmamaktır. Güç sistemlerinde koruma bölgeleri; generatörler, transformatörler, motorlar, baralar ve hatlar olarak ayrılır. Şekil 2.5'te farklı koruma bölgeleri içeren bir sistem verilmiştir.



Şekil 2.5 : Örnek bir güç sisteminde koruma bölgeleri.

2.5.1 Ana (main) ve yedek (back-up) koruma bölgeleri

Güç sisteminde bulunan bütün elemanlar, sistemde bir arıza meydana geldiğinde koruma ekipmanları tarafından korunur. Koruma mekanizması iki farklı şekilde olabilir:

- Birimsel Koruma (Unit Type Protection)
- Birimsel Olmaya Koruma (Non-unit Type Protection)

Bazı röleler birimsel koruma (unit type protection) gerçekleştirecek şekilde tasarlanmıştır. Birimsel korumada röle kendi koruma bölgesi içerisinde bir arıza meydana geldiğinde koruma fonksiyonunu gerçekleştirir.

Bir diğer koruma şeklinde ise röleler, birimsel olmayan koruma (non-unit type protection) yapacak şekilde ayarlanır. Burada röleler hem kendi koruma bölgelerinde hem de koruma bölgelerinin dışında meydana gelen arızaları algılayacak biçimde ayarlanır. Kendi koruma bölgesinde ana korumayı sağlarken, kendi koruma bölgelerinin dışında kalan bölgelerde ise yedek koruma olarak çalışırlar [39].

2.5.1.1 Ana (Main) koruma

Ana koruma güç sisteminde arıza meydana geldiği anda arızayı saptamalı ve ilgili koruma fonksiyonunu gerçekleştirmelidir. Ana koruma; elektrik makinaları, hatlar ve baralar gibi bir veya birden fazla elemanı kapsayabilir. Bir koruma elemanı, birden fazla ekipmanı koruyabildiği gibi bir ekipmanın da birden fazla ana koruması olabilir. Ancak bu, ana korumanın tüm elemanlarının arıza karşısında aynı anda çalışması gerektiği anlamına gelmez. Ayrıca bir elemanın ana korumalarının tamamı kendi bölgesinde olmak zorunda değildir. Bazen bir elemanın ana korumalarından birisi komşu koruma bölgesinde de konumlandırılmış olabilir.

2.5.1.2 Yedek (Back-Up) koruma

Yedek koruma herhangi bir sebepten dolayı ana koruma çalışmadığı durumda sistem korumasını gerçekleştirir, ana korumanın çalışma ayarlarından seçilen koruma şeklidir. Yedek koruma elemanları öncelikle ana korumanın çalışması için belirli bir zaman gecikmesi ile çalışırlar. Ayrıca bir koruma rölesi birden fazla bölge için yedek koruma sağlayabilir [39].

3. ARIZA TİPLERİ VE ETKİLERİ

Aktif arızalarda akım, herhangi bir faz iletkeninden diğer bir faz iletkenine ya da faz iletkenlerinin birinden toprağa doğru aktığı arızaların tanımlanmasında kullanılır. Aktif arızalar da kendi içinde ikiye ayrılır:

- Kalıcı (Solid) arızalar
- Başlangıç aşamasındaki (Incipient) arızalar

Kalıcı arızalar, arıza empedansı sıfır ya da çok küçük olduğu durumlarda meydana gelen arızalardır. Kalıcı arızalara; yalıtkan delinmesi, kemirgen bir canlının yeraltı kablosunu kemirmesi ya da iş makinasının kazı çalışmasında kablo zırh veya siperine zarar vermesi gibi örnekler verilebilir. Bu tip arızalarda, arıza akımları yangına sebebiyet verecek kadar yüksek değerlere ulaşabilirler. Bundan dolayı bu tip arızalar mümkün olan en kısa sürede temizlenmelidir. Aksi takdirde;

- Arıza noktasında büyük çaplı tahribatlar meydana gelir. Arıza noktasındaki enerji kaybı $= I^2 * R_f * t$ eşit olur. Burada; arıza akım olan I , arıza direnci R_f ve t saniye olarak arıza süresidir.
- Arızadan kaynaklanarak meydana gelen arklar hayati tehlikeler doğurabilir.
- Uzun süreli gerilim düşmeleri generatörlerde kararlılık problemleri elektrik santrallerinin üretimin durmasına sebep olur.
- Arıza akımının geçtiği elektrikli ekipmanlarda yüksek mekanik ve termal zorlanmalara bağlı olarak zarar görürler.

Başlangıç aşamasındaki (Incipient) arızalar yüksek empedanslı arızalar olarak da tanımlanmaktadır. Bu tip arızaların etkisi doğrudan sistemde gözlenmez iken bu arızanın devam etmesi durumunda zamanla kalıcı arızalara dönüşür. Örneğin kısmi boşalmanın zamanla yalıtkan delinmesine yol açması gibi [39].

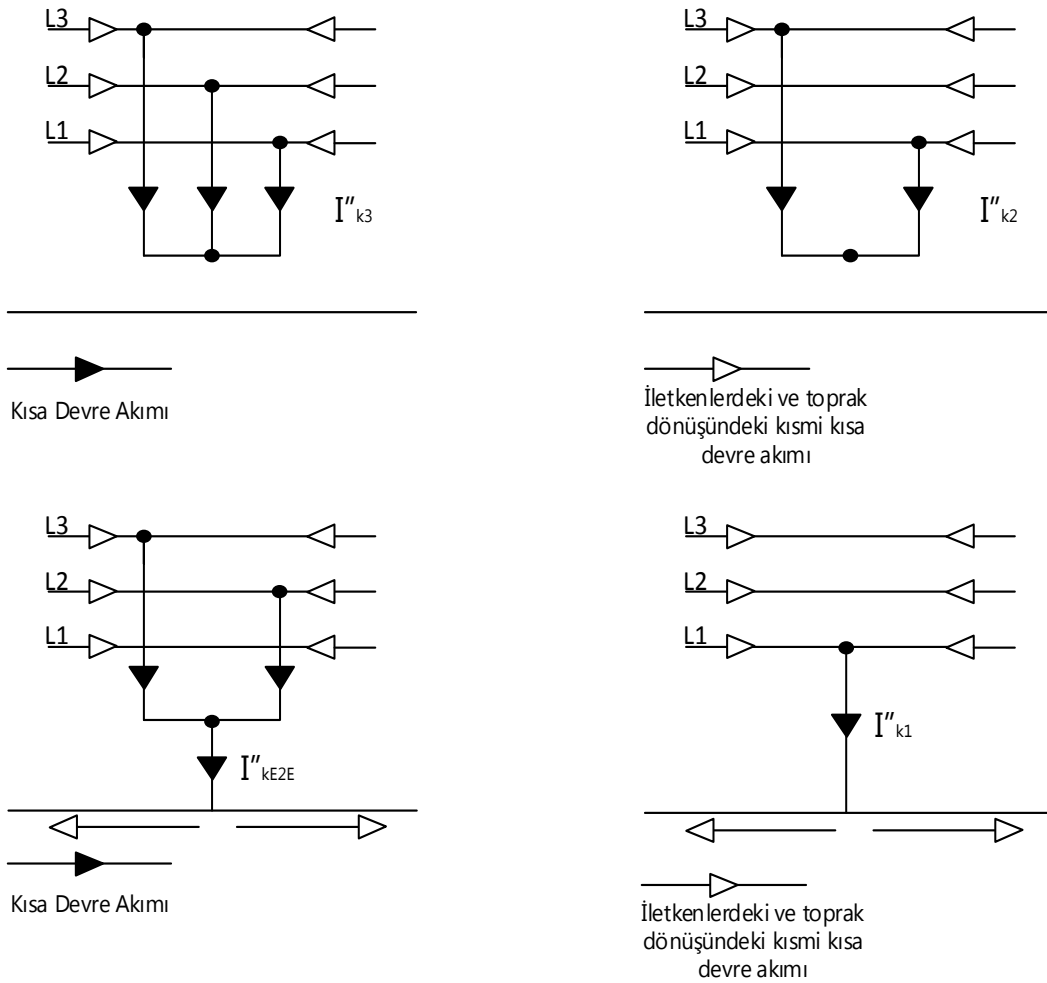
Pasif arızalar, ekipmanların dayanım kapasitelerinin üzerindeki zorlanmaları sonucunda zamanla aktif arızaların meydana geldiği durumlar için kullanılan bir terimdir.

Tipik örnekleri ise;

- Aşırı yüklenme, ekipman yalıtkanının ısınmasına sebep olarak kalitesinin bozulmasına, ömrünün kısalmasına yol açar ve zamanla kullanılmaz hale gelmesine sebep olur.
- Aşırı gerilimde yine aynı şekilde yalıtkanın dayanım kapasitesini zorlar.
- Düşük frekans; üretim tesislerinin hatalı davranmasına yol açar.
- Güç salınımları; generatörlerin hatalı çalışmasına ya da kendi aralarında senkronizasyonu kaybetmesine sebep olur [39].

3.1 Üç Fazlı Sistemlerde Arıza Tipleri

Elektrik enerjisinin üretimi, iletimi ve dağıtımı üç fazlı olarak gerçekleştirilir. Üç fazlı sistemlerde meydana gelen arızalar verilmiştir.



Şekil 3.1 : Üç fazlı sistemlerde meydana gelen arızalar [40].

Tüketicilere maksimum enerji transferini sağlamak için güç sistemlerindeki ekipmanların seri empedansları mümkün olduğunca düşük seçilerek dağıtım kayıpları minimuma indirgenmiş olur. Faz-faz arızalarında, kaynaktan arıza noktasına kadar arıza akımı sadece düşük değerli seri empedanslar üzerinde akacağından arıza akımı yüksek olur. Faz-toprak arızalarında arıza akımının genliği kullanılan topraklama sistemine göre değişiklik göstermektedir. Yıldız noktası doğrudan topraklanmış şebekelerde yüksek genlikli toprak arızası akımları akar. Yüksek genlikli kısa devre akımı, arıza noktasında yangın ya da erimeye yol açabilir bu nedenle arızanın hızlı tespit edilmesi ve izole edilmesi gerekir. Nötr noktası ile toprak arasına direnç yerleştirilerek arıza akımının genliği düşürülebilir.

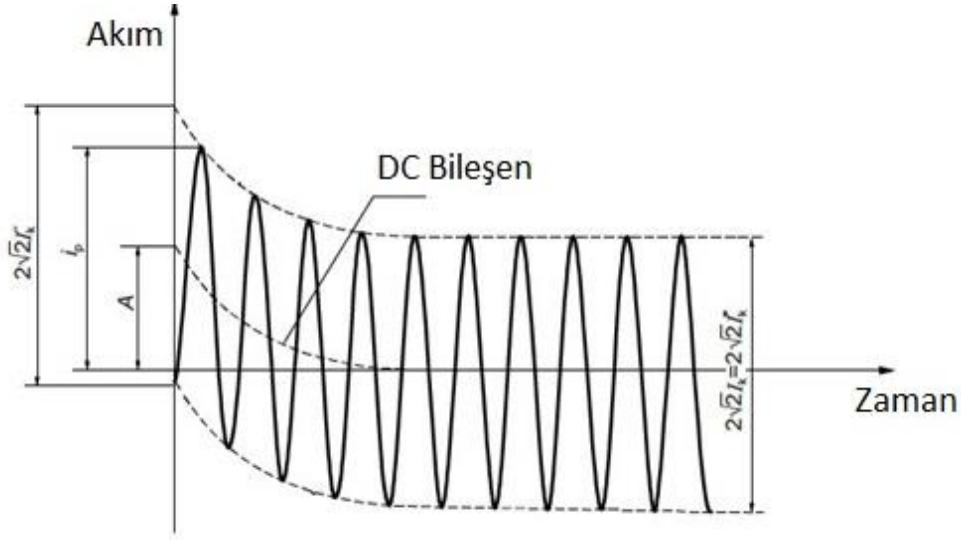
Başka bir ifadeyle, nötr topraklama direnci ya da reaktörü kullanılarak toprak arıza akımı genliği istenilen seviyeye düşürülebilir fakat bu yöntem şebeke verimliliği ve kayıpları göz önüne alındığında faz arızalarında uygulanabilir bir yöntem değildir [39].

3.2 Kısa Devre Akımlarının Hesaplanması

Bu bölüm IEC 60909-0 üç fazlı sistemlerde kısa devre akımları standardı referans alınarak hazırlanmıştır. İlgili standart Ağustos 2001 yayınlanmış ve 03.07.2002 tarihinde revize edilmiştir [40].

Bir elektrik devresinde, farklı gerilimli iki ya da daha fazla noktanın, bağlı olarak düşük bir empedans üzerinden kaza veya kasıt ile birbirine değmesine kısa devre denir. Kısa devre meydana gelmesi ile birlikte güç sistemindeki bütün besleme noktalarından kısa devre noktasına doğru yüksek değerli akımlar akmaya başlar. Arıza durumunda hesaplanan kısa devre akımları sistem korumasının planlanmasında önemli rol oynar.

Kısa devre akımının tam çözümünde; akımlar zamanın fonksiyonu olarak, kısa devrenin başlangıcından sönmelenmesine kadar olan periyodu içermelidir.



Şekil 3.2 : Generatörden uzak sabit AA bileşenli kısa devre akımı [40].

I_k'' : Başlangıç aşamasında simetrik kısa devre akımı

i_p : Kısa devre akımının tepe değeri

I_k : Kararlı halde kısa devre akımı

$i_{d.c.}$: Kısa devre akımının DC bileşeni

A : DC bileşenin başlangıç değeri

Kısa devre akımının; simetrik AA bileşenin etkin değeri I_k'' ve tepe değerinin i_p bilinmesi birçok durum için yeterlidir. Kısa devre akımı tepe değeri i_p ; zaman sabiti τ ve kısa devre empedansında kullanılan R/X ya da X/R oranında kullanılan frekansa bağlı olarak değişmektedir. Ayrıca i_p , kısa devre akımının simetrik AA bileşenine bağlı olarak da değişmektedir.

3.2.1 Kısa devre akımlarının hesaplanmasında yapılan varsayımlar

Maksimum ve minimum kısa devre akımları hesaplanırken aşağıdaki varsayımlar kullanılır.

- Kısa devre süresince meydana gelen arıza tipinde herhangi bir değişiklik olmadığı kabul edilir yani üç faz kısa devre arızası ya da faz toprak arızası meydana geldiğinde kısa devre süresince bu arızaların devam ettiği varsayılır.
- Kısa devrenin meydana geldiği şebekede arıza süresince herhangi bir değişiklik olmadığı kabul edilir.

- Transformatörlerin empedansı kademe ayarının ana pozisyonunda olduğu duruma göre indirgenir. Empedans düzeltme katsayısı K_T kullanılırsa bu varsayım göz ardı edilebilir.
- Ark direnci hesaplamalarda dikkate alınmaz.
- Döner alana sahip olmayan yükler, hat kapasitans ve şönt admitanslar, ihmal edilir. (Sıfır devre bileşeni hariç.)

Farklı gerilim seviyelerinde kısa devre akımları hesaplanırken, empedans değerleri kısa devrenin meydana geldiği noktadaki gerilim seviyesine indirgenerek hesaplamalar gerçekleştirilir.

3.3 Kısa Devre Akımlarını Hesaplama Metotları

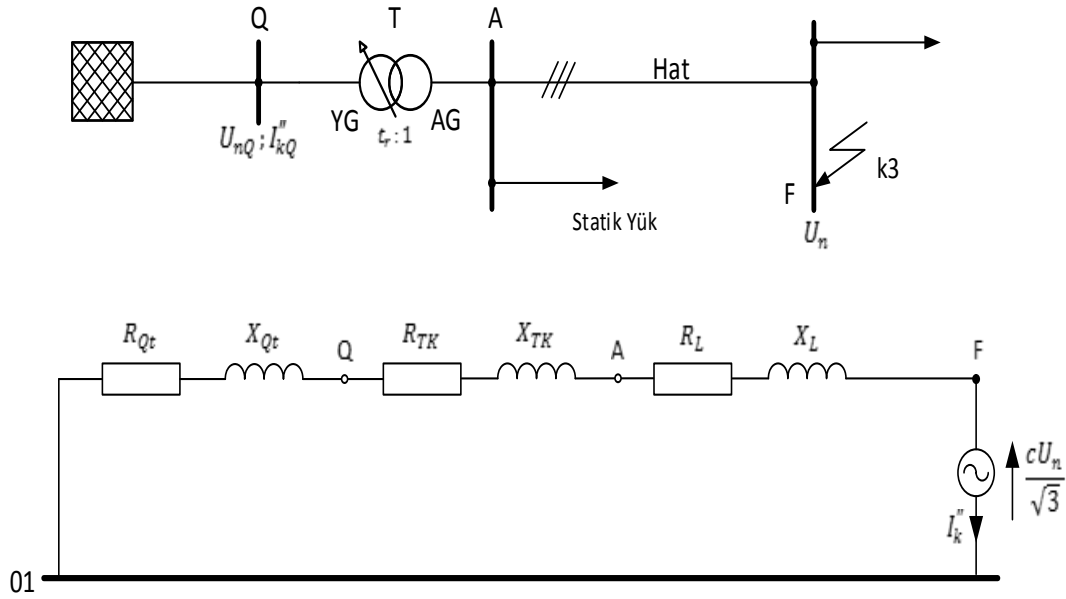
3.3.1 Kısa devre noktasına eşdeğer gerilim kaynağı eklenmesi

Hesaplamada kullanılan yöntem kısa devre noktasına eşdeğer bir gerilim kaynağı eklenmesini temel almaktadır. Bu eşdeğer gerilim kaynağı sistemdeki aktif olan tek kaynaktır. Sistemdeki tüm fiderler, senkron ve asenkron makineler kendi iç empedansları ile gösterilir.

Tüm durumlarda eşdeğer gerilim kaynağı yardımıyla arıza noktasındaki kısa devre arıza akımı hesaplanması mümkündür. İşletme bilgisi, tüketici yükleri, transformatör kademe ayarı, generatör uyarma akımları vb. göz ardı edilebilir. Tüm farklı güç akışı ihtimalleri için ayrıca kısa devre akımı hesaplamaları yapmak gereksizdir.

Şekil 3.3'te kısa devre arızasının meydana geldiği F noktasında eşdeğer gerilim kaynağı içeren örnek bir sistem verilmiştir. Diğer tüm gerilim kaynakları sıfır olarak kabul edilir. Bu sebeple Şekil 3.3'teki şebeke empedansı; transformatörün alçak gerilim seviyesine göre indirgenmiş empedansı ile gösterilmiştir. Aynı şekilde arıza olduğu nokta, transformatörün alçak gerilim tarafında kaldığı için eşdeğer empedans alçak gerilim tarafından hesaplanmıştır. Ayrıca hat kapasitansı ve pasif yükler kısa devre akımı hesaplamasında dikkate alınmamıştır.

Ulusal herhangi standart olmaması durumunda, gerilim faktörünün (c) Çizelge 3.1'den seçilmesi yeterli olmaktadır. Normal işleyen bir sistemde en yüksek gerilim değeri nominal gerilimin, alçak gerilim sistemlerinde +%5'i ve yüksek gerilim sistemlerinde ise +%10'u kadar değişmektedir.



Şekil 3.3 : Başlangıç kısa devre akımı I_K'' eşdeğer gerilim kaynağı ile hesaplanması.

Çizelge 3.1 : IEC 60909-0'a göre gerilim faktörü c.

Nominal gerilim U_n	Gerilim Faktörü C Değerleri	
	Maksimum kısa devre akımı hesabında $c_{maks}^{1)}$	Minimum kısa devre akımı hesabında c_{min}
Alçak gerilim 100 V – 1 000 V	1,05 ³⁾ 1,10 ⁴⁾	0,95
Orta gerilim 1 kV – 35 kV	1,10	1,00
Yüksek gerilim²⁾ >35 kV	1,10	1,00

¹⁾ $c_{maks}U_n$ güç sistemi ekipmanları için en yüksek gerilim olan U_m 'yi geçmemelidir.

²⁾ Eğer nominal gerilim tanımlanmamış ise $c_{maks}U_n = U_m$ veya $c_{min}U_n = 0,90 \times U_m$ formülleri uygulanabilir.

³⁾ %6 değişim aralıklı alçak gerilim sistemleri içindir.

⁴⁾ %10 değişim aralıklı alçak gerilim sistemleri içindir.

3.3.2 Simetrik bileşenler yöntemi ile kısa devre akımlarının hesaplanması

Elektrik güç sistemlerinde, üç faz kısa devre ve üç faz-toprak kısa devre arızalarında güç sisteminin dengesi bozulmadığından, bu arızalara simetrik arızalar denilir ve tek faz eşdeğer devresine indirgenerek analiz yapılır.

Faz-toprak, faz-faz ve iki faz-toprak arızaları elektrik güç sisteminin simetrisini bozulduğu için bu arızalara asimetrik arızalar olarak adlandırılmaktadır. Asimetrik arızaların meydana geldiği durumda sistemin bozulan simetrisini, başka bir deyişle asimetrisini ele alabilecek bir yaklaşıma ihtiyaç duyulmuştur. Bu amaçla 1918 yılında simetrik bileşenler yöntemi geliştirilmiştir. Simetrik bileşenler yöntemini kabaca özetlemek gerekirse, n fazlı asimetrik bir sistemi n adet simetrik bileşen ile modellemek mümkündür. Simetri bileşenleri olarak adlandırılan bu yöntem, n fazlı bütün sistemlerde genel olarak geçerli olmakla beraber günümüzde genellikle üç fazlı sistemlerde uygulanır hale gelmiştir. Üç fazlı bir sistemi bu yöntemle modellemek için üç adet üç fazlı simetrik bileşene ihtiyaç vardır ki bu da dokuz adet tekil vektör anlamına gelir. Bu dengeli vektörler şu şekilde tasarlanmıştır:

- Pozitif bileşenler, aralarında 120^0 faz farkı olan ve ait oldukları güç sisteminin gerilim vektörlerinin dönüş yönü ile aynı yönlü üç adet eşit genlikli vektörden oluşur.
- Negatif bileşenler, aralarında 120^0 faz farkı olan ve pozitif sıra bileşenleri ile aynı yönde dönen, ancak sıralaması ters olan üç adet eşit genlikli vektörden oluşur.
- Sıfır bileşenler ise aralarında 0^0 faz farkı olan ve pozitif sıra bileşenleri ile aynı yönde dönen, üç adet eşit genlikli vektörden oluşur [37].

Yukarıdaki düzenleme kullanılarak herhangi üç fazlı bir sisteme ait gerilim V_a , V_b ve V_c gerilimleri aşağıdaki gibi yazılabilir.

$$V_a = V_{a0} + V_{a1} + V_{a2} \quad (3.1)$$

$$V_b = V_{b0} + V_{b1} + V_{b2} \quad (3.2)$$

$$V_c = V_{c0} + V_{c1} + V_{c2} \quad (3.3)$$

Ayrıca α operatörü yardımıyla denklem (3.4) ve (3.5)'teki gibi de yazılabilir.

$$V_b = V_{a0} + \alpha^2 V_{a1} + \alpha V_{a2} \quad (3.4)$$

$$V_c = V_{a0} + \alpha V_{c1} + \alpha^2 V_{c2} \quad (3.5)$$

Burada $\alpha = 1 \angle 120^\circ$ ve $\alpha^2 = 1 \angle 240^\circ$ olan operatördür.

Dolayısıyla faz gerilimleri denklem (3.6)'da verilen matristeki gibi yazılabilir.

$$\begin{bmatrix} V_a \\ V_b \\ V_c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & \alpha^2 & a \\ 1 & a & \alpha^2 \end{bmatrix} x \begin{bmatrix} V_{a0} \\ V_{a1} \\ V_{a2} \end{bmatrix} \quad (3.6)$$

Bu matrisin tersi de denklem (3.7)'deki gibi ifade edilebilir.

$$\begin{bmatrix} V_{a0} \\ V_{a1} \\ V_{a2} \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a & \alpha^2 \\ 1 & \alpha^2 & a \end{bmatrix} x \begin{bmatrix} V_a \\ V_b \\ V_c \end{bmatrix} \quad (3.7)$$

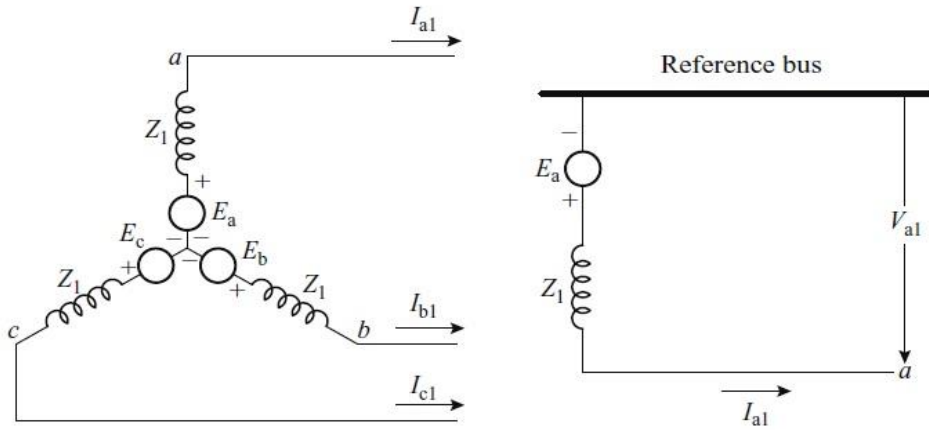
Yalnız pozitif sıra akımlarının aktığı devrenin Thevenin eşdeğer empedansına “pozitif bileşen empedansı, Z_1 ”, yalnız negatif sıra akımlarının dolaştığı devrenin eşdeğer empedansına “negatif bileşen empedansı, Z_2 ”, yalnız sıfır sıra bileşenlerinin aktığı devrenin eşdeğer empedansına ise “sıfır bileşen empedansı Z_0 ”, adı verilir. Generatörler tasarım gereği sadece sağlıklı ve dengeli gerilim/akım üretmek durumunda oldukları için generatör gerilimleri sadece pozitif sıra bileşeni içerir. Negatif veya sıfır sıra devreleri ise kaynak içermez, yalnızca empedanstan oluşur. Negatif ve sıfır sıra devrelerinden geçen akımlar pozitif sıra devresine seri veya paralel bağlantı şekline göre değişir.

Havai ve yeraltı hatların pozitif ve negatif sıra empedansları eşittir. Sıfır sıra empedansları ise pozitif ve negatif sıra akımlarının oluşturduğu manyetik alanların sıfır sıra bileşenin manyetik alanından farklı olması nedeniyle diğerlerinden farklıdır. Detaylı ve ölçülmüş verilerin olmadığı durumlarda Türkiye'deki gibi toprak iletkenli ve tek devreli havai bir hat için $Z_0/Z_1 = 2$, çift devreli bir hat içinse $Z_0/Z_1 = 5,5$ alınabilir. Tek iletkenli bir yeraltı hattı için $Z_0/Z_1 = 1 - 1,25$ iken üç iletkenli bir kablo için $Z_0/Z_1 = 3 - 5$ alınabilir [37].

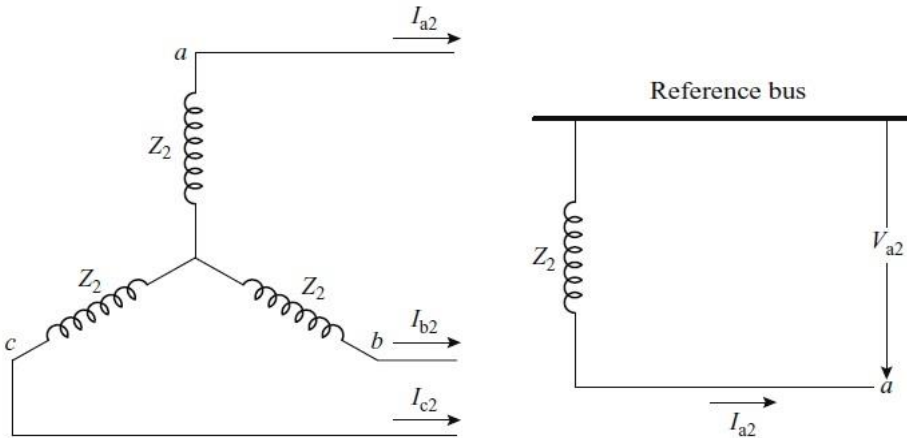
Transformatörler döner alana sahip olmayan (statik) makinalar olduğu için pozitif ve negatif sıra empedanslarının genlikleri birbirine eşittir. Sıfır sıra empedansı ise transformatör bağlantısına göre diğer ikisine eşit veya sonsuz olabilir. Transformatör sargılarının direnci çok küçük olduğundan kısa devre hesaplarında ihmal edilebilir. Ancak küçük motor ve generatörler modellenirken sargı direnci dikkate alınabilecek oranda olabilir. Ancak birçok çalışmada senkron makinaların reaktanslarını kullanmak yeterli sonuç verebilir. Daha önce bahsedildiği gibi generatörlerin pozitif empedansı olarak alt-geçici (X_d''), geçici (X_d') ve senkron (X_d) reaktansları alınır. Arıza

analizlerinde motor ve generatörlerin alt-geçici ve geçici reaktansları makine karakteristikleri ve arıza süresi dikkate alınarak hesaba katılmalıdır. Alt-geçici reaktans arıza oluşumunda geçerlidir. Arıza oluşuktan 0,1 saniye sonra geçici reaktans bölgesine girilir. Daha sonra ise üstel olarak kalıcı durum arıza akımı rejimine geçilir.

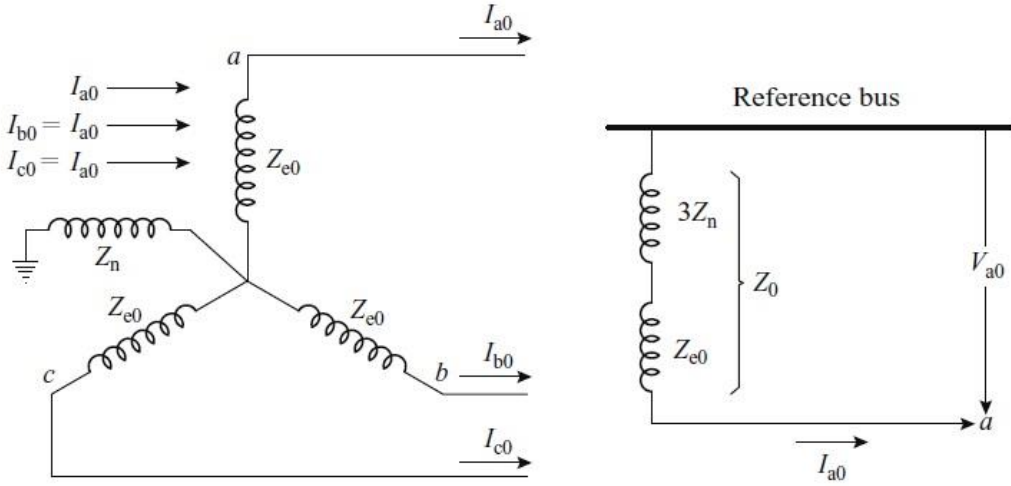
Sıra devrelerini birbirine bağlarken dikkat edilecek husus, pozitif ve negatif sıra devrelerinin referans noktası generatörün nötr noktası iken sıfır sıra devresinin referans noktası generatörün toprak noktasıdır. Bu nedenle dengeli pozitif ve negatif devrelerinin referans noktasından toprağa bir akım akmaz zira bu devreler için generatör nötrü toprak potansiyeline sahiptir. Öte yandan sıfır sıra devresinin referans barası toprak noktasıdır ve sadece sıfır sıra devresinden toprak noktasına nötr empedansı Z_n üzerinden bir akım akar. Ancak Z_n üzerinden akan gerçek akım, sıfır sıra eşdeğer devresinden akan akımın 3 katıdır. Şekil 3.4, Şekil 3.5 ve Şekil 3.6’da eşdeğer bileşen devreleri ve akan akımlar verilmiştir [37].



Şekil 3.4 : Senkron generatör pozitif bileşen devresi ve akımları.



Şekil 3.5 : Senkron generatör negatif bileşen devresi ve akımları.



Şekil 3.6 : Senkron generatör sıfır bileşen devresi ve akımları.

Elektrik güç sisteminde bir arıza meydana geldiğinde, arıza akımlarını hesaplamak için yukarıda bahsedilen eşdeğer bileşen devreler ve eşdeğer akımlar kullanılır. Örnek olarak a fazını ele alacak olursak, Şekil 3.4, Şekil 3.5 ve Şekil 3.6’da görülen devreler yardımıyla denklem (3.8)’deki gibi yazılabilir.

$$\begin{bmatrix} V_{a1} \\ V_{a2} \\ V_{a0} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} E_a \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} Z_1 & 0 & 0 \\ 0 & Z_2 & 0 \\ 0 & 0 & Z_0 \end{bmatrix} x \begin{bmatrix} I_{a1} \\ I_{a2} \\ I_{a0} \end{bmatrix} \quad (3.8)$$

Burada E_a pozitif bileşen devresinin yüksüz iken toprağa göre terminal gerilimidir. Z_1 , Z_2 ve Z_0 ise sırasıyla pozitif, negatif ve sıfır bileşen eşdeğer devrelerinin empedanslarıdır. Bu bağıntılar asimetrik (dengesiz) akımlar taşıyan bütün generatörlere uygulanabileceği gibi güç sistemi için de geçerlidirler. Güç sistemine uygulandıklarında E_a gerilimi için arıza öncesi gerilim değeri kullanılır.

3.3.2.1 Faz-toprak arızası

Elektrik güç sisteminin a fazında toprak arızası meydana geldiğinde;

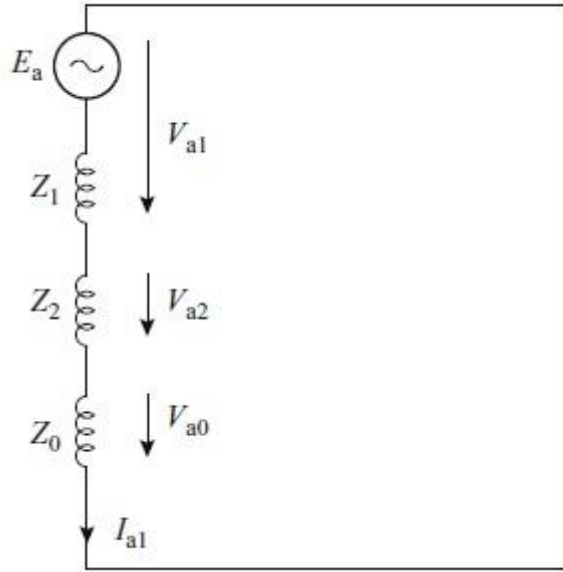
$$\begin{bmatrix} V_a \\ I_b \\ I_c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix} \quad (3.9)$$

şeklinde yazılır.

Kısa devre akımları denklem (3.10)'daki gibi hesaplanır.

$$\begin{bmatrix} I_{a1} \\ I_{a2} \\ I_{a0} \end{bmatrix} = \frac{E_a}{(Z_1 + Z_2 + Z_0)} \quad (3.10)$$

Faz-toprak arıza meydana geldiğinde eşdeğer devreler Şekil 3.7'de verildiği gibi bağlanır.



Şekil 3.7 : Faz-toprak arızasında bileşen devrelerin bağlantısı.

3.3.2.2 Faz-faz arızası

Elektrik güç sisteminin b ve c fazlarının birbirine temasıyla bir arızası meydana geldiğinde;

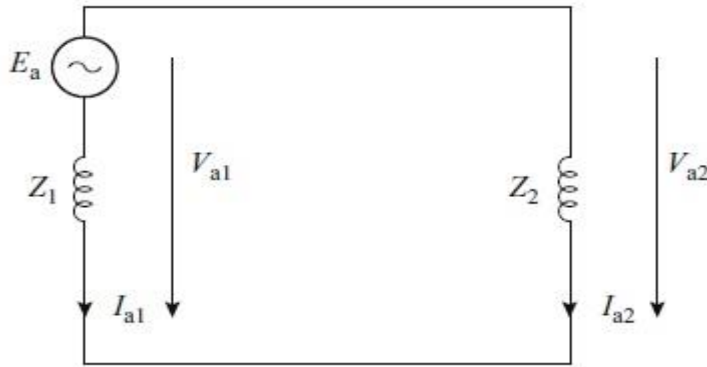
$$\begin{bmatrix} I_a \\ I_b \\ V_c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 \\ -I_c \\ V_b \end{bmatrix} \quad (3.11)$$

şeklinde yazılır.

Kısa devre akımları denklem (3.11)'deki gibi hesaplanır.

$$\begin{bmatrix} I_{a1} \\ I_{a2} \\ I_{a0} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{E_a}{(Z_1 + Z_2 + Z_0)} \\ -\frac{E_a}{(Z_1 + Z_2 + Z_0)} \\ 0 \end{bmatrix} \quad (3.12)$$

Faz-toprak arıza meydana geldiğinde eşdeğer devreler Şekil 3.8'de verildiği gibi bağlanır.



Şekil 3.8 : Faz-faz arızasında bileşen devrelerin bağlantısı.

3.3.2.3 Faz-faz-toprak arızası

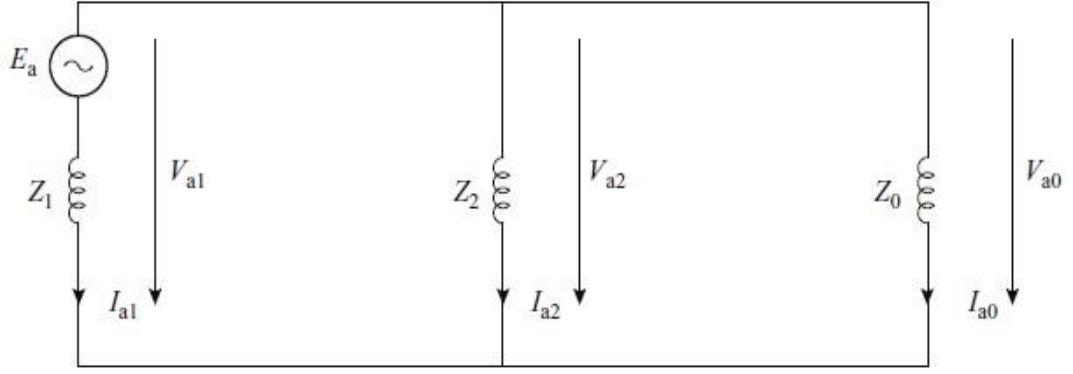
Elektrik güç sisteminin b ve c fazlarının hem birbirleriyle hem de toprak temasıyla bir arıza meydana geldiğinde;

$$\begin{bmatrix} I_a \\ I_b \\ V_c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 \\ -I_c \\ V_b \end{bmatrix} \quad (3.13)$$

Kısa devre akımları denklem (3.12)'deki gibi hesaplanır.

$$I_{a1} = \frac{E_a}{Z_1 + (Z_0 \times Z_2) / (Z_0 + Z_2)} \quad (3.14)$$

Faz-faz-toprak arıza meydana geldiğinde eşdeğer devreler Şekil 3.9'da verildiği gibi bağlanır.



Şekil 3.9 : Faz-faz-toprak arızasında bileşen devrelerin bağlantısı.

3.4 Maksimum Kısa Devre Akım

Maksimum kısa devre akımı hesaplanırken aşağıdaki koşullar sağlanmalıdır;

- Herhangi bir ulusal standart olmaması durumunda Çizelge 3.1'den gerilim faktörü c_{max} maksimum kısa devre akımı hesabında kullanılır.
- Arıza noktasına maksimum kısa devre akımını sağlayacak santral ya da kaynakların seçilmesi.
- Maksimum kısa devre akımını hesaplayabilmek için en küçük değerli şebeke empedansı (Z_Q) kullanılmalıdır.
- Hat direnci olan R_L 'nin (havai hat, kablo vb.) 20 °C'deki değeri hesaplamalarda kullanılır.

3.5 Minimum Kısa Devre Akım

Minimum kısa devre akımı hesaplanırken aşağıdaki koşullar sağlanmalıdır;

- Herhangi bir ulusal standart olmaması durumunda Çizelge 3.1'den gerilim faktörü c_{min} minimum kısa devre akımı hesabında kullanılır.
- Arıza noktasına minimum kısa devre akımını sağlayacak santral ya da kaynakların seçilmesi.
- Minimum kısa devre akımını hesaplayabilmek için en büyük değerli şebeke empedansı (Z_Q) kullanılmalıdır.

- Hat direnci olan R_L 'nin (havai hat, kablo vb.) yüksek sıcaklıklardaki değeri hesaplamalarda kullanılır.

$$R_L = [1 + \alpha(\theta_e - 20^\circ\text{C})] * R_{L20} \quad (3.15)$$

R_{L20} : 20 °C'deki direnç

θ_e : Kısa devre sonundaki iletken iletken sıcaklığı [°C]

α : Bakır, alüminyum ve alüminyum alaşım için 0,004/K olan sıcaklık düzeltme katsayısı

3.6 Elektriksel Ekipmanların Kısa Devre Empedansları

Şebeke, transformatörler, havai hatlar, kablolar, reaktörler ve benzeri ekipmanların pozitif ve negatif bileşen kısa devre empedansları $Z_1 = Z_2$ birbirine eşittir. Sıfır bileşen kısa devre empedansı $Z_0 = U_0/I_0$ paralel üç iletken ile dönüş iletkeni (toprak iletkeni, nötr iletkeni, kablo zırhı ve kablo siperi vs.) arasında AC gerilim kaynağı varmış gibi düşünülerek hesaplanır. IEC 60909-0 standardına göre eşdeğer gerilim kaynağı ile kısa devre akım hesaplandığı zaman; generatör empedansı (G) transformatör empedansı (T) ve güç istasyonu ünitesi empedansı (S); empedans düzeltme faktörü olan K_G , K_T , K_S veya K_{SO} ile çarpılarak hesaplanır.

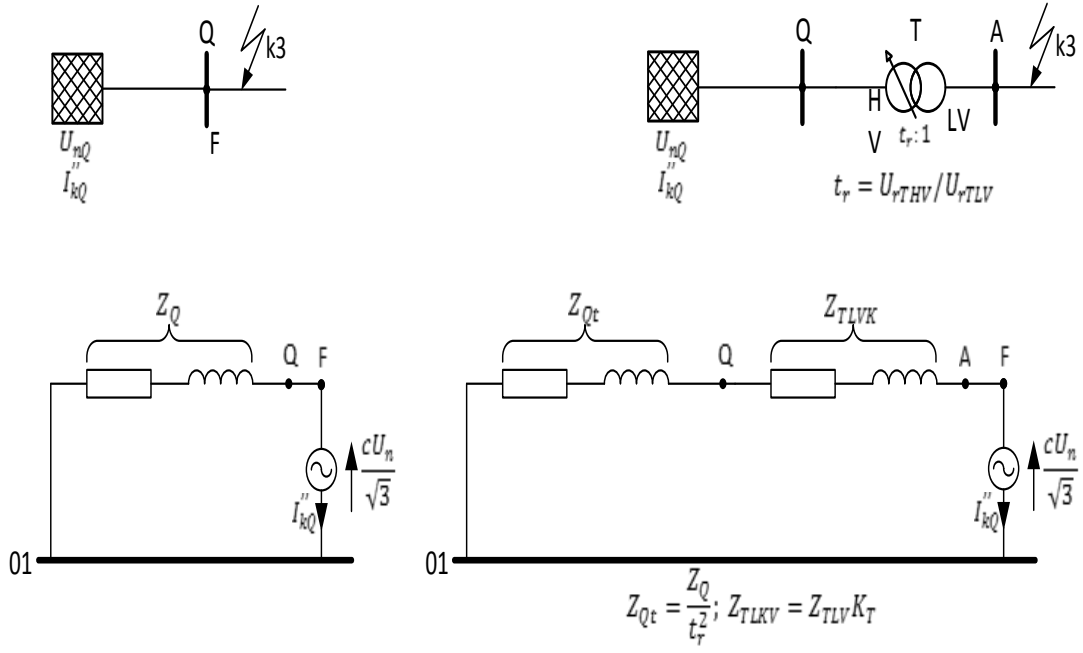
3.6.1 Şebeke empedansı

Şekil 3.10'daki gibi sadece başlangıç simetrik kısa devre akımı I_K'' olan şebekeden beslenen bir fiderin bağlantı noktası olan Q noktasında üç faz kısa devresi meydana gelmesi durumunda bu noktadaki şebeke empedansı Z_Q denklem (3.16)'da verilen eşitlikle bulunur;

$$Z_Q = \frac{c U_{nQ}}{\sqrt{3} I_{kQ}''} \quad (3.16)$$

Eğer R_Q/X_Q biliniyorsa X_Q aşağıdaki verilen denklem (3.17)'deki gibi hesaplanabilir;

$$X_Q = \frac{Z_Q}{\sqrt{1 + (R_Q/X_Q)^2}} \quad (3.17)$$



Şekil 3.10 : Şebeke empedansı eşdeğer devresi.

Eğer sistemde transformatör bulunursa şebeke empedansı Z_Q , arızanın meydana geldiği noktanın transformatörün yüksek gerilim ya da alçak gerilim tarafında olmasına göre ilgili tarafa indirgenir.

$$Z_Q = \frac{c U_{nQ}}{\sqrt{3} I''_{kQ}} \frac{1}{t_r^2} \quad (3.18)$$

U_{nQ} : Q noktasındaki nominal sistem gerilimi

I''_{kQ} : Q noktasındaki başlangıç simetrik kısa devre akımı

c : U_{nQ} için gerilim faktörü (Bkz. Çizelge 3.1)

t_r : Transformatör nominal çevirme oranı

Nominal gerilimin 35 kV'un üzerinde olduğu yüksek gerilim fiderlerinde eşdeğer empedans Z_Q reaktans olarak kabul edilir ($Z_Q = 0 + jX_Q$).

Bazı durumlarda ise rezistans R_Q için herhangi bir bilgi yoksa $R_Q = 0,1 * X_Q$ ve $X_Q = 0,995 * Z_Q$ eşitlikleri kullanılabilir.

3.6.2 Transformatörler

3.6.2.1 İki sargılı transformatörler

İki sargılı transformatörlerin pozitif bileşen kısa devre akım empedansı $Z_T = R_T + jX_T$ olarak verilmektedir. Aşağıda verilen denklem (3.18), (3.19) ve (3.20)'deki gibi hesaplanır;

$$Z_T = \frac{u_{kr}}{100\%} * \frac{U_{rT}^2}{S_{rT}} \quad (3.19)$$

$$R_T = \frac{u_{Rr}}{100\%} * \frac{U_{rT}^2}{S_{rT}} = \frac{P_{krT}}{3I_{rt}^2} \quad (3.20)$$

$$X_T = \sqrt{Z_T^2 - R_T^2} \quad (3.21)$$

U_{rT} : Transformatörün primer ya da sekonder nominal gerilimi

I_{rT} : Transformatörün primer ya da sekonder nominal akımı

S_{rT} : Transformatör nominal görünür gücü

P_{krT} : Transformatörün nominal akımda sargılarındaki toplam kayıp

u_{kr} : Nominal akımdaki yüzde kısa devre gerilimi

u_{Rr} : Kısa devre geriliminin yüzde olarak nominal resistif bileşeni

R_T/X_T oranı transformatör gücüyle ters orantılı olarak değişmektedir. Bu sebeple büyük güçlü transformatörlerde kısa devre akımları hesaplanırken empedansın sadece reaktanstan meydana geldiği düşünülür. Eğer kısa devre akımının tepe değeri i_p ya da i_{dc} d.c. bileşen hesaplanırken rezistans değeri hesaplamalarda kullanılır.

3.6.2.2 Üç sargılı transformatör

Şekil 3.11'de verilen üç sargılı transformatörün Z_A, Z_B ve Z_C pozitif bileşen kısa devre empedansları A tarafına indirgenmiş kısa devre empedansları ile hesaplanabilir.

$$Z_{AB} = \left(\frac{u_{RrAB}}{100\%} + j \frac{u_{XrAB}}{100\%} \right) * \frac{U_{rTA}^2}{S_{rTAB}} \quad (3.22)$$

$$Z_{AC} = \left(\frac{u_{RrAC}}{100\%} + j \frac{u_{XrAC}}{100\%} \right) * \frac{U_{rTA}^2}{S_{rTAC}} \quad (3.23)$$

$$Z_{BC} = \left(\frac{u_{RrBC}}{100\%} + j \frac{u_{XrBC}}{100\%} \right) * \frac{U_{rTA}^2}{S_{rTBC}} \quad (3.24)$$

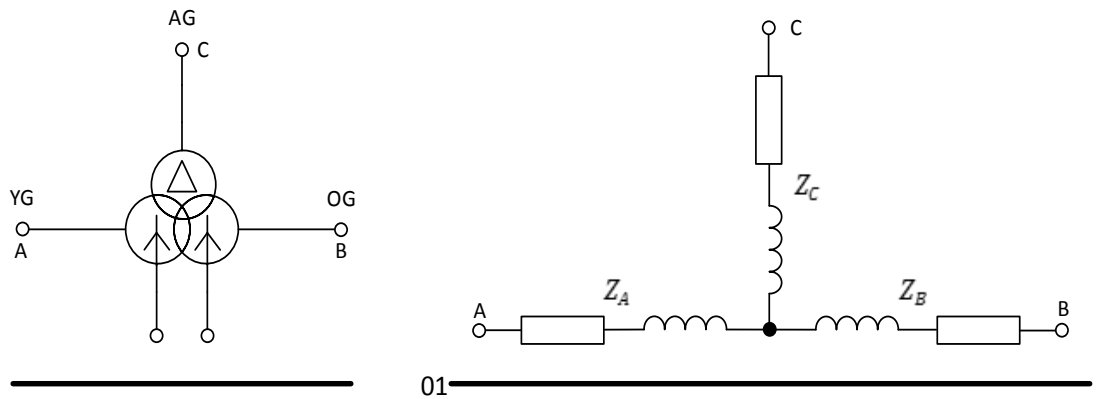
$$u_{Xr} = \sqrt{u_{kr}^2 - u_{Rr}^2} \quad (3.25)$$

$$Z_A = \frac{1}{2} * (Z_{AB} + Z_{AC} - Z_{BC}) \quad (3.26)$$

$$Z_B = \frac{1}{2} * (Z_{AB} + Z_{BC} - Z_{AC}) \quad (3.27)$$

$$Z_C = \frac{1}{2} * (Z_{AC} + Z_{BC} - Z_{AB}) \quad (3.28)$$

- U_{rTA} : A tarafındaki nominal gerilim
 S_{rTAB} : A ve B tarafları arasındaki nominal görünür güç
 S_{rTAC} : A ve C tarafları arasındaki nominal görünür güç
 S_{rTBC} : B ve C tarafları arasındaki nominal görünür güç
 u_{RrAB}, u_{XrAB} : A ve B tarafları arasındaki yüzde nominal kısa devre geriliminin resistif ve reaktif bileşeni
 u_{RrAC}, u_{XrAC} : A ve C tarafları arasındaki yüzde nominal kısa devre geriliminin resistif ve reaktif bileşeni
 u_{RrBC}, u_{XrBC} : B ve C tarafları arasındaki yüzde nominal kısa devre geriliminin resistif ve reaktif bileşeni



Şekil 3.11 : Üç sargılı transformatör pozitif bileşen devresi.

3.6.2.3 Transformatör düzeltme katsayısı

Transformatörler bilindiği üzere farklı gerilim seviyelerindeki iki veya daha fazla şebekeyi birbirine bağlarlar. İki sargılı transformatörler için empedans düzeltme katsayısı denklem (3.29)'daki gibi verilmektedir.

$$K_T = 0,95 * \frac{c_{max}}{1 + 0,6x_T} \quad (3.29)$$

Düzeltilmiş transformatör empedansı;

$$Z_{TK} = K_T * Z_T \quad (3.30)$$

Transformatör bağıl reaktansı;

$$x_T = X_T / \left(\frac{U_{rT}^2}{S_{rT}} \right) \quad (3.31)$$

Dengesiz kısa devre akımları hesaplanırken, empedans düzeltme faktörleri transformatörün negatif bileşen ve sıfır bileşen empedanslarına da uygulanmalıdır. Transformatörlerin yıldız-noktası ve toprak arasındaki Z_N empedansları, sıfır bileşen sistemine $3*Z_N$ olarak ve düzeltme faktörü kullanılmadan alınmalıdır. Üç sargılı transformatörler için aşağıdaki empedans düzeltme katsayısı kullanılır.

$$K_{TAB} = 0,95 * \frac{c_{max}}{1 + 0,6x_{TAB}} \quad (3.32)$$

$$K_{TAB} = 0,95 * \frac{c_{max}}{1 + 0,6x_{TAB}} \quad (3.33)$$

$$K_{TBC} = 0,95 * \frac{c_{max}}{1 + 0,6x_{TBC}} \quad (3.34)$$

Üç sargılı transformatör için verilen empedans düzeltme katsayıları kullanılarak düzeltilmiş kısa devre empedansları elde edilir.

$$Z_{ABK} = K_{TAB} * Z_{AB} \quad (3.35)$$

$$Z_{ACK} = K_{TAC} * Z_{AC} \quad (3.36)$$

$$Z_{BCK} = K_{TBC} * Z_{BC} \quad (3.37)$$

3.6.3 Havai hat ve kablolar

Pozitif bileşen kısa devre empedansı $Z_L = R_L + jX_L$ iletkenin kesitinden ve iletkenlerin birbirine olan uzaklığı kullanılarak bulunabilir.

Havai hatların 20°C iletken sıcaklığındaki birim uzunluk başına etkin direnci aşağıdaki gibi hesaplanır.

$$R'_L = \frac{\rho}{q_n} \quad (3.38)$$

ρ : Özgül direnç $[\frac{\Omega mm^2}{m}]$

q_n : Nominal kesit $[mm^2]$

Havai hatlar için birim uzunluk başına reaktans aşağıdaki gibi hesaplanabilir.

$$X'_L = 2\pi f * \left(\frac{1}{4n} + \ln \frac{d}{r} \right) = f\mu_0 * \left(\frac{1}{4n} + \ln \frac{d}{r} \right) \quad (3.39)$$

$d = \sqrt[3]{d_{L1L2} d_{L2L3} d_{L3L1}}$ iletkenler ya da demetler arası geometrik ortalama uzaklık.

r iletken yarıçapı, demet iletken olması durumunda $r_B = \sqrt[n]{nrR^{n-1}}$ olarak alınır. Burada R demet iletken yarıçapıdır.

n demet iletken sayısı, tek bir iletken için $n = 1$ olarak alınır. $\mu_0 = 4\pi * 10^{-7}$ H/m

3.6.4 Kısa devre akımı sınırlama reaktörleri

Pozitif, negatif ve sıfır bileşen kısa devre empedansları geometrik simetri olduğu varsayılarak birbirine eşit kabul edilir. Kısa devre akımı sınırlayan reaktörlerinin kısa devre empedansları, kısa devre akımı hesaplamalarında dikkate alınmalıdır.

$$Z_R = \frac{u_{kR}}{100\% \sqrt{3} I_{rR}} \frac{U_n}{\sqrt{3} I_{rR}} \text{ ve } R_R \ll X_R \quad (3.40)$$

u_{kR} ve I_{rR} reaktörün plakasında verilmektedir.

U_n ise sistemin nominal gerilimidir.

3.7 Başlangıç Kısa Devre Akımı

Sıfır devre bileşen empedansı $Z_{(0)}$, pozitif $Z_{(1)}$ ve negatif $Z_{(2)}$ devre bileşen empedansından büyük olduğu durumlarda başlangıç en büyük kısa devre akımı üç faz kısa devre arızasında meydana gelir. Ancak sıfır devre bileşen empedansı pozitif devre bileşen empedansından küçük olan transformatörlere yakın noktalarda kısa devre olması durumunda, en yüksek kısa devre akımı faz-faz toprak kısa devre arızasında meydana gelir.

3.7.1 Üç faz kısa devresi

Başlangıç kısa devre akımı I_k'' aşağıdaki formülle hesaplanır. Burada $cU_n/\sqrt{3}$ kısa devre noktasındaki eşdeğer gerilim kaynağı ve kısa devre empedansı $Z_k = R_k + jX_k$ olarak verilmiştir.

$$I_k'' = \frac{cU_n}{\sqrt{3}Z_k} = \frac{cU_n}{\sqrt{3}\sqrt{R_k^2 + X_k^2}} \quad (3.41)$$

Üç faz kısa devre akımının tepe değeri aşağıdaki formülle hesaplanır:

$$i_p = \kappa\sqrt{2}I_k'' \quad (3.42)$$

$$\kappa = 1,02 + 0,98e^{-3R/X} \quad (3.43)$$

3.7.2 Faz-faz kısa devresi

Faz-faz arızası durumunda, başlangıç kısa devre akımı aşağıdaki gibi hesaplanır:

$$I_{k2}'' = \frac{cU_n}{|Z_1 + Z_2|} = \frac{cU_n}{2|Z_1|} = \frac{\sqrt{3}}{2}I_k'' \quad (3.44)$$

Kısa devrenin başlangıç aşamasında, negatif devre bileşen empedansı pozitif devre bileşen empedansına kısa devrenin generatöre yakın ya da uzak olmasından bağımsız olarak yaklaşık eşittir. Bu sebeple denkle (3.44)'te $Z_1 = Z_2$ olarak alınmıştır.

Faz-faz kısa devre akımının tepe değeri aşağıdaki formülle hesaplanır:

$$i_{p2} = \kappa\sqrt{2}I_{k2}'' \quad (3.45)$$

3.7.3 Faz-faz toprak kısa devresi

Faz-faz toprak arızasının kısa devre akımı aşağıdaki gibi hesaplanır:

$$I''_{kE2E} = -\frac{\sqrt{3}cU_nZ_2}{Z_1Z_2 + Z_1Z_0 + Z_2Z_0} \quad (3.46)$$

Generatörden uzak bir kısa devre olması durumunda $Z_1 = Z_2$ olacağından, faz-faz toprak kısa devre akımı aşağıdaki gibi hesaplanır:

$$I''_{kE2E} = -\frac{\sqrt{3}cU_n}{|Z_1 + 2Z_0|} \quad (3.47)$$

Faz-faz toprak kısa devre akımının tepe değeri aşağıdaki formülle hesaplanır:

$$i_{pE2} = \kappa\sqrt{2}I''_{kE2} \quad (3.48)$$

3.7.4 Faz-toprak kısa devresi

Faz-toprak arızasının kısa devre akımı aşağıdaki gibi hesaplanır:

$$I''_{kl} = \frac{cU_n}{Z_1 + Z_2 + Z_0} \quad (3.49)$$

Generatörden uzak bir kısa devre olması durumunda $Z_1 = Z_2$ olacağından, faz-toprak kısa devre akımı aşağıdaki gibi hesaplanır:

$$I''_{kl} = \frac{cU_n}{|2Z_1 + 2Z_0|} \quad (3.50)$$

Faz-toprak kısa devre akımının tepe değeri aşağıdaki formülle hesaplanır:

$$i_{p2} = \kappa\sqrt{2}I''_{k2} \quad (3.51)$$

3.8 Kısa Devre Akımı Doğru Akım (DA) Bileşeni

Kısa devre akımının maksimum doğru akım (DA) bileşeni aşağıdaki gibi hesaplanır:

$$i_{d.a.} = \sqrt{2}I''_k e^{-2\pi f t R/X} \quad (3.52)$$

Burada;

I_k'' : Başlangıç simetrik kısa devre akımı

f : Nominal frekans

t : Zaman

3.9 Kısa Devre Açma Akımı

Generatöre uzak kısa devre arızalarında, kısa devre açma akımı başlangıç kısa devre akımına eşittir:

$$I_b = I_k'' \quad (3.53)$$

$$I_{b2} = I_{k2}'' \quad (3.54)$$

$$I_{b2E} = I_{k2E}'' \quad (3.55)$$

$$I_{b1} = I_{k1}'' \quad (3.56)$$

Generatöre yakın kısa devre olması durumunda kısa devre açma akımı, başlangıç kısa devre akımının μ faktörüne bağlı olarak değişir:

$$I_b = \mu * I_k'' \quad (3.57)$$

Burada μ minimum zaman gecikmesi t_{min} ve I_{kG}''/I_{rG} oranına bağlı olarak değişmektedir.

I_{rG} : Nominal generatör akımı

$$\mu = 0,84 + 0,26e^{-0,26I_{kG}''/I_{rG}} \quad t_{min} = 0,02 \text{ s} \quad (3.58)$$

$$\mu = 0,71 + 0,51e^{-0,30I_{kG}''/I_{rG}} \quad t_{min} = 0,05 \text{ s} \quad (3.59)$$

$$\mu = 0,62 + 0,72e^{-0,32I_{kG}''/I_{rG}} \quad t_{min} = 0,10 \text{ s} \quad (3.60)$$

$$\mu = 0,56 + 0,94e^{-0,38I_{kG}''/I_{rG}} \quad t_{min} \geq 0,25 \text{ s} \quad (3.61)$$

Eğer I_{kG}''/I_{rG} oranı 2'den büyük olursa, minimum zaman gecikmesinin (t_{min}) tüm değerleri için $\mu = 1$ alınır.

4. KORUMA RÖLELERİNİN STANDART KORUMA FONKSİYONLARI

Çok fonksiyonlu sayısal röleler ile tek fonksiyonlu elektromekanik rölelerin çalışma prensipleri çok benzerdir. Her iki röle tipi de korunacak sistemden bilgileri iletken üzerinden alır ve bağlantı kombinasyonu dahilinde işlevini yerine getirir. Tek fonksiyonlu veya elektromekanik rölelerde anahtarlar, sayaçlar, uyarı ışıkları, vs. ile iletken bağlantıları yardımıyla haberleşirlerken sayısal rölelerde bu bağlantıların yerini mantık diyagramları alır ve ilgili koruma fonksiyonları bu şemalar yardımıyla ancak konvansiyonel rölelerle aynı yaklaşımla elde edilir. Röle fonksiyonları kısaca şu şekilde özetlenebilir;

- Koruma
- Ölçüm
- Kontrol
- Haberleşme
- Raporlama ve Alarmlar

4.1 Koruma

Sayısal rölelerin koruma fonksiyonları ve bu fonksiyonların ANSI/IEEE standardındaki [34] kodları:

<u>Koruma Fonksiyonu Adı</u>	<u>ANSI/IEEE Sembolü</u>	<u>IEC Sembolü</u>
• Mesafe	21	$Z <$
• Düşük gerilim	27	$U <$
• Aşırı/Düşük ikaz	40	
• Negatif bileşen aşırı akım	46	$I_2 >$
• Termal aşırı yüklenme	49	⏏

• Sabit zamanlı aşırı akım	50	$I \gg$
• Sabit zamanlı toprak aşırı akım	50N	$I_E \gg$
• Ters zamanlı aşırı akım	51	I_p
• Ters zamanlı toprak aşırı akım	51N	I_{pE}
• Kesici izleme	52	
• Aşırı gerilim	59	$U >$
• Kesici arıza	62BF	
• Yönlü aşırı akım	67	$I_{dir} \gg$
• Yönlü toprak aşırı akım	67N	$I_{Edir} \gg$
• Kesici açma bobini izleme	74TC	
• Otomatik tekrar kapama	79	$0 \rightarrow I$
• Aşırı/Düşük frekans	81	$f >, f <$
• Diferansiyel	87	I_d

4.2 Ölçüm

Sayısal röleler içlerinde ölçüm fonksiyonu barındırma yeteneğine sahiptir. Kesikli Fourier dönüşümü kullanılarak sayısal olarak örneklenen üç faz akım gerilim bilgisinden temel harmonik bileşeni elde edilir. Ölçüm fonksiyonları gerilim, akım, frekans, güç faktörü, görünür güç, aktif ve reaktif güç ölçümlerini içerebilir. Ölçülen bilgiler bir haberleşme portundan alınabilir veya mevcutsa görsel olarak ön panelden izlenebilir.

Rölenin görsel olarak ön panelden sunduğu veriler ile haberleşme portundan gönderdiği veriler aynı olmak zorunda değildir. Veri dokümanlarından hangi bilgilerin haberleşmeye açık olduğu titizlikle incelenmelidir.

4.3 Kontrol

Birçok sayısal röle en az bir adet sanal kesici kontrol opsiyonu sunar ve ilgili kesicinin haberleşme portu üzerinden uzaktan veya röle üzerinden yerel olarak açma/kapamasını kontrol etme imkanı sunar. Kullanıma açılan bir veya birkaç sanal anahtar, birden fazla

kesicinin kontrolüne imkan tanıyabildiği gibi belli bazı fonksiyonların da kullanıma açılıp kapatılması amacına hizmet edebilir.

4.4 Haberleşme

Sayısal röleler kendileri ve güç sistemi hakkındaki birçok önemli veriyi uzak ulaşım sayesinde kullanıcının hizmetine sunar. Uzaktan ulaşım ve iletişim imkanları bununla da sınırlı kalmayıp ASCII komut arayüzü sayesinde röle ayarları, raporlar, sayaçlama bilgileri ve kontrol kumanda operasyonları da uzaktan mümkün hale gelir. Rölenin ön yüzündeki bir haberleşme portu haberleşme için geçici bir imkan sunar. Bu port daha çok programlama ve test amaçlı kullanılır. Rölenin arka yüzündeki haberleşme portu bağlantısı ise kalıcıdır ve uzaktan erişimin sağladığı imkanlara bu port üzerinden ulaşılır. Panel üzerindeki haberleşme portuna bilgisayar, seri yazıcı, modem, RS232, seri çoklayıcı ve diğer kontrol iletişim cihazları bağlanabilir. Birçok sayısal röle ASCII ve binary veri transferine imkan tanır. ASCII verileri insanlar tarafından okunabilen veri ve komutları içerirken binary veri bilgisayarlar ve ham osilografik kayıtların transferine altyapı sağlar. Birçok sayısal rölede Modbus, DNP, Courier, IEC 608750-5, IEC 61850, IEC 870.5.103 ve MMS/UCA2 gibi haberleşme protokollerinden en az biri yer alır. Hangi haberleşme seçeneklerine sahip olacağına ise dağıtım şirketinin mevcut teknik altyapısı ve insan kaynakları göz önünde bulundurularak karar verilir.

4.5 Raporlama ve Alarmlar

Arıza raporlama fonksiyonları röle tarafından algılanan arızalara ait bilgilerin kaydedilip raporlanmasını içerir. En temel arıza raporlama fonksiyonları arıza tipine göre görsel bayrakları ve sinyalleri içerir. Buna ilaveten arıza özetleri, olay sıra kayıtları ve osilografik kayıt gibi birçok arıza raporlama fonksiyonu da kapsanabilir. Birçok program tarafından açılıp incelenebilen COMTRADE dosyalarının indirilebilme özelliği de mutlaka aranmalıdır.

4.6 Koruma Sisteminin Temel Ekipmanları

Koruma röleleri, elektrik güç sistemlerinin korumasında sıklıkla kullanılan temel koruma elemanıdır. Koruma rölesinin temel görevi, güç sisteminde meydana gelen anormal ya da arıza koşulları algılayarak, arızayı sistemin sağlıklı kısmından izole

edecek olan anahtarlama cihazına seçici ve uygun komutları göndermektedir. Koruma röleleri güç sistemlerine akım ve gerilim ölçü transformatörleri üzerinde bağlanırlar. Röleler genellikle giriş parametrelerine göre; akım, gerilim ya da frekans gibi ve çalışma prensibine göre; aşırı akım koruma, aşırı/düşük gerilim koruma, mesafe koruma ya da diferansiyel koruma rölesi olarak sınıflandırılırlar. Röle koruma yaptığı fonksiyona göre akım ve/veya gerilim transformatörleri üzerinden ölçtüğü büyüklükleri önceden ayarlanmış olan ayar değeri bir başka deyişle eşik değerleri ile karşılaştırarak karar verir ve karşılaştırma sonucuna göre ilgili anahtarlama elemanına gerekli sinyali gönderirler. Kesici, koruma röleleri, akım, gerilim transformatörleri gibi temel elemanların dışında; kesici kumanda devresini besleyen aküler, yardımcı röle, kontak, sinyal ve uyarı lambaları gibi yardımcı elemanlardan koruma sistemi ekipmanları olarak değerlendirilir.

Akım ve gerilim transformatörleri; koruma, kontrol ve ölçüm ekipmanlarını elektrik güç sisteminin yüksek değerli primer akım ve gerilim değerlerinden izole ederler. Bu ekipmanları uygun çalışma akımı ve gerilim değerleri ile beslerler. Akım transformatörü sekonder akım genellikle 1 A ve 5 A iken gerilim transformatörü sekonder gerilimi çoğunlukla 115 V ve 120 V gibi değerlere standardize edilmiştir. Akım ve gerilim transformatörlerinin arıza esnasında ve sonrasında davranışları koruma sistemini doğrudan etkilenmektedir. Transformatörden gelen hatalı sinyaller koruma sisteminde hatalı açmalara sebebiyet verebilir. Bu sebeple normal işletme ve arıza şartlarındaki akım değerleri akım transformatörlerinin doyma bölgesinin dışında olmalıdır. Ölçü ve koruma amaçlı kullanılan akım transformatörlerinin seçimi aşağıdaki faktörler göz önüne alınarak gerçekleştirilir. Bunlar;

- **Yalıtım Seviyesi:** Akım transformatörünün çalışacağı sistemin azami gerilim seviyesini belirtir. Transformatörün dizaynı, izolasyon mesafeleri ve boyutları çalışacağı sistemin maksimum gerilim seviyesi dikkate alınarak yapılır.
- **Çevirme Oranı:** Akım transformatörünün primer anma akımının sekonder anma akımına oranıdır.
- **Sekonder Yüğü (Burden):** Akım transformatörünün sekonderine bağlanabilecek cihazların (akım devreleri) toplam gücü ile cihaz bağlantısında kullanılacak kablo gücünün toplamı akım trafosunun gücünü belirler. Uzun kablo kullanımının gerekli olduğu (örneğin TR Tank Koruma yapılan) durumlarda, akım

transformatörünün 1 A sekonder akımlı olarak seçilmesi kablo nedeni ile gelen ek yükü azaltır. Bir başka çözüm yöntemi olarak da kablo kesiti artırılabilir. Sekonder yük değeri akım transformatörünün doyma karakteristiği üzerinde etkilidir. Bu sebeple sekonder bağlanacak ekipmanların güçleri toplamı nominal yüke eşit ya da yakın olmalıdır. Aksi takdirde düşük güçlü yüklerde doyma katsayısı büyür.

- **Termik Kısa Devre Akımı (I_{th}):** Akım transformatörünün sekonderi kısa devre durumunda iken belirlenen kısa süreler (Genellikle 1 veya 3 saniye) için yalıtımının bozulacağı sıcaklığa ulaşmadan dayanabileceği en büyük primer akımı olarak tanımlanır.
- **Dinamik Dayanma Akımı (I_{dyn}):** Kısa devre akımının ulaştığı ilk tepe değeridir. Termik kısa devre akımının yaklaşık 2,5 katıdır.
- **Hassasiyet (Doğruluk, Klas) Sınıfı:** Primerinden anma akımı geçerken sekonder akımında oluşabilecek hata miktarının yüzdesel olarak en fazla ne kadar sapabileceğini ifade eder. Akım transformatörlerinde hassasiyet sınıfı ölçme ve koruma amaçlı kullanılmalarına göre farklılık göstermektedir.
- **Doyma Katsayısı (n):** Bir akım transformatörünün primerinden geçen akım değeri büyüdükçe, sekonderinden geçen akım değeri de (akım oranının belirleyeceği ölçüde) artar. Bu artış primer anma akım değerinin üstüne çıkıldığında bir süre daha devam eder. Primer akım giderek yükseltildiğinde, önce akım oranı bozulur ve daha sonra sekonderdeki yükselme durur. Primer akım bu değer üstüne ne kadar çıkarılırsa çıkarılsın, artık sekonderden geçen akım değişmez. Primer akımının değerinin artmasına rağmen sekonder akımının değişmediğinde, akım transformatörü doymaya gitmiştir.

Ölçü devrelerinde kullanılan akım transformatörlerinin sekonderinden geçecek yüksek değerli akımın ölçü aletlerine zarar vermemesi için doyma katsayısının küçük ($n < 5$) olması gerekir. Böylelikle transformatör çabuk doyma bölgesine girerek sekondere bağlı ekipmanların yüksek değerli akımlara maruz kalmaması sağlanır.

Koruma devrelerinde ise durum terstir ve primerden geçen yüksek değerli akımların, akım oranına göre sekondere yansımaları tercih edilir. Böylece; arızadan kaynaklanan bu aşırı akım röle tarafından algılanabilecek ve bu akım için ayarlanan süre içinde arıza izole edilebilecektir. Ancak bu sayede ters zamanlı

röleler hızlı ve seçici olarak çalışabilir. Bu nedenle koruma akım trafolarında doyma katsayısının $n > 10$ veya en az $n = 10$ olması gerekir.

Ölçme amacıyla kullanılan akım transformatörlerinde standart doğruluk sınıfları; 0,1 - 0,2 - 0,5 - 1 - 3 - 5 olarak verilmektedir [41]. Çizelge 4.1’de uygulama alanlarına göre kullanılan akım transformatörleri sınıfları verilmiştir.

Çizelge 4.1 : Akım transformatörleri hassasiyet sınıfları.

Uygulama	Akım Transformatörü Sınıfı
Laboratuvar Ölçümleri	0,1 – 0,2
Kalibrasyon Cihazları	0,1 – 0,2
Endüstriyel Ölçme	0,5 - 1
Sayaç Ölçme	0,2 – 0,5 – 0,2S – 0,5S
Pano Ölçüm Cihazlarında	0,5 - 1

Normal işletme koşullarında; 0.2S ve 0.5S sınıfı ölçü sargılarında sistem akımının, nominal primer akımın %1-120 sınırları arasında, 0.1, 0.2, 0.5 ve 1 sınıflı ölçü sargısına sahip akım transformatörlerinde ise sistem akımının, nominal primer akımın %5-120 sınırları arasında aşağıdaki Çizelge 4.2’deki doğruluklarla ölçülebilmesi istenir.

Çizelge 4.2 : Ölçü akım transformatörlerinde akım, faz açısı hata sınırları [41].

Doğruluk Sınıfı	Anma Akımının Farklı Yüzde Değerlerindeki $\pm$ Yüzde Akım Çevirme Hatası (%)					Anma Akımının Farklı Yüzde Değerlerindeki Faz Açısı Hataları (dakika)				
	1	5	20	100	120	1	5	20	100	120
0,1	-	0,4	0,2	0,1	0,1	-	15	8	5	5
0,2	-	0,75	0,35	0,2	0,2	-	30	15	10	10
0,2S	0,75	0,35	0,2	0,2	0,2	30	15	10	10	10
0,5	-	1,5	0,75	0,5	0,5	-	90	45	30	30
0,5S	1,5	0,75	0,5	0,5	0,5	90	45	30	30	30
1,0	-	3,0	1,5	1,0	1,0	-	180	90	60	60

Koruma amacıyla kullanılan akım transformatörlerinde standart doğruluk sınıfları 5 ve 10’dur. Bu doğruluk sınıflarının ardından P (P: Protection) harfi ile belirtilir. Çizelge 4.3’te koruma amaçlı kullanılan akım transformatörlerinde akım, faz açısı hata sınırları verilmiştir.

Çizelge 4.3 : Koruma akım transformatörlerin akım, faz açısı hata sınırları [41].

Doğruluk Sınıfı	Nominal Primer Akımındaki Hata (%)	Nominal Primer Akımında Faz Açısı Hatası		Hassasiyet Sınıfı Aşırı Akım Faktöründeki Bileşik Hata Değeri (%)
		Dakika	Santiradyan	
5P	± 1	± 60	± 180	5
10P	± 3	-	-	10

4.7 Aşırı Akım Koruma

Elektik güç sistemlerinde meydana gelen arızalar yüksek değerli akımların akmasına neden olur. Bu akımlar koruma elemanları tarafından algılanır ve ilgili koruma fonksiyonu gerçekleştirilir. Termik manyetik şalter, kompakt devre kesici, sigorta ve aşırı akım röleleri ile aşırı akım koruması yapılabilir. Termik manyetik şalter ve kompakt devre kesiciler alçak gerilim korumasında kullanılmaktadır. Sigortalar da alçak gerilim korumasında kullanılmakla beraber özellikle hatlarda ve dağıtım transformatörlerinin korumasında kullanılmaktadır [37].

Elektrik kuvvetli akım tesisleri yönetmeliğinin 8. maddesinin c bendinde aşırı akım etkilerine karşı alınacak önlemler aşağıdaki şekilde verilmiştir:

- Tesislerin bütün bölümleri, işletme koşulları nasıl olursa olsun, kısa devre akımının kesilmesine ve bu kesilme anı da dahil olmak üzere, en büyük kısa devre akımının etkisiyle insanlar için herhangi bir tehlike oluşmasına, yangın çıkmasına, ya da tesislerin zarara uğramasına engel olacak biçimde düzenlenmeli ve boyutlandırılmalıdır.
- Her koruma elemanı hemen önündeki işletme elemanının korunmasını sağlayacak şekilde, bu elemanın anma değerlerine göre ayarlanmalı, gerekirse daha sonraki işletme elemanları için de yedek koruma görevi görebilmelidir.
- Koruma rölelerinin toplam kademe zamanları, kullanılan işletme elemanlarının tip deneyleri ile kanıtlanmış anma kısa devre akımına dayanma sürelerinin üzerinde ayarlanmamalıdır.
- Isınma bakımından kısa devre akımının sürekli değeri, elektrodinamik etkiler bakımından ise en büyük geçici darbe değeri göz önünde tutulmalıdır.

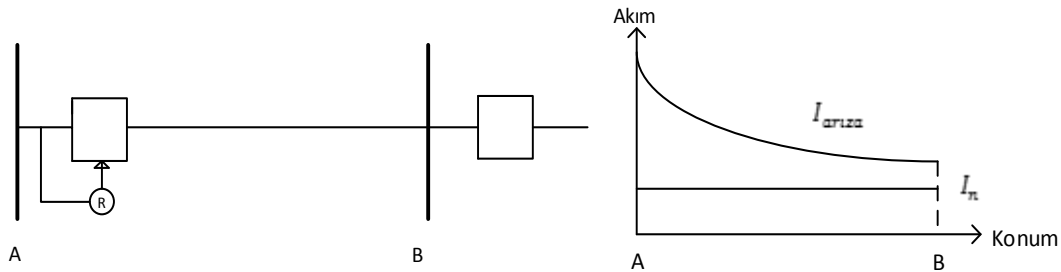
- Aşırı akım koruma rölelerinin faaliyete geçme akımı, oluşacak minimum arıza akımına göre ayarlanmalıdır. Toprak arızası gibi hallerde arıza akımının yük akımından küçük olduğu tesislerde röleler bu iki akımı ayırt edecek ölçme düzenleriyle donatılmalı veya tesisin toprak direnci, minimum hata akımı yük akımından büyük olacak şekilde tesis edilmelidir [42].

Aşırı akım koruma çalışma karakteristiğine göre üçe ayrılır:

- Ani Aşırı Akım Koruma
- Sabit Zamanlı Aşırı Akım Koruma
- Ters Zamanlı Aşırı Akım Koruma

4.7.1 Ani (instantaneous) aşırı akım koruma

Ani aşırı akım karakteristiğine göre çalışan rölelerde, akım genlik değerinin önceden belirlenmiş akım değerine eşit ya da daha büyük olduğunda herhangi bir zaman gecikmesi olmaksızın anlık olarak çalışır. Şebekeden uzakta konumlandırılmış trafo merkezlerinde kullanılan bu aşırı akım röleleri devrede anahtarlama yapacağı akım değeri düşüktür, şebekeye yaklaştıkça bu değer kademeli olarak artırılmaktadır. Böylelikle ayarlanan akım değeri düşük olan röle ilk önce çalışarak yükü devreden ayıracaktır. Bu tip korumanın sakıncalarından biri yüksek değerli kısa devre akımlarına karşı düşük seçiciliğinin olmasıdır. Bir başka dezavantajı ise herhangi iki nokta arasında şebekeye doğru olan empedansa göre daha düşük bir empedans olması durumunda bu iki nokta arasındaki akımın arıza akımı ya da yük akımı olup olmadığını ayırt edememektir.



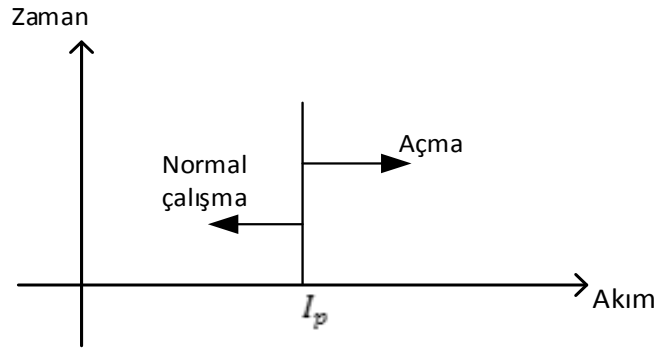
Şekil 4.1 : Arıza akım genliğinin arıza konumuna göre değişimi.

$$|I| \geq I_p \text{ Arıza var, röle açma sinyali gönderir} \quad (4.1)$$

$$|I| < I_p \text{ Arıza yok, normal çalışma koşulları} \quad (4.2)$$

Burada I röleden geçen akımı I_p ise rölenin açma akım değerini (pick-up) ifade etmektedir. I_p değeri aşağıdaki koşulu sağlayacak şekilde seçilmelidir.

$$I_{min. arıza} < I_p < I_{maks.arıza} \quad (4.3)$$

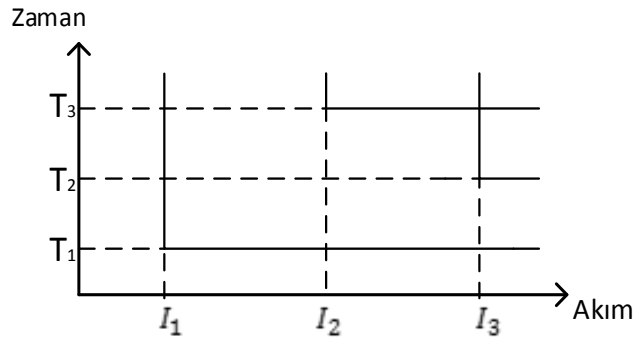


Şekil 4.2 : Ani aşırı akım koruma rölesinin karakteristik eğrisi.

4.7.2 Sabit zamanlı (definite time) aşırı akım koruma

Bu tip rölelerde koruma fonksiyonun gerçekleştirilmesi için iki şartı sağlaması gerekmektedir:

- Rölenin ölçtüğü akımın ayarlanan akım değerinden yüksek olması
- Yüksek genlikli akımın röleye tanımlanan zaman gecikmesi boyunca sürmesi



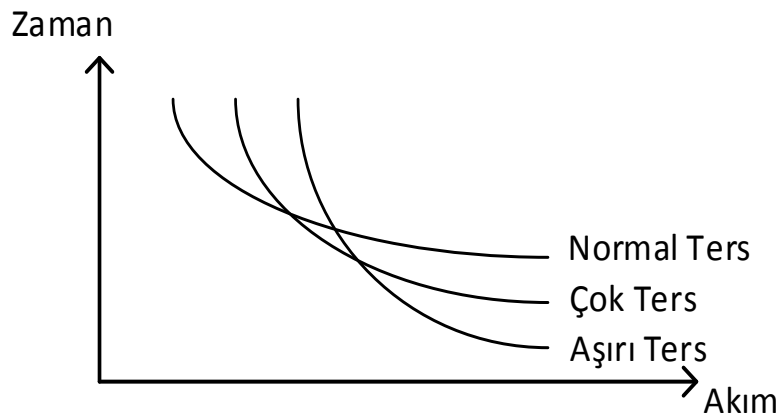
Şekil 4.3 : Sabit zamanlı aşırı akım koruma rölesinin karakteristik eğrisi.

Farklı çalışma süreleri kullanılarak farklı seviyelerdeki akımlar için koruma fonksiyonu gerçekleştirilir. Arızaya en yakın noktadaki kesici en kısa sürede açma yaparken, arıza noktasında kaynağa doğru gidildikçe sırayla diğer kesiciler açarlar. Aynı seviyedeki akımları kesicilerin farklı zamanda açmaları zaman kademeleri ile sağlanır. Zaman kademeleri sabit aralıklarla ayarlandığında koruma daha seçici olur. Bu metodun en önemli sakıncası kaynağa yakın olan büyük arıza akımlarının kısa sürede temizlenmemesidir.

4.7.3 Ters zamanlı (inverse time) aşırı akım koruma

Ters zamanlı aşırı akım rölelerinde karakteristik eğrisinden de anlaşılabileceği gibi akım ayarlanan değerden büyük olduğunda açma süresi ters orantılı olarak değişmektedir yani akım arttıkça açma süresi kısalmaktadır. Sabit zamanlı aşırı akım korumasına göre üstünlüğü yüksek değerlikli akımlarda daha kısa sürede açma gerçekleştirmesidir. Akım-zaman eğrileri aynı akım yolu üzerindeki farklı koruma bölgeleri arasında seçiciliği ve röle koordinasyonun sağlanmasında önem taşır. IEC 60255-151 standardına göre ters zamanlı aşırı akım koruması kendi içerisinde üçe ayrılır [43]:

- Normal Ters (Inverse)
- Çok Ters (Very Inverse)
- Aşırı Ters (Extremely inverse)



Şekil 4.4 : Ters zamanlı akım koruma rölesi karakteristik eğrisi.

Ters zamanlı çalışma için açma zamanı ifadesi IEC 60255-151:2009 standardında tanımlanmıştır.

$$t_s = TMS \left[\frac{k}{\left(\frac{I}{I_s}\right)^\alpha - 1} + c \right] \quad (4.4)$$

t_s : Saniye cinsinden hesaplanan teorik açma zamanı

k, c, α : Eğri karakteristiğini belirleyen sabitler

I : Rölenin akım trafosunun sekonderinden ölçtüğü akım değeri

I_s : Rölenin ayarlandığı akım değeri

TMS : Zaman çarpanı (Time multiplier setting)

Ters zamanlı çalışmada eğri karakteristiklerini belirleyen sabitler ve eğri tipleri Çizelge 4.4'te verilmiştir.

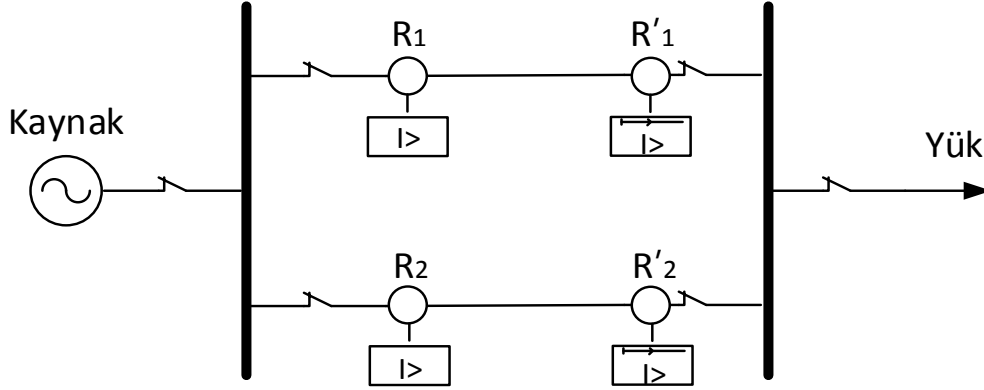
Çizelge 4.4 : Ters zamanlı çalışma için sabitler ve eğri karakteristikleri.

Eğri Tipi	Sabitler			Karakteristik Adı
	k	c	α	
A	0,14	0	0,02	IEC Normal Ters
B	13,5	0	1	IEC Çok Ters
C	80	0	2	IEC Aşırı Ters
D	0,0515	0,1140	0,02	IEEE Normal Ters
E	19,61	0,491	2	IEEE Çok Ters
F	28,2	0,1217	2	IEEE Aşırı Ters

4.7.4 Yönlü (directional) aşırı akım koruma

Yönlü aşırı akım koruması rölesi, arıza akımı iki veya daha fazla noktadan beslenebildiği sistemlerde daha seçici bir koruma sağlanması için kullanılır. Örneğin paralel iki fider ve bir kaynaktan oluşan sistemde fiderlerden birinde arıza meydana geldiğinde, yönlü aşırı akım koruma rölesi kullanılmaz ise kaynak tarafındaki paralel koruma elemanlarının ikisi de açma işlemini gerçekleştirir. Böylelikle her iki fiderde enerjisiz kalırken, karşı uçlarda yönlü aşırı akım koruma rölesi kullanılmasıyla sadece arızanın olduğu fider izole edilir. Yönlü korumaya sahip bu elemanlarda daha küçük zaman ve akım ayarları kullanılarak gerçekleştirilebilir.

Yönlü korumanın yön elemanları aynı fazın akım ve geriliminden beslenir ve arıza akımı röleden kaynağa doğru akmaya başladığında açma işlemini gerçekleştirir. Arıza durumunda ya kaynak tarafındaki yönsüz aşırı akım rölesinin kendi normal çalışması sonucunda açma yapmasından sonra yönlü eleman ikinci açma işlemini gerçekleştirir ya da ilk olarak yönlü aşırı akım koruma rölesi açma yapar ve kaynak tarafındaki röleye açma sinyali göndererek açtırma yapar. Böylelikle sadece arızanın bulunduğu fider uçlarındaki kesiciler açar diğer paralel fider devrede kalır.



Şekil 4.5 : Paralel fiderlere uygulanan yönlü koruma.

4.8 Aşırı Akım Korumasında Koordinasyon Kriterleri

Koruma koordinasyonu temel olarak; güç sisteminde arıza meydana gelmesi muhtemel her noktasında rölelerin hangi sıra ile ne kadarlık bir zaman gecikmesi ile açma işlemi karar vermektir. Koordinasyon marjı, koordinasyon derecelendirme ya da koordinasyon zaman aralığı ana koruma ile yedek koruma ekipmanı arasındaki zamana gecikmesi olarak tanımlanmaktadır. Bu zaman gecikmesi genellikle 0,20 s ile 0,40 s arasında kullanılır. Kesici açma süresi 0,080 s, elektromekanik röleleri çalışma süresi 0,10 s olarak kabul edilirken, akım transformatörü hatası ve röle tolerans süresi olarak 0,12 s gibi bir süre alındığından dolayı koordinasyon zaman gecikmesi 0,30 s olarak seçilmektedir [44].

$$\Delta t = t_R + t_K + t_T \quad (4.5)$$

Δt : Koordinasyon zaman aralığı

t_R : Röle çalışma zamanı

t_K : Röle kesici zamanı

t_T : Röle tolerans süresi

Günümüzde elektronik rölelerin kullanılmasıyla röle çalışma gecikme süresi ortadan kalkmıştır böylelikle koordinasyon zaman gecikmesi 0,20 s olarak da kullanılabilir.

Elektrik güç sistemlerinde aşırı akıma karşı koruma seçici koruma gerçekleştirebilmek için aşırı akım röle koordinasyon şartları gözetilerek yerine getirilmelidir. Aksi takdir güç sisteminde gereksiz ya da yanlış açmalardan dolayı enerji kaybı yaşanmaktadır.

Bu sebeple aşağıda verilen koşullar sağlanmalıdır:

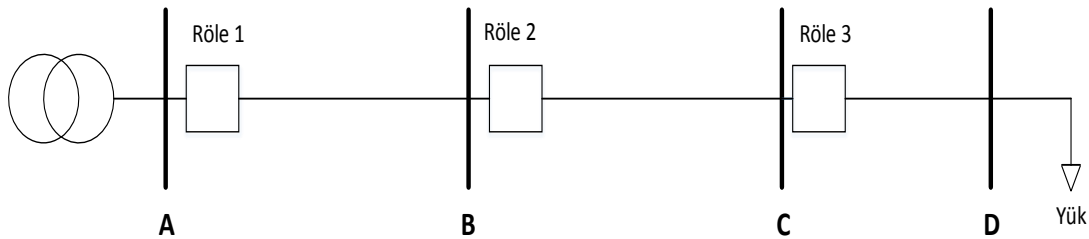
- Elektrik güç sistemin arıza meydana geldiğinde; arıza noktasına en yakın ana koruma elemanı çalışmalı, eğer ana koruma görevini bir sebeple yerine getiremez ise yedek koruma çalışmalı ve arızalı bölgeyi en kısa zamanda ve minimum alanda izole ederek diğer tüketicileri etkilemeyecek şekilde akım-zaman koordinasyonunun sağlanması gerekir.
- Koruma rölelerinin ayar değerleri, elektriksel ekipmanların maksimum kısa devre akımında zarar görmeyecek şekilde hesaplanmalı ve kullanılmalıdır. Yine benzer şekilde minimum arıza akımını algılayabilecek hassasiyette olmalıdır.
- Koruma röleleri, korudukları ekipmanların normal işletme koşullarındaki akım, gerilim vb. gibi büyüklüklere müsaade etmeli gereksiz açma sinyali meydana getirmeyecek şekilde koruma fonksiyonlarını gerçekleştirmelidir [37].

Ters zamanlı aşırı akım koruma karakteristiği güç sistemlerinde yaygın olarak kullanılmaktadır. Ters zamanlı aşırı akım koruma karakteristiğinde kullanılan uygulamalarda zaman çarpanı ve başlatma akımı ayar değerleri ön plana çıkmaktadır. Başlatma akımı koruma ekipmanının çalışacağı minimum akım değerini gösterir. Röle başlatma akımı değeri normal işletme şartlarındaki maksimum yük akımında açma sinyali oluşturmayacak şekilde ayarlanmalıyken, minimum arıza akım değerine eşit ya da daha büyük olduğunda ise ilgili anahtarlama elemanına açma sinyalini gönderebilecek şekilde ayarlanmalıdır. Zaman çarpanı ayarı, koruma ekipmanları arasında koordinasyonu sağlar. İki ya da daha fazla rölenin aynı arıza akımını algıladığı durumlarda, farklı zaman çarpanı kullanılarak bu rölelerin akım-zaman eğrileri düzenlenmiş olur. Sistemin korumasında kullanılacak olan koordinasyon zaman aralığı ile birbirini takip eden rölelerin eğrileri arasındaki minimum zaman gecikmesi kontrol edilir, eğriler arasındaki minimum zaman gecikmesi koordinasyon zaman aralığında küçük ise zaman çarpanı ayarı değiştirilerek tekrar kontrol edilir.

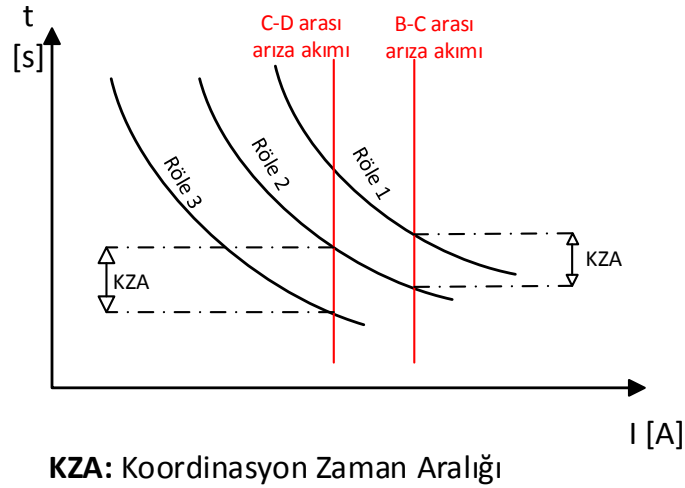
Radyal bir sistemde ters zamanlı aşırı akım koruma koordinasyonu, sistemdeki kaynağa en uzak röleden başlanarak sırasıyla kaynağa doğru her bir röle ile koordine edilerek gerçekleştirilir. Koruma ekipmanları birbiri ile akım ve zaman büyüklükleri bakımından ile koordine edilir. Elektrik güç sisteminde koruma ekipmanları arasında koordinasyonun kontrolü, koruma ekipmanlarının akım-zaman eğrileri analiz edilerek pratik ve etkili bir şekilde gerçekleştirilebilir.

Radyal hat korumasında röleler ana ve yedek koruma röleleri olarak sınıflandırılırlar. Ana korumayı gerçekleştirecek röle arıza noktası en yakın röle olduğunda maksimum akımına karşı başlatma sinyalini oluşturacaktır. Bu sebeple arıza akımı karşısında arıza noktasına en yakın olan röle açma sinyalini kesiciye göndererek arızalı hat parçasını sistemin sağlıklı kısmından izole edecek şekilde zaman çarpanı ayarı yapılır. Yedek koruma arıza noktasına ana koruma rölesine göre daha uzakta olan röleler tarafından ana koruma rölesi koruma fonksiyonunu gerçekleştiremediği durumlarda çalışırlar. Yedek koruma rölesi, koordinasyon zaman aralığı kadar süre içerisinde ana koruma rölesi koruma fonksiyonu gerçekleştirmede zaman çalışarak korumayı gerçekleştirir.

Yukarıda bahsedilen radyal sistemlerde koordinasyon işlemlerini Şekil 4.6’da verilen örnek sistemde üzerinde ters zamanlı aşırı akım koruma karakteristiği ile koruma koordinasyonunu açıklamak gerekirse olursa; Bara C ile Bara D arasında arıza meydana geldiğinde Röle 3 ana koruma rölesi olarak görev yaparken Röle 2 ve Röle 1 ise Röle 3’ün yedek koruma rölesi olarak çalışır. Röle 2, Röle 3 koruma fonksiyonunu gerçekleştiremediği durumda koordinasyon zaman aralığı kadar süre geçtikten sonra Bara B’deki kontrol ettiği kesiciye açma komutu göndererek arıza noktasını izole etmiş olur.

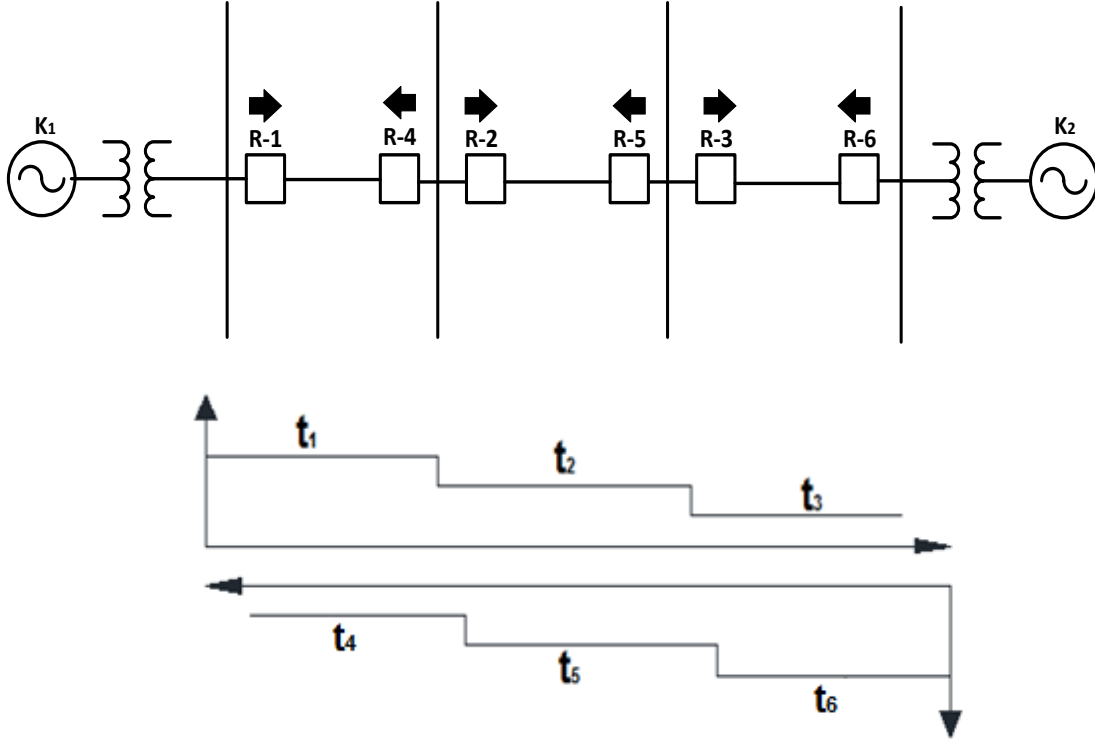


Şekil 4.6 : Radyal bir sistemde ters zamanlı aşırı akım rölelerinin koordinasyonu.



Şekil 4.7 : Örnek radyal sistemdeki rölelerin ters zamanlı akım-zaman eğrileri.

Dağıtım sistemlerinde enerjinin sürekliliğini sağlamak için birden fazla üretim kaynağı kullanılır. Bu durum tek kaynaktan beslenen dağıtım sistemlerine göre daha yüksek maliyetli ve karmaşık olmasının yanında, güç akışının tek yönlü olmaktan çıkmasıyla koruma koordinasyonunda değişen sistem topolojisiyle yeniden sağlanmalıdır. Şekil 4.8’de verilen iki kaynaktan beslenen örnek sistemde koruma; yönlü aşırı akım koruma röleleri ile gerçekleştirilmelidir. Burada K_2 kaynağı olmadığını düşünürsek rölelerin çalışma sırası tek kaynaklı radyal sistemlerdeki gibi kaynağa en uzak olan R-3 ilk çalışacak şekilde R-1 en son çalışacak şekilde koordine edilir. K_1 kaynağının olmadığını varsayarak koordinasyon çalışmasını yürütürsek bu sefer de K_2 kaynağına en yakın olan R-4 en son R-6 ise koruma fonksiyonunu ilk gerçekleştirecek şekilde kendi aralarında koordine edilir. Şekil 4.8’de kullanılan koruma röleleri üzerinde belirtilen yöndeki arıza akımlarına karşı koruma fonksiyonlarını gerçekleştirirken, ters yönde akan arıza akımlarına karşı tepkisiz kalacaklardır. Şekil 4.8’de verilen örnek sistem üzerinde R-1 ve R-4 arasında bir arıza meydana geldiğinde; ilk olarak R-4 rölesi t_4 süresinin sonunda koruma fonksiyonunu gerçekleştirerek K_2 kaynağını arıza noktasında izole ederken, R-1 rölesi de t_1 zaman gecikmesinin sonunda K_1 kaynağı izole ederek koruma fonksiyonunu gerçekleştirirler.



Şekil 4.8 : Birden fazla kaynak olan sistemlerde koruma koordinasyonu.

4.9 Koruma Koordinasyon Durumunun Kontrolünde Kullanılan Yöntem

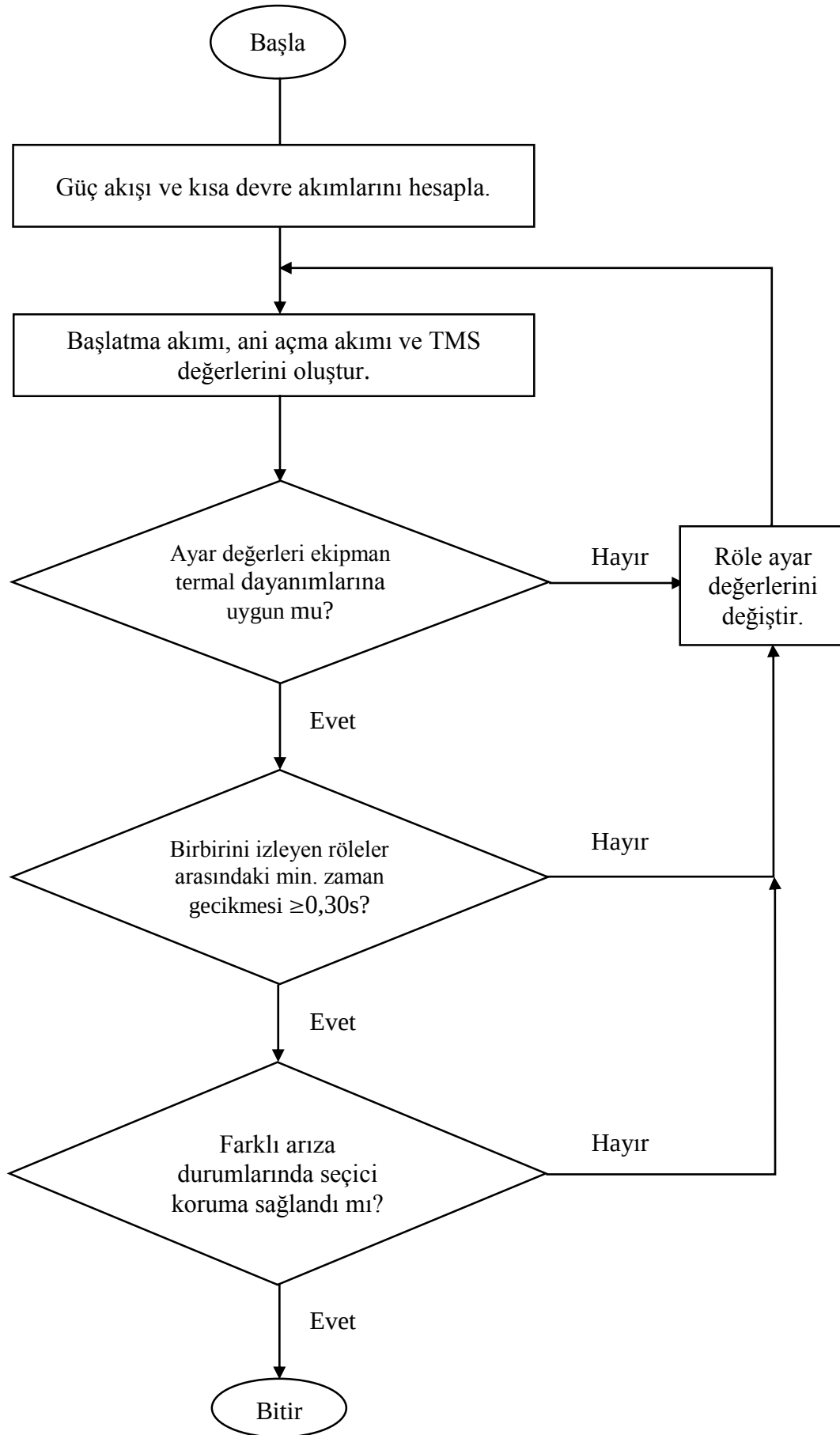
Elektrik güç sistemlerinde, çeşitli anahtarlama ile paralel hatların devreye girmesi, farklı bir kaynaktan sistemin beslenmesi ya da DÜK bağlanmasıyla değişen şebeke topolojisi karşısında röle koruma koordinasyonu yapılan değişiklikler sonrasında kontrol edilerek meydana gelmesi muhtemel arızalar karşısında seçici korumanın gerçekleştirilmesi gerekmektedir. Bu sebeple şebeke topolojisinin değişmesi durumunda röle koordinasyonu tekrardan kontrol edilmeli, eğer arızalar karşısında uygun röle koordinasyonu sağlanmıyorsa, yeni durum karşısında belirlenen yöntem ya da akış şeması doğrultusunda koruma koordinasyonu yeniden yapılmalıdır.

Yapılan literatür araştırmasında değişen şebeke topolojisine karşı röle koruma ve koordinasyonun kontrolünde farklı akış şemalarının var olduğu görülmüştür. Meeuwsen ve arkadaşlarının yaptığı çalışmada [45], bilgisayar destekli yapılan koordinasyon çalışmalarında kullanılan koruma planlarının yük noktalarındaki güvenilirlik indislerine olan etkileri incelenmiştir. Bu çalışmada sunulan akış şemasında incelenen sistemdeki bara ya da hatlara arızalar meydana getirip, arıza noktasındaki ilgili kesicinin açma süresi ve sistemden izole edilen baraların bilgisini göstermektedir.

So ve Li'nin yaptığı çalışmada [46], örnek bir sistem üzerinde oluşturdıkları amaç ve kısıt fonksiyonlarıyla zaman seçiciliğine dayalı koruma koordinasyonu gerçekleştirmişlerdir. [46]'te kullanılan akış şemasında da başlangıçta oluşturulan röle ayarlarını amaç ve kısıt fonksiyonuna uygunluğu sağlandıktan sonra yeni röle ayarları elde ediliyor.

Aslinezhad ve arkadaşlarının yaptığı çalışmada [47], arıza akımı sınırlayıcıları ile koordinasyon zaman aralıkları kullanılarak IEEE 30 baralı test sisteminde gerçekleştirilmiştir. Test sistemine DÜK bağlandığında ana ve yedek koruma röleleri arasındaki koordinasyon zaman aralıkları kullandıkları akış şemasındaki adımları izleyerek minimum 0,30 s olacak şekilde yeni röle ayar değerleri oluşturulmuştur.

Bu tez çalışmasında, en küçük ve en büyük zaman aralığı kısıtları altında, sistemde yer alan koruma rölelerinin en iyi ayar değerlerinin elde edilmesine yönelik, Koruma koordinasyonu kontrolü amaçlı bir akış şeması oluşturulmuştur. Şekil 4.9'da verilen tez çalışmasında önerilen akış şemasının gerçek sistem verilerine dayalı oluşturulan örnek sistem üzerindeki uygulamasına yönelik benzetim incelemeleri gerçekleştirilmiştir.



Şekil 4.9 : Koruma koordinasyonu kontrol akış diyagramı

İncelenen örnek sistemde radyal işletme, kapalı halka işletme ve dağıtık üretim kaynaklarının (DÜK) devrede olduğu durumlar için ayrı ayrı yük akışı ve kısa devre analizleri gerçekleştirilmiştir. Koruma rölelerinin ANSI 51 ters zaman karakteristiği için başlatma akımı ve zaman çarpanı ayarı ile ANSI 50 sabit zaman karakteristiği akım değeri ve açma komutu süresi, koruma yaptıkları ekipmanların elektriksel özellikleri, termal dayanımları vb. özellikleri göz önünde bulundurularak Şekil 4.9'daki akış şeması çerçevesinde değişen dağıtım sistemi topolojisi karşısında her bir durum için ayrı ayrı röle koruma koordinasyon çalışması gerçekleştirilmiştir. Ters zaman aşırı akım karakteristiğinde aşırı akım koruma başlatma akım değeri belirlenirken; korunan ekipman yeraltı kablosu olduğunda akım taşıma kapasitesi, transformatör olduğunda tam yükte çalışırken ki akım değeri hesaplanarak, kısa süreli aşırı yüklenmelerde açmanın gerçekleşmemesi için nominal değer %20 daha fazlasına ayarlanmıştır. Zaman çarpanı ayarı, günümüzde kullanılan mikroişlemci tabanlı elektronik rölelerde olduğu gibi, 0,05'lik adımlarla değiştirilip rölelerin birbirleri arasındaki akım-zaman eğrileri kontrol edilerek koruma koordinasyonunun sağlandığı değerler kullanılmıştır. Sabit zamanlı ani açma ayar değeri, ekipmanın elektriksel ve termal dayanımları göz önüne alınarak belirlenmiştir.

5. ELEKTRİK GÜÇ SİSTEMLERİNDE GÖRÜNMEYEN HATALAR

Koruma sistemleri, elektrik güç sistemleri işletmesinde güvenlik ve emniyet bakımından çok önemli rol oynamaktadır. Güç sistemlerinin artan elektrik enerjisi talebi doğrultusunda genişlemesiyle daha karmaşık bir yapı alması, koruma koordinasyonunun sağlanması zorlaştırdığı gibi, koruma sistemlerinin hatalı çalışma ihtimallerini arttırmıştır.

Koruma sistemlerinde temel olarak iki hatalı çalışma durumu vardır. Bunlar; çalışmama ve istenmeyen açma olarak adlandırılır. Birinci hata çalışma durumu elektrik güç sisteminde arıza meydana geldiğinde koruma sisteminin arızayı izole edememesi olarak açıklanırken, ikincisi ise arıza olmadığında ya da koruma bölgesinin dışındaki arıza için açma işleminin gerçekleşmesi olarak tanımlanmaktadır [48].

Görünmeyen hata; kalıcı bir arızanın röle ya da röle sisteminin, başka bir anahtarlama olayının sonucunda yanlış ya da hatalı çalışmasıyla bir devre elemanı sistemden izole etmesi olarak tanımlanmaktadır [28]. Bir başka deyişle görünmeyen hatalar sistemin normal çalışma şartlarında bir etkisi görülmezken, arıza durumlarında ve arızanın hemen sonrasında etkisi ortaya çıkmaktadır [27]. Görünmeyen hatalar güç sistemlerinde sıklıkla karşılaşılan durumlar olmamasına rağmen özellikle iletim sisteminin çökmesi gibi katastrofik sonuçlar doğurabilmektedir. Sistem çökmesi, kısa ya da uzun süreli olarak geniş bir tüketici bölgesinde elektrik enerjisinin kayba uğraması olarak tanımlanmaktadır. Sistem çökmesi iletim sisteminde, dağıtım merkezlerinde, enerji iletim hatlarında meydana gelen arızalardan, aşırı yüklenmelerden, operatör hatalarından ya da koruma sisteminin arıza durumunda çalışmaması gibi faktörlerden kaynaklanmaktadır. Dağıtım sistemlerinde ise görünmeyen hatalar nedeniyle gereksiz yere tüketicilerin beslenememe durumları ortaya çıkmakta, dağıtık üretim içeren sistemlerde ise daha ileri etkiler yaşanmaktadır. (kararlılık problemlerinin yaşanması gibi).

5.1 Ardışık Hatalar ve Sistem Çökmesi

Koruma sistemlerinde meydana gelen görünmeyen hatalar güç sistemlerinde art arda gerçekleşen hatalar zincirinde önemli rol oynamaktadır. NERC'in hazırladığı raporlar doğrultusunda 1984-1988 yılları arasında Kuzey Amerika'da gerçekleşen sistem çökmelerinin %70'inde koruma ekipmanlarının ön plana çıktığı belirtilmektedir [28]. Koruma ekipmanları sistem çökmelerinin tetikleyen etmenlerin başında olmasa da geniş alanlara yayılmasında etkili olmaktadır. Bu bölümde koruma ekipmanlarının neden olduğu ardışık hataların ardından sistem çökmesinin gerçekleştiği örnekleri verilecektir.

9 Kasım 1965 yılında ABD'nin kuzeydoğu bölgesinde yaşanan 20000 MW'lık güç kaybı ve 30 milyonu insanın etkilendiği sistem çökmesinde mesafe koruma rölesinin üçüncü koruma bölgesi için yapılan ayarın düşük olması, aşırı yüklenmeye bağlı olarak bu rölenin açma işlemi gerçekleştirdikten sonra komşu hatlarında aşırı yüklenmeye bağlı olarak 2,5 s içinde art arda açmaların gerçekleşmesiyle sistem çökmesi gerçekleşmiştir [27].

13 Temmuz 1977 yılında New York'ta, 345 kV'luk yük yoğunluğunu yüksek olduğu iletim hatlarına düşen yıldırımlar sonucunda koruma rölelerinin hatalı çalışması altı iletim hattını sistemden izole etmiştir. Koruma rölelerinin hatalı çalışmasından sonra iletim aynı bölgedeki iki adet 138 kV'luk iletim hatlarına kalmıştır. Bu iletim hatlarındaki aşırı yüklenme sonucun koruma röleleri devreye girerek bu hatları sistemden izole ettiğinde yaklaşık 8 milyon insan 5 ile 25 saatleri arasında değişen enerji kesintisine maruz kalmıştır [49].

14 Aralık 1995'te Idaho ABD'de gerçekleşen sistem çökmesinde ise; 345 kV'luk iletim hattına yıldırım düşmesi sonucunda yıldırım düşen hattı koruyan rölenin doğru çalışması fakat aynı baraya bağlı başka bir paralel hattı koruyan rölenin hatalı çalışmasıyla başlayan iki iletim hattının sistem dışında kalması, diğer paralel hatların aşırı yüklenmesi ile bu hatların koruma ekipmanları koruma fonksiyonları gerçekleştirmiş 900 MW'lık üretim tesisinin devreden çıkmasıyla sistem çökmesi gerçekleşmiştir [50].

28 Eylül 2003'te Avrupa'da meydana gelen yaklaşık 56 milyon insanın etkilendiği ve İtalya'nın tamamında sistem çökmesine sebep olan olaylar zinciri İsviçre ile İtalya arasındaki bulunan, kapasitesinin %86'sı ile yüklenmiş bir enerji nakil hattında (ENH)

iletkenin sıcaklığının artmasıyla sehim noktası alçalarak, enerji nakil hattına güzergahında bulunan ağaca atlama yapmıştır. Oluşan arızanın ardından, iletim hattının tek fazını otomatik olarak kapatma girişimleri, İtalya'ya doğru olan yüksek güç iletiminde kaynaklanan faz açısı farklarının fazla olması sebebiyle başarısız olmuş, koruma ekipmanlarının devreye girmesiyle hat devre dışı kalmıştır. Bu ENH'nın devre dışı kalmasıyla paralel ENH'larda aşırı yüklenemeye bağlı olarak koruma ekipmanları açmaları gerçekleştirmişlerdir. Bu şekilde birbirini takip eden ardı sıra açma olaylarıyla İtalya, Avrupa'nın geri kalanı ile senkronizasyonu kaybetti. Sırasıyla İtalya ile Fransa, Avusturya ile olan 220 kV ortak bağlantı hatlardaki mesafe rölelerini 2. koruma bölgesinde çalışarak devre dışı kalmıştır. Son olarak ise Slovenya ile 380 kV'luk ENH aşırı yüklenmeye bağlı olarak açma gerçekleştiğinde 6400 MW'lık güç kaybı ortaya çıkmıştır. Bu kaybın yaşanmasıyla birlikte İtalya'nın ulusal elektrik şebekesinde hızla frekans düşmeye başlamış ve birçok üretim tesisinde düşük frekans sebebiyle devre dışı kalmıştır. Böylelikle birkaç dakika sonra tüm İtalya'da elektrik enerji kesintisi yaşanmıştır [51].

Geçmişte yaşanan sistem çökmelerinin değerlendirildiğinde güç kayıplarının ve bundan etkilenen tüketici sayısının çok olduğu görülmektedir. Bu sebeple birçok araştırmacı elektrik güç sistemlerinde sistem çökmesine sebep olan nedenleri ve bunların önceden fark edilerek önlenmesi üzerine çalışmalar gerçekleştirilmiştir [27,52,53].

You ve arkadaşlarının yaptığı çalışmada [54] geliştirdikleri adaptif yük atma şemasını kullanarak, sistem çökmesini sebep olabilecek durumlar algılandığında elektrik güç sistemini küçük bölümlere ayırarak ardışık hataların yaşanmasını önlemektedir.

Koruma ekipmanlarının elektromekanik rölelerden (EMR) mikroişlemci tabanlı rölelere (MTR) evrilmesiyle röle üreticileri ve kullanıcılarına birçok yeni problemi beraberinde getirmiştir. Mikroişlemci tabanlı röleler kapsamlı bir donanıma ve yazılıma sahip olmasıyla birlikte ve elektromekanik rölelere oranla daha fazla ayar seçeneğine sahiptir. MTR'ler birden çok koruma fonksiyonunu gerçekleştirebiliyor olmasından ötürü daha karmaşık bir hal almaktadır. EMR'lerden oluşan bir koruma sistemi, koruma fonksiyonlarının gerçekleştirebilmesi için 10 ile 15 koruma ekipmanının çalışması gerekirken, bu ekipmanlardan herhangi birinin arızası koruma sistemini etkisiz bırakıp, koruma sisteminde hatalı çalışmalara sebebiyet verebilmektedir. Sonuç olarak MTR'lerin EMR'lere göre güvenilirlik indisleri daha

yüksektir. MTR'lerin kapsamlı bir donanıma sahip olması bu donanımlarda bir arıza meydana gelmesi ihtimali göz ardı edilmemelidir. MTR'lerin en önemli özelliklerden biri izlenebiliyor olması böylelikle donanımsal bir arıza meydana geldiğinde mikroişlemci sesli uyarılar vererek kullanıcıları haberdar etmesine rağmen görünmeyen hatalar meydana gelebilmektedir [55].

Koruma ekipmanlarında meydana gelen görünmeyen hatalar çok çeşitli sebeplerden meydana gelebilirken, genellikle aşağıda belirtilen üç ana başlık altında toparlanabilir. Bunlar;

- Haberleşme sistemlerinden, akım ve gerilim transformatörlerinden, yalıtım arızalarından, yanlış kablolamadan, koruma ekipmanının yaşlanmasından kaynaklanan donanımsal arızalardır. Ancak düzenli olarak yapılan bakımlar görünmeyen hatalarla karşılaşılmasının önüne geçebilmektedir.
- Uygun olmayan röle ayarları, ölçü transformatörlerinin kalibrasyon hatalarından kaynaklanan görünmeyen hataların sebep olduğu yanlış açmalar. Özellikle güç sistemindeki değişikliklerin yapıldığında röle ayarlarının bu değişiklikler karşısında yeniden düzenlenmemesinden kaynaklanmaktadır.

Yazılımsal hatalar ise; elektronik rölelerde kullanılan yazılım, yazılım sürüm hataları ya da operatörün hataları yanlış değerlendirmesi gibi hatalardan kaynaklanırlar [56]

5.2 Görünmeyen Hataların Dağıtım Sistemi İşletimi Üzerindeki Etkileri

İletim sistemlerindeki koruma sistemlerinde meydana gelmesi muhtemel görünmeyen hatalar sonucundaki beslenemeyen yük miktarındaki artış, sistem kararlılığın bozulması, seçici korumanın kaybolması gibi olumsuz etkiler dağıtım sistemlerinde de gerçekleşmektedir. Dağıtılmış üretim kaynaklarının (DÜK) büyük çoğunluğunun 36 kV'a kadar olan gerilim seviyesinden dağıtım sistemine bağlanması, koruma sistemindeki görünmeyen hataların özellikle DÜK bağlantısı olan dağıtım sistemlerinde irdelenmesini gerektirmektedir.

Ada çalışma modu, üretim-tüketim dengesi dikkate alınarak DÜK'lerin şebekeden ayrılarak belirli bir tüketici grubunu beslemesi olarak tanımlanmaktadır. Dağıtım sistemine paralel olarak çalışan DÜK'ler dağıtım sisteminde arıza meydana geldiğinde DÜK'lerin arıza akımına katkısı olacağından ötürü ada modunda çalışmaları istenmektedir. Görünmeyen hatalardan kaynaklanan hatalı açmalar sonucunda DÜK

devreden çıktığında gereksiz yük kayıpları gerçekleşebilir. DÜK'ün tekrardan şebeke paralel olarak çalışabilmesi için dağıtım sistemi ile tekrardan senkronizasyonun sağlanması gerekir. IEEE 1547-4 standardına göre senkronizasyon üç farklı senkronizasyon yaklaşımı bulunmaktadır [57]. Bu sebeple DÜK koruma ekipmanında görünmeyen hatalardan kaynaklanan yanlış koruma fonksiyonlarının gerçekleşmesiyle; dağıtım sistemin kararlılık sorunları, gereksiz senkronizasyon problemleri, beslenemeyen yük miktarında artış dolayısıyla tüketici memnuniyetsizliği gibi bir takım sorunlarla karşı karşıya kalınmaktadır.

Benzer şekilde yanlış belirlenen koruma rölesi ayar değerleri, koruma ekipmanlarında görünmeyen hataların meydana gelmesine, böylelikle arıza durumunda ya da arızanın hemen sonrasında birbirini izleyen ardışık açmaların gerçekleşmesiyle geniş bir alanda elektrik enerjisi kaybı yaşanmasına sebebiyet verebilir. Örneğin elektirik güç sistemlerinin bilgisayar destekli analizlerinin gerçekleştirilebilmesi için geliştirilen bilgisayar yazılımları ile yapılan kısa devre analizlerinde yıldız noktası doğrudan topraklı transformatörlerde toprak geçiş direncinin (Genellikle 2-5 Ω gibi bir değer kullanılır.) 0 Ω alınması bir başka deyişle ihmal edilmesi durumunda faz-toprak kısa devre akımları arıza empedansının düşük olması sebebiyle yüksek değerli olarak elde edilir. Ancak transformatörlerin yıldız noktası doğrudan topraklanmış olsa bile toprak geçiş empedansı toplam arıza empedansını arttırdığında ötürü, gerçek sistemde faz-toprak kısa devre arızasının genlik değeri, bilgisayar yazılımı ile hesaplanan kısa devre akım değerinde daha düşük genlikli olur. Bu durumda sistemde faz-toprak kısa devre arızası meydana geldiğinde, röle ayar değerleri toprak geçiş direncinin ihmal edilmesinden dolayı daha yüksek genlikli kısa devre akımlarına göre set edilmiştir. Böylelikle sistemde faz-toprak kısa devre arızası meydana geldiğinde koruma röleleri arıza akımını algılayamayıp temizleyemez. Yüksek genlikli kısa devre akımları ekipmanları termal ve mekanik bakımdan zorlarlar bu da ilerleyen zamanlardan koruma ekipmanlarında görünmeyen hataların meydana gelmesine sebebiyet verebilir.

5.3 Görünmeyen Hataların Sistem Üzerindeki Etkilerinin İncelenmesine

Yönelik Göstergeler

Bilindiği üzere dağıtım sistemlerinde sıklıkla ve farklı türlerde arızalar meydana gelmektedir. Koruma sistemleri ile arıza noktasını kaynaklardan izole ederek koruma fonksiyonunu gerçekleştirirler. Haliyle dağıtım sistemine bağlı tüketici yük

noktalarında beslenemeyen yük kayıpları yaşanmaktadır. Bu tez çalışmasında, dağıtım sisteminde arıza meydana gelmesi durumunda koruma sisteminin doğru çalışmasıyla beslenemeyen yük miktarı ve koruma sistemlerinde meydana gelmesi muhtemel görünmeyen hatalar sonucunda yaşanan beslenemeyen yük kayıplarının etkisini irdellemek için aşağıda verilen bir takım indisler tanımlanmıştır.

5.3.1 Toplam beslenemeyen yük miktarı yüzdesi (%)

Dağıtım sisteminde arıza meydana gelmesi durumunda koruma sisteminin doğru çalıştığında; beslenemeyen yük miktarının dağıtım sistemindeki toplam yük miktarına oranı olarak verilmiştir. Eşitlik (5.1)'de verilen indisle hesaplanan orana bağlı olarak koruma sistemindeki kritik koruma ekipmanı belirlenebilir.

$$TBYM(\%) = \frac{\text{Toplam Beslenemeyen Yük Miktarı}}{\text{Toplam Yük Miktarı}} \times 100 \quad (5.1)$$

5.3.2 Görünmeyen hata kaynaklı beslenemeyen yük miktarı (%)

Dağıtım sisteminde meydana gelen arıza sonucunda ana koruma ekipmanında görünmeyen hata sonucunda meydana gelen yük kaybı ile koruma fonksiyonunun normal çalışması durumundaki yük kaybı farkının toplam yüke oranı olarak tanımlanmış ve eşitlik (5.2)'de verilmiştir. Bu indis ile görünmeyen hata kaynaklı kaybolan yük miktarındaki artışın toplam yüke oranı hesaplanmaktadır.

$$GHKBYM(\%) = \frac{(\text{Toplam Beslenemeyen Yük}) - (\text{Normal Beslenemeyen Yük})}{\text{Toplam Yük Miktarı}} \times 100 \quad (5.2)$$

5.3.3 Görünmeyen hatanın beslenemeyen yük miktarı üzerindeki etkisi (%)

Koruma ekipmanındaki görünmeyen hatalardan kaynaklanan yük kaybındaki artışın, beslenemeyen toplam yük kaybı üzerindeki etkisini inceleyebilmek için (5.3)'te verilen eşitlik kullanılır. Eşitlik (5.3) kullanılarak görünmeyen hata dolayısıyla yaşanan yük kaybının, toplam yük kaybı içerisindeki oranı elde edilmektedir.

$$GHE(\%) = \frac{(\text{Toplam Beslenemeyen Yük}) - (\text{Normal Beslenemeyen Yük})}{\text{Toplam Beslenemeyen Yük}} \times 100 \quad (5.3)$$

6. ÖRNEK SİSTEM İNCELEMELERİ

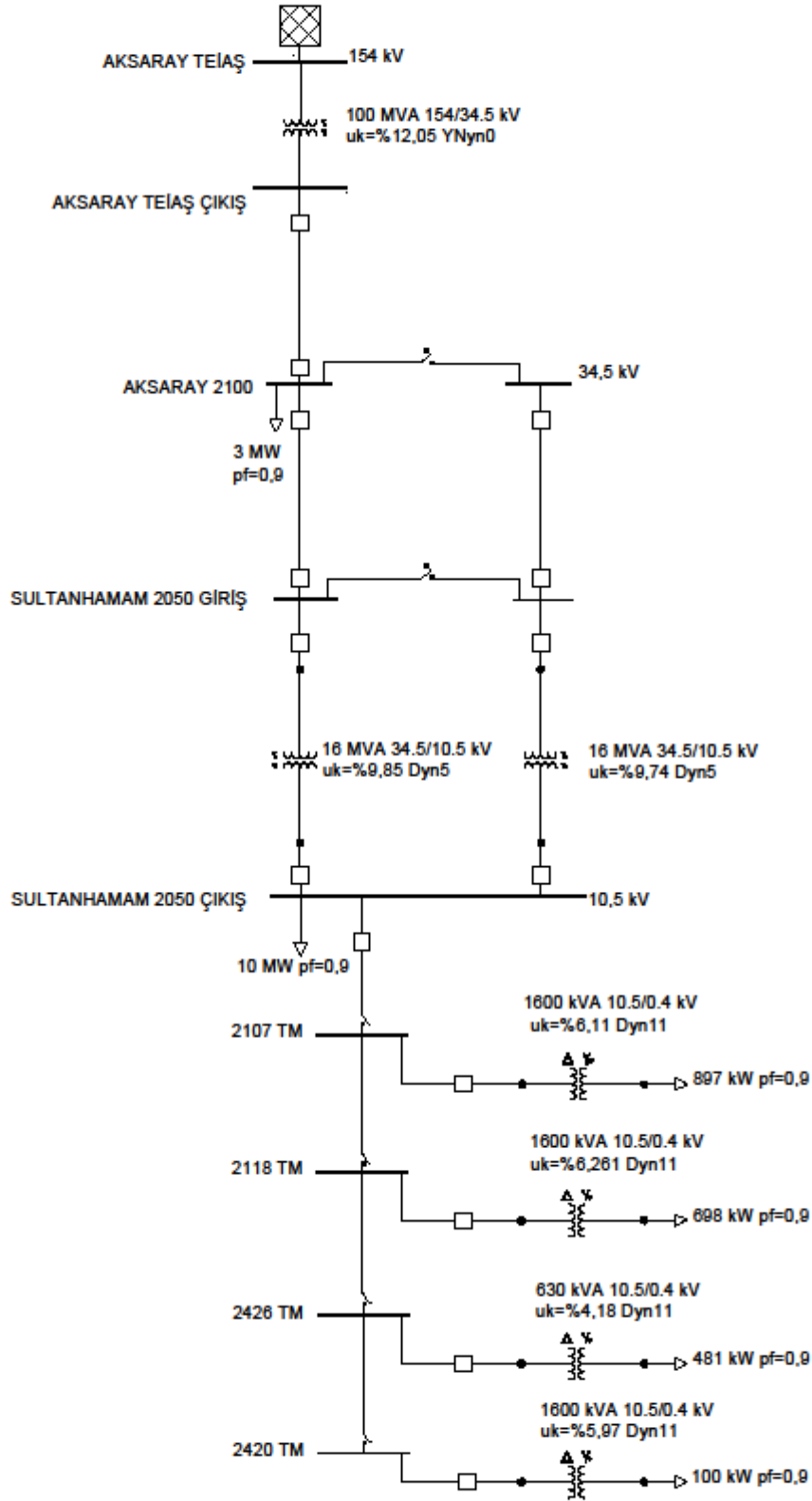
Bu bölümde Boğaziçi Elektrik Dağıtım A.Ş.'ye bağlı Beyazıt İşletme Müdürlüğü'ne ait TM 2107 dağıtım fideri DigSilent Power Factory [58] programı ile modellenmiştir. Model üzerinde yük akışı ve kısa devre analizleri yapılarak seçici röle koruma ve koordinasyon çalışmaları yürütülmüştür.

Şekil 6.1'de verilen dağıtım sitemi Aksaray TEİAŞ indirici transformatör merkezinden (İTM) beslenmektedir. Beyazıt TM 2107 dağıtım fideri açık halka şeklinde çalışan paralel transformatör ve hatlardan meydana gelmiştir. Bu dağıtım sistemine ait transformatör verileri, hat verileri ve temel modeldeki yükler değerleri Çizelge 6.1, Çizelge 6.2 ve Çizelge 6.3'te verilmiştir.

6.1 Örnek Sistem Koruma Koordinasyon İncelemeleri

Röle koruma ve koordinasyon çalışması dağıtım fiderinin farklı işletme koşullarında ve DÜK bağlanması durumlarında incelenmiştir. İlk olarak Beyazıt TM 2107 dağıtım fiderinde Aksaray TM 2100 barası ile Sultanhamam TM 2050 baraları arasındaki kuplajların açık olduğu durum, ikinci olarak ise önceki durumda açık kuplajların kapatılarak paralel hat ve transformatörler ile dağıtım fiderinin işletilmesi durumu, son olarak da Aksaray TM 2100 ve Sultanhamam 2050 Giriş baralarına DÜK bağlandığı durum için röle koordinasyon çalışmaları gerçekleştirilmiştir.

Röle koruma ve koordinasyon kontrolü Şekil 4.9'da verilen akış şemasıyla sağlanmıştır. Modellenen dağıtım fiderinde yukarıda bahsedilen işletme şartlarındaki değişiklikler meydana geldiğinde Şekil 4.9'daki akış şeması izlenerek röle koruma ve koordinasyon çalışması gerçekleştirilmiştir.



Şekil 6.1 : Beyazıt TM 2107 fider toplojisi.

Çizelge 6.1 : Beyazıt TM 2107 transformatör verileri.

Bara Adı	Transformatör			
	Gerilim Seviyesi	Gücü	%uk	Bağlantı Grubu
Aksaray TEİAŞ Trafo-B	154/34,5 kV	80/100 MVA	12,05	YNyn0
Sultanhamam TM 2050 Trafo-1	34,5/10,5 kV	16/20 MVA	9,85	Dyn5
Sultanhamam TM 2050 Trafo-2	34,5/10,5 kV	16/20 MVA	9,74	Dyn5
TM 2107	10,5/0,4 kV	1600 kVA	6,11	Dyn11
TM 2118	10,5/0,4 kV	1600 kVA	6,261	Dyn11
TM 2426	10,5/0,4 kV	630 kVA	4,18	Dyn11
TM 2420	10,5/0,4 kV	1600 kVA	5,97	Dyn11

Çizelge 6.2 : Beyazıt TM 2107 yeraltı kablo verileri.

1. Bara	2. Bara	Hat Uzunluğu [m]	Hat Kesiti [mm ²]	Akım Taşıma Kapasitesi [A]
Aksaray TEİAŞ	Aksaray TM 2100	62	6x3x(1x240) XLPE	6x470
Aksaray TM 2100	Sultanhamam TM 2050	2500	3x(1x240) XLPE	3x470
Sultanhamam TM 2050	TM 2107	22,30	3x70 XLPE	250
TM 2107	TM 2118	332,69	3x70 XLPE	250
TM 2118	TM 2426	553,50	3x70 XLPE	250
TM 2426	TM2420	145,41	3x70 XLPE	250

Çizelge 6.3 : Beyazıt TM 2107 temel modeldeki yük değerleri.

Bara Adı	Yük Değerleri	
	Aktif Güç [kW]	Güç Faktörü
Aksaray TM 2100	3000	0,90
Sultanhamam TM 2050 Çıkış	10000	0,90
TM 2107	897	0,90
TM 2118	698	0,90
TM 2426	481	0,90
TM 2420	100	0,90

6.1.1 Örnek sistem incelemeleri 1. durum

Beyazıt TM 2107 dağıtım fiderinde yapılan ilk analizde, Aksaray TM 2100 ve Sultanhamam TM 2050 baralarındaki kuplajın açık, güç akışının tek yönlü ve paralel hat ve transformatörlerden birinin devre olduğu durumda baralarda meydana gelen üç faz, iki faz ve faz toprak kısa devre arızalarındaki IEC 60909/2001'e göre kısa devre akımları Çizelge 6.4'te verilmiştir.

Çizelge 6.4 : Beyazıt TM 2107 kısa devre akımı sonuçları.

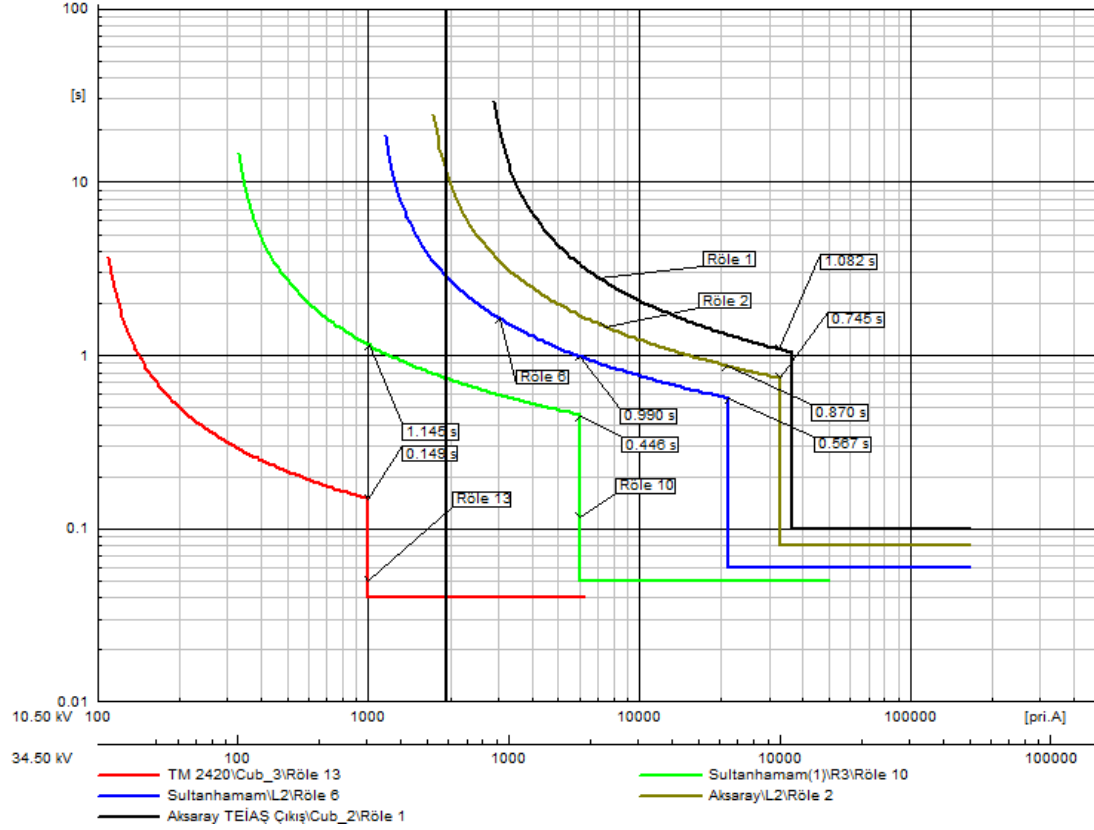
Bara Adı	kV _{LL}	LLL		LL		LG		Toplam Mesafe [m]
		Maks. [A]	Min. [A]	Maks. [A]	Min. [A]	Maks. [A]	Min. [A]	
AKSARAY TEİAŞ ÇIKIŞ	34.5	14340	12880	12410	11160	1090	990	0
AKSARAY TM 2100	34.5	14320	12870	12400	11140	1090	990	62
SULTANHAMAM TM 2050 GİRİŞ	34.5	11080	9930	9600	8600	1080	975	2562
SULTANHAMAM TM 2050 ÇIKIŞ	10.5	7830	7010	6780	6150	2540	2300	2562
TM 2107	10.5	7790	7060	6750	6120	2530	2290	2584.3
TM 2118	10.5	7270	6560	6300	5680	2440	2190	2917
TM 2426	10.5	6460	5750	5590	4980	2300	2050	3470
TM 2420	10.5	6260	5550	5420	4800	2260	2010	3616

Yapılan yük akış ve kısa devre analizlerinden elde edilen sonuçlar doğrultusunda röle ayarları minimum kısa devre akımında koruma gerçekleştirecek, OG/OG ve OG/AG transformatörlerin nominal akımının (I_n) 1,20 katını geçmeyecek, tam yük akımında herhangi bir açma komutu oluşturmayacak ve kablo akım taşıma kapasiteleri göz önünde bulundurularak ayarlanmıştır. Çizelge 6.4'te verilen IEC 60909/2001'e göre hesaplanan maksimum ve minimum kısa devre akımları doğrultusunda oluşturulan röle ayar değerleri Çizelge 6.5'te verilmiştir.

Çizelge 6.5 : Beyazıt TM 2107 röle ayar değerleri.

Merkez Adı	Çıkış Fideri	Röle Adı	Akım Trafosu Çevirme Oranı	Röle Ayar Değerleri					
				ANSI 51			ANSI 50		
				I _{set} [A]	TMS	Karakteristik	I _{set} [A]	t [s]	Karakteristik
Aksaray TEİAŞ	Aksaray TM 2100 Fideri	Röle 1	2000/5	0,4xIn	0,40	IEC 255-3 Ters Zamanlı	5,5xIn	0,1	Sabit Zamanlı
Aksaray TM 2100	Sultanhamam TM 2050 Çıkış 1	Röle 2	400/5	1,2xIn	0,33	IEC 255-3 Ters Zamanlı	25xIn	0,08	Sabit Zamanlı
	Sultanhamam TM 2050 Çıkış 2	Röle 3	400/5	1,2xIn	0,33	IEC 255-3 Ters Zamanlı	25xIn	0,08	Sabit Zamanlı
Sultanhamam TM 2050 Giriş	Aksaray TM 2100 Giriş-1	Röle 4	600/5	0,6xIn	0,30	IEC 255-3 Ters Zamanlı	Kapalı	Kapalı	-
	Aksaray TM 2100 Giriş-2	Röle 5	600/5	0,6xIn	0,30	IEC 255-3 Ters Zamanlı	Kapalı	Kapalı	-
	Trafo 1 Giriş	Röle 6	400/5	0,8xIn	0,25	IEC 255-3 Ters Zamanlı	16,3xIn	0,06	Sabit Zamanlı
	Trafo 2 Giriş	Röle 7	400/5	0,8xIn	0,25	IEC 255-3 Ters Zamanlı	16,3xIn	0,06	Sabit Zamanlı
Sultanhamam TM 2050 Çıkış	Trafo 1 Çıkış	Röle 8	1000/5	0,4xIn	0,20	IEC 255-3 Ters Zamanlı	Kapalı	Kapalı	-
	Trafo 2 Çıkış	Röle 9	1000/5	0,4xIn	0,20	IEC 255-3 Ters Zamanlı	Kapalı	Kapalı	-
	TM 2107 Çıkış	Röle 10	300/ 5	1xIn	0,20	IEC 255-3 Ters Zamanlı	20xIn	0,05	Sabit Zamanlı
TM 2118	Trafo Giriş	Röle 11	100/5	1xIn	0,20	IEC 255-3 Ters Zamanlı	10xIn	0,04	Sabit Zamanlı
TM 2426	Trafo Giriş	Röle 12	50/5	0,8xIn	0,20	IEC 255-3 Ters Zamanlı	20xIn	0,04	Sabit Zamanlı
TM 2420	Trafo Giriş	Röle 13	100/5	1xIn	0,20	IEC 255-3 Ters Zamanlı	10xIn	0,04	Sabit Zamanlı

TEİAŞ çıkışındaki rölenin ani açma zaman gecikmesi 1 saniye olduğundan, TM'lerdeki rölelerin ani açma zaman gecikmesi bu bilgi dikkate alınarak koordinasyon çalışması yürütülmüştür. Ani (instantaneous) ayar sahasında akım seçiciliği son tüketiciden kaynağa doğru, kısa devre akımları göz önüne alınarak ayarlanmıştır. Böylelikle kısa devre akımlarının büyüklüklerine göre rölelerin koruma bölgeleri oluşturulmuştur. Çizelge 6.5'teki ayar değerleri kullanıldığında Şekil 6.2'deki koordinasyon eğrileri elde edilir.



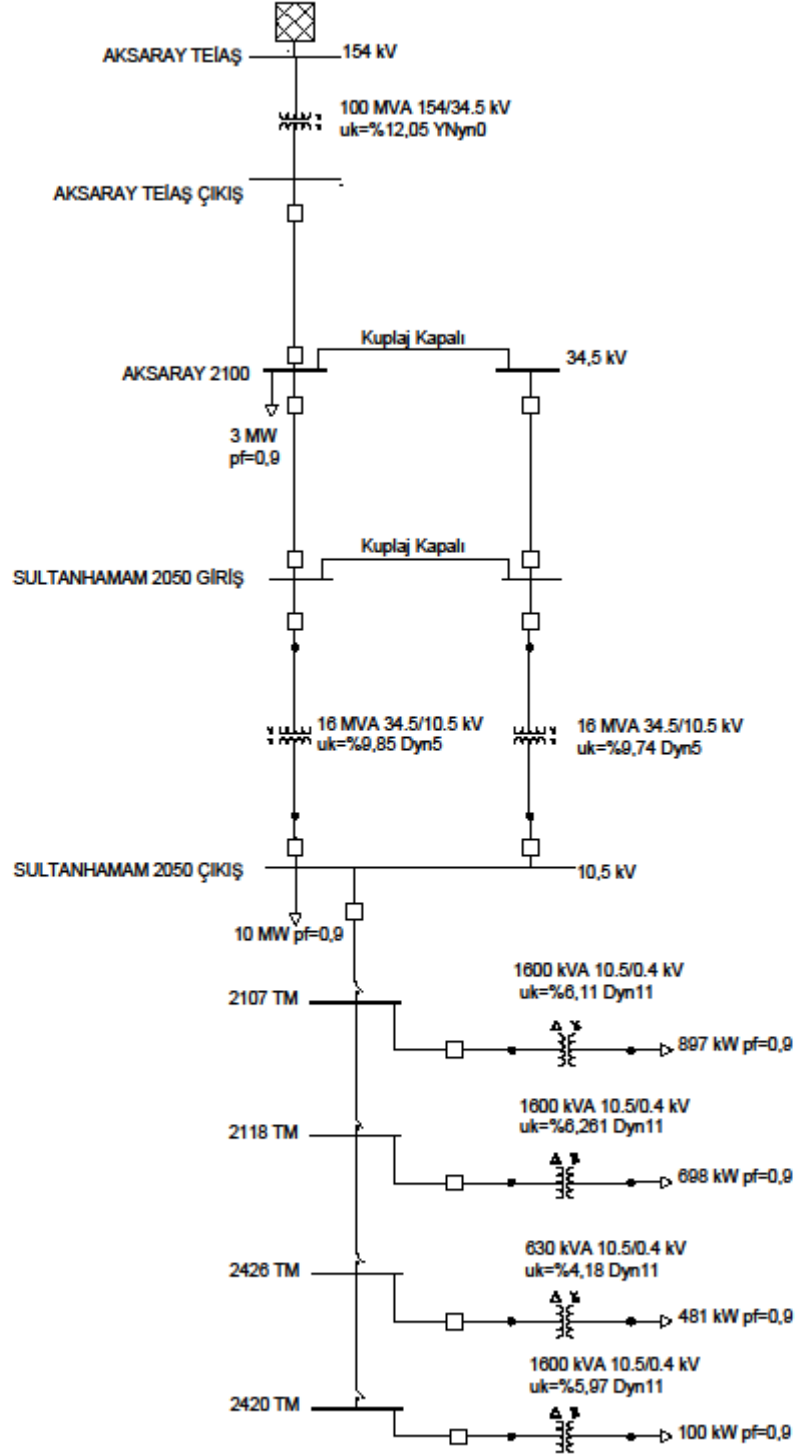
Şekil 6.2 : Beyazıt TM 2107 koordinasyon eğrileri.

Şekil 6.2 incelendiğinde birbirini takip eden rölelerin minimum zaman gecikmesi bir başka deyişle koordinasyon zaman aralığı 0,30 saniyeden büyük olduğu görülmektedir. Burada;

- Rôle 1 ile onu takip eden Rôle 2 arasındaki minimum zaman gecikmesi 0,337s
- Rôle 2 ile Rôle 6 arasındaki minimum zaman gecikmesi 0,303 s
- Rôle 6 ile Rôle 10 arasındaki minimum zaman gecikmesi 0,544 s
- Rôle 10 ile Rôle 13 arasındaki minimum zaman gecikmesi yaklaşık 1 s'dir.

6.1.2 Örnek sistem incelemeleri 2. durum

Değişen şebeke topolojisinin röle koruma ve koordinasyonuna etkilerini inceleyebilmek için Şekil 6.3'te verilen tek hat şemasında, ilk durumdan farklı olarak Aksaray TM 2100 barası ile Sultanhamam TM 2050 barası ve Sultanhamam TM 2050'deki kuplajların kapalı olarak ele alınmıştır.



Şekil 6.3 : Örnek sistem incelemeleri 2.durum tek hattı.

Aksaray TM 2100 barası ile Sultanhamam TM 2050 arasındaki paralel hatların ve Sultanhamam TM 2050'deki 16/20 MVA gücünde 34,5/10,5 kV çevirme oranlı transformatörlerin işletmede olduğu durumdaki IEC 60909/2001'e göre elde edilen kısa devre akımları Çizelge 6.6'da verilmiştir.

Çizelge 6.6 : Beyazıt TM 2107 kısa devre kısa devre akımı sonuçları.

Bara Adı	kV _{LL}	LLL		LL		LG		Toplam Mesafe [m]
		Maks. [A]	Min. [A]	Maks. [A]	Min. [A]	Maks. [A]	Min. [A]	
AKSARAY TEİAŞ ÇIKIŞ	34.5	14340	12880	12410	11160	1090	991	0
AKSARAY TM 2100	34.5	14320	12870	12400	11140	1090	991	62
SULTANHAMAM TM 2050 GİRİŞ	34.5	12510	11240	10840	9730	1083	983	2562
SULTANHAMAM TM 2050 ÇIKIŞ	10.5	13420	12150	11620	10530	2604	2365	2562
TM 2107	10.5	13320	12060	11530	10440	2597	2358	2584.3
TM 2118	10.5	11820	10600	10240	9180	2503	2255	2917
TM 2426	10.5	9660	8440	8370	7310	2360	2101	3470
TM 2420	10.5	9180	7960	7950	6890	2325	2064	3616

Örnek sistem incelemeleri 1. Durumdaki hesaplanan kısa devre akımları Çizelge 6.4'te verilmiştir. Çizelge 6.4 ile Çizelge 6.6 incelendiğinde Beyazıt TM 2107 fiderindeki açık kuplajlar kapatıldığında paralel hat ve transformatör empedansları toplam arıza empedansına azaltıcı bir etkisi olduğundan Çizelge 5.6'daki kısa devre akımları Çizelge 6.4'e kıyasla artmış olduğu görülmektedir. Bu durumda röle koordinasyonunda dikkate alınmalıdır. Çizelge 6.6'daki verilen IEC 60909/2001'e göre hesaplanan kısa devre akımları dikkate alınarak oluşturulan yeni durumdaki röle ayar değerleri Çizelge 6.7 ve Çizelge 6.8'de verilmiştir.

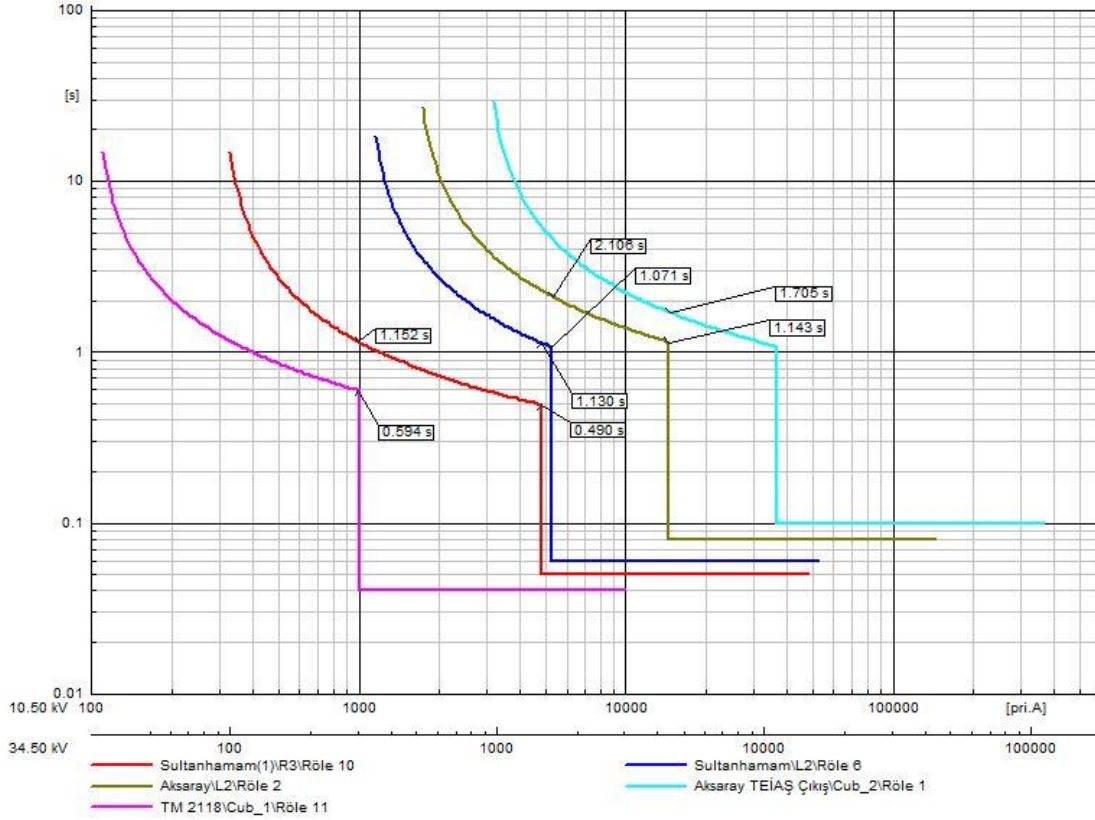
Söz konusu olan yeni çalışma durumunda paralel hatlarda ve transformatörlerde bir arıza meydana geldiğinde arıza akımı iki farklı noktadan akacağından, arızanın olmadığı hattın ya da transformatörün bulunduğu kısımda gereksiz açmaların önüne geçebilmek için bir başka deyişle seçici koruma yapabilmek için yönlü korumanın (ANSI 67) aktifleştirilmesi gerekmektedir. Yönlü korumaya ilişkin set değerleri ayrıca Çizelge 6.8'de verilmiştir.

Çizelge 6.7 : Beyazıt TM 2107 paralel çalışma koşullarında röle ayar değerleri.

Merkez Adı	Çıkış Fideri	Röle Adı	Akım Trafosu Çevirme Oranı	Röle Ayar Değerleri					
				ANSI 51			ANSI 50		
				Is [A]	TMS	Karakteristik	Is [A]	t [s]	Karakteristik
Aksaray TEİAŞ	Aksaray TM 2100 Fideri	Röle 1	2000/5	0,44xIn	0,40	IEC 255-3 Ters Zamanlı	5,6xIn	0,1	Sabit Zamanlı
Aksaray TM 2100	Sultanhamam TM 2050 Çıkış 1	Röle 2	400/5	1,2xIn	0,37	IEC 255-3 Ters Zamanlı	11xIn	0,08	Sabit Zamanlı
	Sultanhamam TM 2050 Çıkış 2	Röle 3	400/5	1,2xIn	0,37	IEC 255-3 Ters Zamanlı	11xIn	0,08	Sabit Zamanlı
Sultanhamam TM 2050 Giriş	Trafo 1 Giriş	Röle 6	400/5	0,8xIn	0,25	IEC 255-3 Ters Zamanlı	4xIn	0,06	Sabit Zamanlı
	Trafo 2 Giriş	Röle 7	400/5	0,8xIn	0,25	IEC 255-3 Ters Zamanlı	4xIn	0,06	Sabit Zamanlı
Sultanhamam TM 2050 Çıkış	TM 2107 Çıkış	Röle 10	300/ 5	1xIn	0,20	IEC 255-3 Ters Zamanlı	16xIn	0,05	Sabit Zamanlı
TM 2118	Trafo Giriş	Röle 11	100/5	1xIn	0,20	IEC 255-3 Ters Zamanlı	10xIn	0,04	Sabit Zamanlı
TM 2426	Trafo Giriş	Röle 12	50/5	0,8xIn	0,20	IEC 255-3 Ters Zamanlı	20xIn	0,04	Sabit Zamanlı
TM 2420	Trafo Giriş	Röle 13	100/5	1xIn	0,20	IEC 255-3 Ters Zamanlı	10xIn	0,04	Sabit Zamanlı

Çizelge 6.8 : Beyazıt TM 2107 paralel çalışma koşullarında yönlü röle ayar değerleri.

Merkez Adı	Çıkış Fideri	Röle Adı	Akım Trafosu Çevirme Oranı	Röle Ayar Değerleri			
				ANSI 67			
				Is [A]	Yön	t [s]	Karakteristik
Sultanhamam TM 2050 Giriş	Aksaray TM 2100 Giriş-1	Röle 4	600/5	0,08xIn	Geri	0,02	Sabit Zamanlı
	Aksaray TM 2100 Giriş-2	Röle 5	600/5	0,08xIn	Geri	0,02	Sabit Zamanlı
Sultanhamam TM 2050 Çıkış	Trafo-1 Çıkış	Röle 8	1000/5	1xIn	Geri	0,02	Sabit Zamanlı
	Trafo-2 Çıkış	Röle 9	1000/5	1xIn	Geri	0,02	Sabit Zamanlı



Şekil 6.4 : Beyazıt TM 2107 paralel çalışma durumundaki koordinasyon eğrileri.

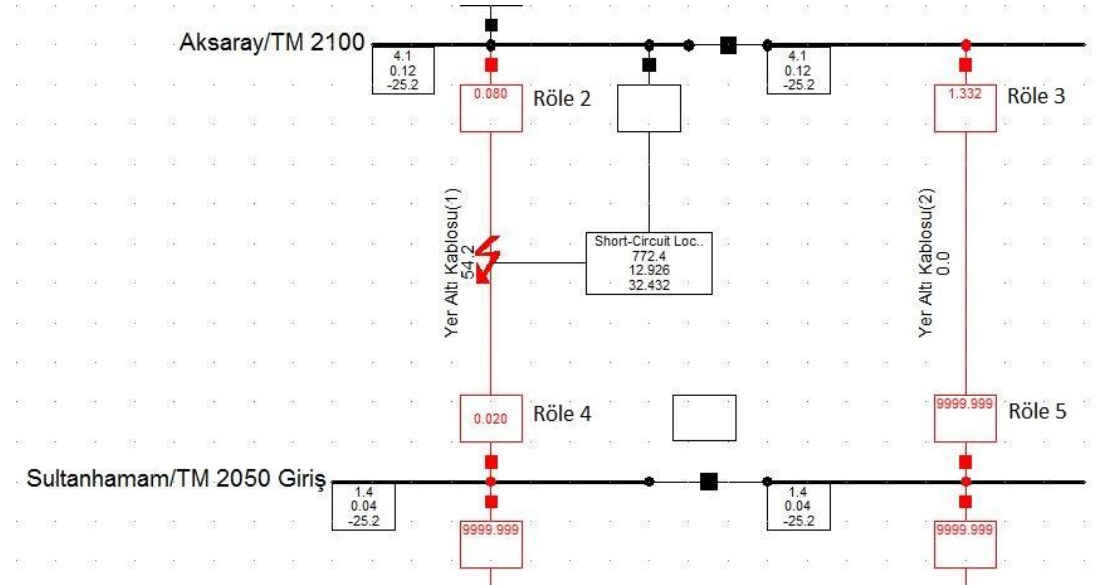
Şekil 6.4'te incelendiğinde aşağıdaki çıkarımlar yapılabilir;

- Röle 1 ile onu takip eden Röle 2 arasındaki minimum zaman gecikmesi 0,562s
- Röle 2 ile Röle 6 arasındaki minimum zaman gecikmesi 1,35 s
- Röle 6 ile Röle 10 arasındaki minimum zaman gecikmesi 0,640 s
- Röle 10 ile Röle 13 arasındaki minimum zaman gecikmesi yaklaşık 0,558 s'dir.

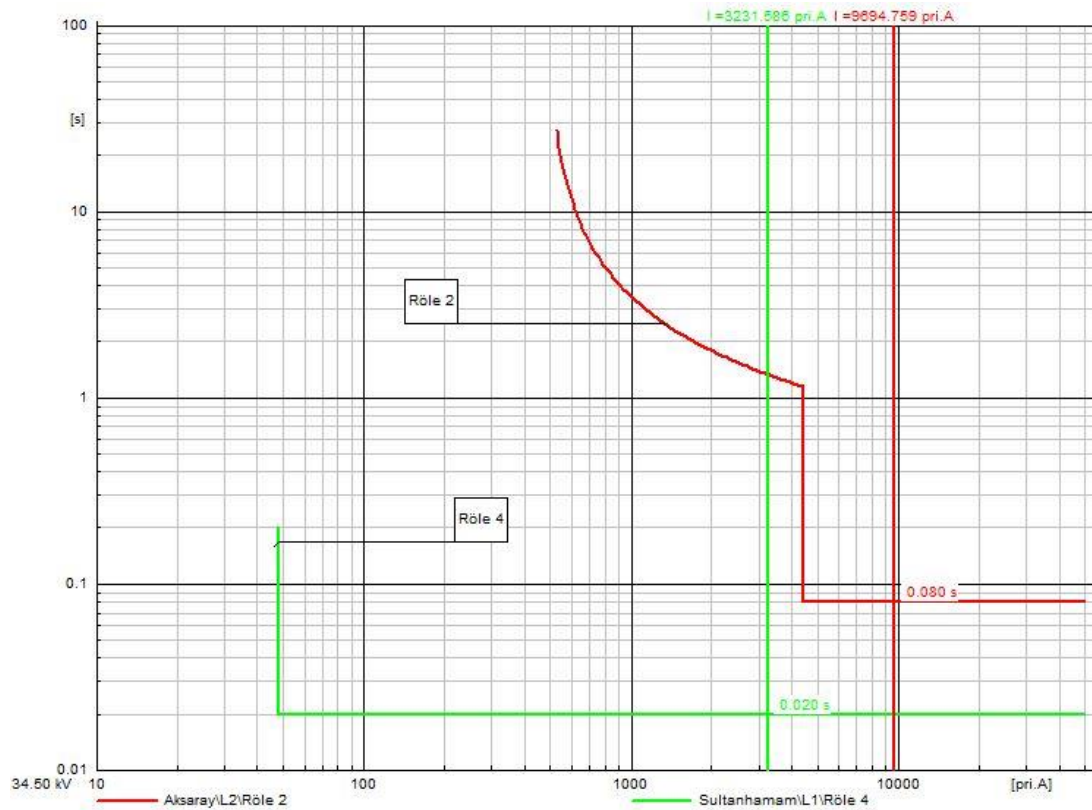
Aksaray TM 2100 ile Sultanhamam TM 2050 Giriş baralarında bulunan paralel hatların herhangi birinde bir arıza meydana geldiğinde sadece arızalı hatta ait kesicilerin açmasını sağlayabilmek için yönlü koruma uygulanmıştır.

Şekil 6.5'te paralel hattın ortasında üç faz arızası meydana geldiğinde sadece arızalı hattın giriş ve çıkışındaki kesicilerin açma yaparak arızayı izole ettiği görülmektedir. Böylelikle arıza noktası izole sistemden izole edildikten sonar güç akışı diğer paralel hat üzerinden gerçekleşmektedir. Burada Röle 2 ani açma ayar sahasından 0,80 s açarken hattın Sultanhamam TM 2050 barasının girişinde bulunan Röle 4 ise sabit zamanlı yönlü koruma yaparak 0,02 s'de açmaktadır. Röle 2 ve Röle 4'e ait akım-zaman eğrileri Şekil 6.5'te verilmiştir. Bu durumdaki bir arızada Röle 3 ve Röle 4'ün

üzerinden geçen arıza akımının büyüklüğü eşit olduğunda röle ayar değerleri belirlenirken bu rölelerin aynı anda açma sinyali oluşturmaması göz önünde bulundurulmuştur.

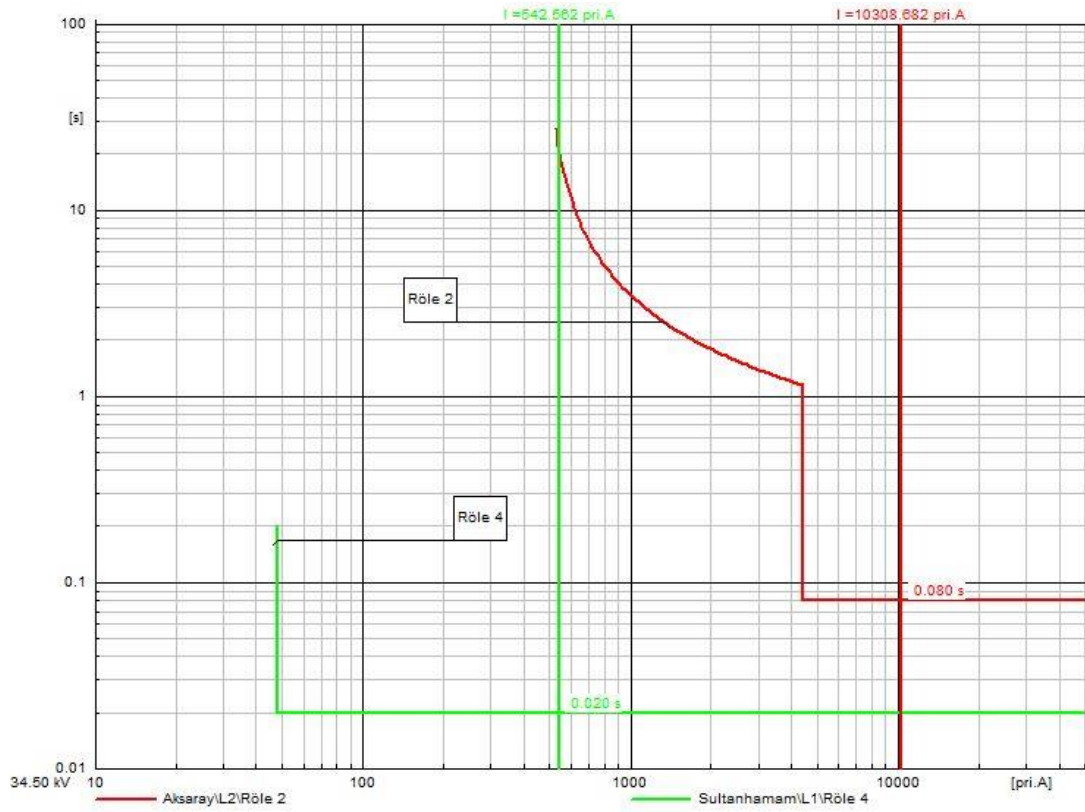


Şekil 6.5 : Beyazıt TM 2107 fiderindeki paralel hat üzerinde arıza meydana geldiğindeki koruma koordinasyonu.

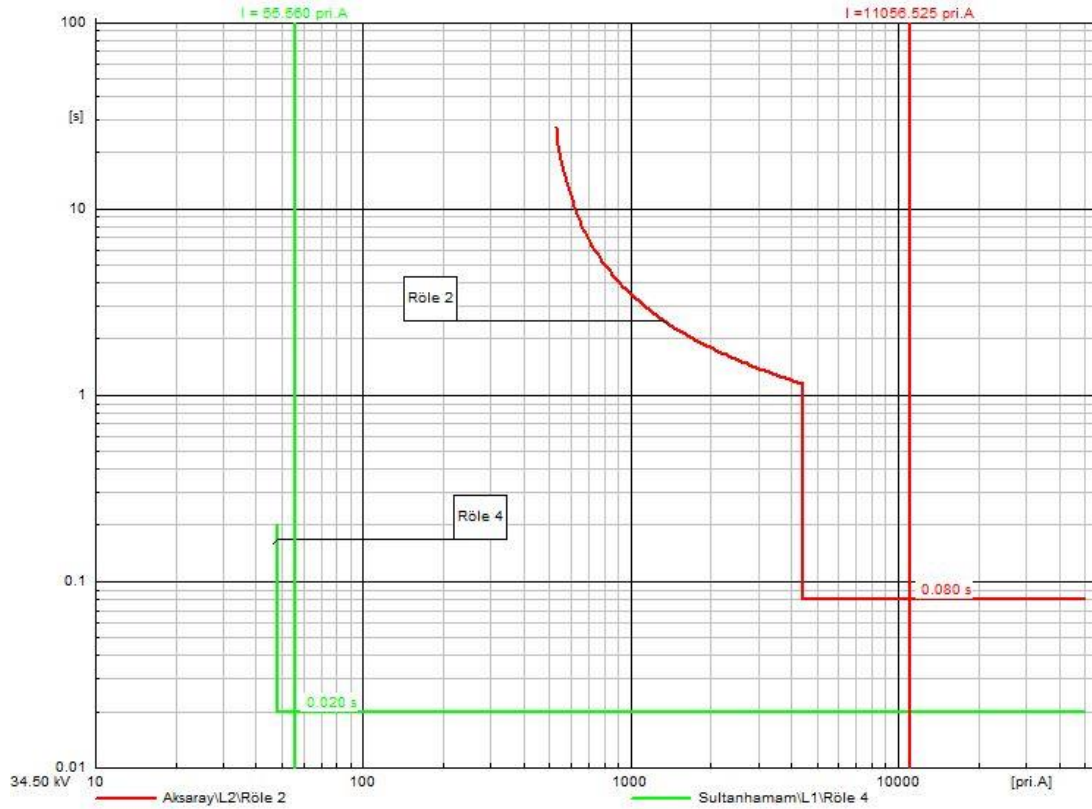


Şekil 6.6 : Beyazıt TM 2107 fiderindeki yönlü koruma yapan Röle 2 ve Röle 4'e ait akım-zaman eğrisi.

Yönlü koruma yapan Röle 4, Röle 5, Röle 8 ve Röle 9'un ayar değerleri belirlenirken; koruma yaptıkları devre elamanına, bu röleleri bağlı olduğu taraftan IEC 60909/2001'e göre hesaplanan arıza akımlarının minimum değerleri dikkate alınarak gerçekleştirilmiştir. Bu durum için örnek vermek gerekirse; paralel hattın toplam uzunluğunun %10'una denk gelen 250. metresinde iki faz arızası meydana geldiğinde Röle 4 üzerinden akan minimum arıza akımı yaklaşık 543 A büyüklüğünde olurken, hattın %1'inde başka bir deyişle 25. metresinde aynı arıza meydana geldiğinde minimum arıza akımı yaklaşık 56 A olmaktadır. Bu nedenle Röle 4 ve Röle 5'in ayar değeri, hattın herhangi bir noktasındaki oluşabilecek arıza durumundaki minimum arıza akıma karşı koruma gerçekleştirecek şekilde belirlenmiştir. Bu şartlardaki akım zaman grafikleri sırasıyla Şekil 6.7 ve Şekil 6.8'de verilmiştir.



Şekil 6.7 : Beyazıt TM 2107 paralel hattın 250. metresindeki minimum iki faz arızasındaki Röle 2 ve Röle 4 akım-zaman eğrileri.

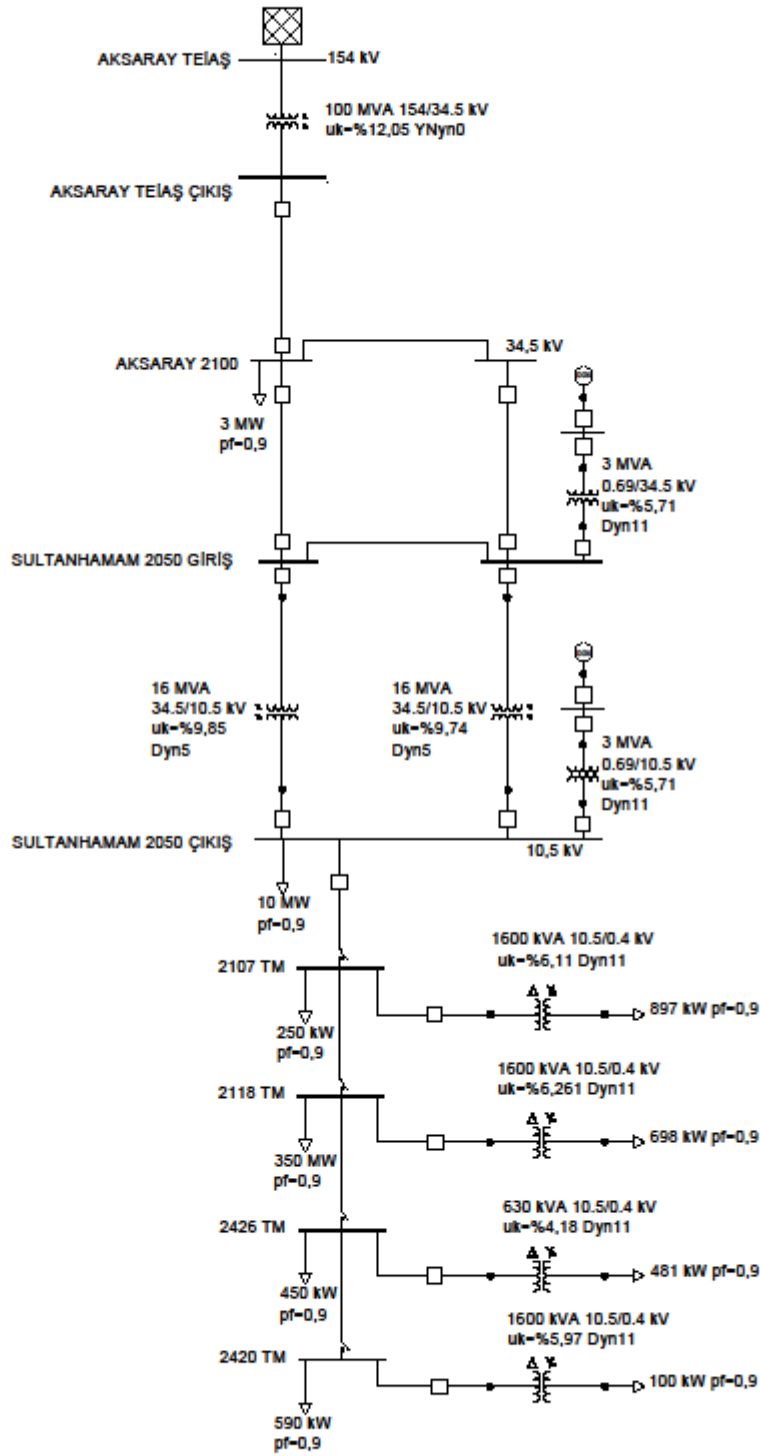


Şekil 6.8 : Beyazıt TM 2107 paralel hattın 25. metresindeki minimum iki faz arızasındaki Röle 2 ve Röle 4 akım-zaman eğrileri.

6.1.3 Örnek sistem incelemeleri 3. durum

Dağıtık üretimin (DÜ) arıza akımlarına etkisini dolayısıyla koruma koordinasyonuna etkilerini inceleyebilmek için Şekil 6.9’da verilen Beyazıt TM 2107 dağıtım fiderinde aşağıdaki belirtilen varsayımlarla genişletilmiştir:

- Aksaray TM 2100 ve Sultanhamam TM 2050 baralarına 1 MW ve güç faktörü 0,90 olan rüzgar türbinleri dağıtık üretim kaynağı (DÜK) olarak bağlanmıştır.
- DÜK’lerin çıkış gerilimi 0,69 kV olduğundan, Beyazıt TM 2107 fiderine yükseltici transformatörler üzerinden bağlanmıştır. Bu transformatörlere ait veriler Çizelge 6.9’da verilmiştir.
- Çizelge 6.10’da verilen baralar ek yükler eklenmiştir.



Şekil 6.9 : Örnek sistem incelemeleri 3.durum tek hattı.

Çizelge 6.9 : DÜK transformatör verileri.

Bara Adı	Transformatör			
	Gerilim Seviyesi [kv]	Gücü [kVA]	%uk	Bağlantı Grubu
DÜ Bara-1	0,69/34,5	3000	5,71	Dyn11
DÜ Bara-2	0,69/10,5	3000	5,71	Dyn11

Çizelge 6.10 : Beyazıt TM 2107 fiderine bağlanan ek yükler.

Bara Adı	Yük Değerleri	
	Aktif Güç [kW]	Güç Faktörü
TM 2107	250	0,90
TM 2118	350	0,90
TM 2426	450	0,90
TM 2420	590	0,90

Şekil 6.9’da verilen Beyazıt TM 2107 dağıtım fiderinde, Aksaray TM 2100 ve Sultanhamam TM 2050 giriş baraları arasındaki paralel hat ve transformatörler devrede ve yine bu baralarda DÜK’ler bağlı olduğu durumdaki IEC 60909/2001’e göre hesaplanan maksimum ve minimum arıza akımları Çizelge 6.11’de verilmiştir.

Çizelge 6.11 : Beyazıt TM 2107 fiderinde DÜK’lerinin bağlı olduğu durumdaki kısa devre akımları.

Bara Adı	kV _{LL}	LLL		LL		LG		Toplam Mesafe [m]
		Maks. [A]	Min. [A]	Maks. [A]	Min. [A]	Maks. [A]	Min. [A]	
AKSARAY TEİAŞ ÇIKIŞ	34.5	14495	12880	12484	11160	1090	991	0
AKSARAY TM 2100	34.5	14480	12870	12469	11140	1090	991	62
DÜK BARA 1	0.69	48998	40503	40535	35077	840	760	0
SULTANHAMAM TM 2050 GİRİŞ	34.5	12655	11240	10898	9730	1083	983	2562
SULTANHAMAM TM 2050 ÇIKIŞ	10.5	13706	12150	11745	10530	2615	2395	2562
DÜK BARA 2	0,69	42679	34792	35051	30131	840	760	0
TM 2107	10.5	13600	12060	11655	10440	2600	2418	2584.3
TM 2118	10.5	12041	10600	10333	9180	2522	2275	2917
TM 2426	10.5	9797	8440	8425	7310	2386	2141	3470
TM 2420	10.5	9299	7960	8001	6890	2344	2084	3616

Beyazıt TM 2107 dağıtım fiderinde paralel çalışma koşullarındaki arıza akımları Çizelge 6.6'da, DÜK eklendiği durumdaki kısa devre akımları da Çizelge 6.11'de verilmiştir. Çizelge 6.6 ile Çizelge 6.11 karşılaştırıldığında DÜK'lerin maksimum kısa devre akımlarını arttırdığı görülmektedir. Bu şartlar altında ekipmanların bu kısa devre akımı değerlerine dayanımları için yeniden gözden geçirilmelidir. Ayrıca Çizelge 6.10'da verilen ek yüklerin etkisiyle yük akımları artmaktadır. Bu sebeple rölelerin ters zaman korumasında (ANSI 51) başlatma akımları (Pick-Up) ve seçici koruma için zaman çarpanı ayarı olan TMS'nin ters zaman karakteristikleri arasındaki minimum koordinasyon zaman aralığını sağlanmak için yeniden değerlendirilmelidir. Yukarıda belirtilen hususlara dikkate alınarak oluşturulan röle ayar değerleri Çizelge 6.12'de verilmiştir.

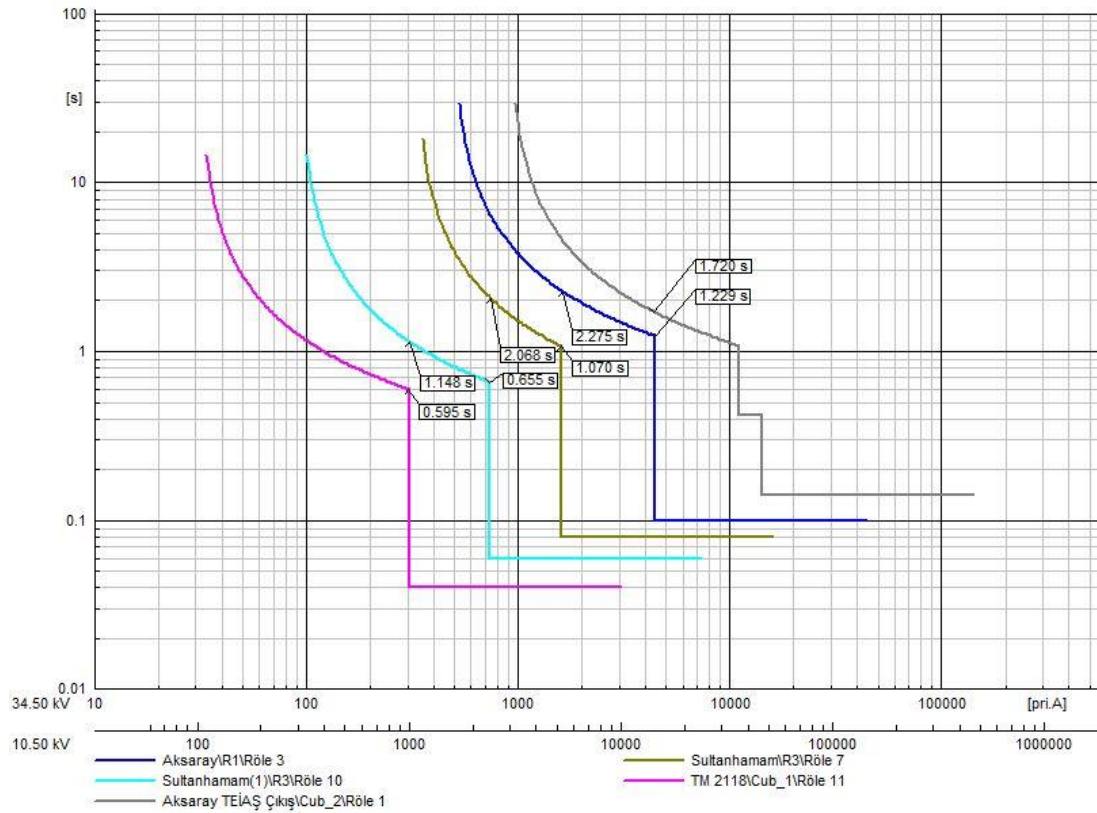
Çizelge 6.12 : Beyazıt TM 2107 fiderinde DÜK bağlı olduğu durumdaki röle ayar değerleri.

Merkez Adı	Çıkış Fideri	Röle Adı	Akım Trafosu Çevirme Oranı	Röle Ayar Değerleri					
				ANSI 51			ANSI 50		
				Is [A]	TMS	Karakteristik	Is [A]	t [s]	Karakteristik
Aksaray TEİAŞ	Aksaray TM 2100 Fideri	Röle 1	2000/5	0,44xIn	0,40	IEC 255-3 Ters Zamanlı	5,5xIn	0,40	Sabit Zamanlı
							7,1xIn	0,14	Sabit Zamanlı
Aksaray TM 2100	Sultanhamam TM 2050 Çıkış 1	Röle 2	400/5	1,2xIn	0,40	IEC 255-3 Ters Zamanlı	11xIn	0,10	Sabit Zamanlı
	Sultanhamam TM 2050 Çıkış 2	Röle 3	400/5	1,2xIn	0,40	IEC 255-3 Ters Zamanlı	11xIn	0,10	Sabit Zamanlı
	DÜK-1 Trafo Çıkış	Röle 14	50/5	1,7xIn	0,08	IEC 255-3 Ters Zamanlı	Kapalı		
DÜK-1	DÜ Bara 1	Röle 15	1000/5	4,4xIn	0,20	IEC 255-3 Ters Zamanlı	6,3xIn	0,70	Sabit Zamanlı
Sultanhamam TM 2050 Giriş	Trafo 1 Giriş	Röle 6	400/5	0,8xIn	0,25	IEC 255-3 Ters Zamanlı	5,1xIn	0,08	Sabit Zamanlı
	Trafo 2 Giriş	Röle 7	400/5	0,8xIn	0,25	IEC 255-3 Ters Zamanlı	5,1xIn	0,08	Sabit Zamanlı
Sultanhamam TM 2050 Çıkış	TM 2107 Çıkış	Röle 10	300/ 5	1xIn	0,20	IEC 255-3 Ters Zamanlı	8xIn	0,06	Sabit Zamanlı
	DÜK-2 Trafo Çıkış	Röle16	100/5	3xIn	0,08	IEC 255-3 Ters Zamanlı	Kapalı		
DÜK-2	DÜ Bara 2	Röle 17	1000/5	4,4xIn	0,20	IEC 255-3 Ters Zamanlı	6,3xIn	0,70	Sabit Zamanlı
TM 2118	Trafo Giriş	Röle 11	100/5	1xIn	0,20	IEC 255-3 Ters Zamanlı	10xIn	0,04	Sabit Zamanlı
TM 2426	Trafo Giriş	Röle 12	50/5	0,8xIn	0,20	IEC 255-3 Ters Zamanlı	20xIn	0,04	Sabit Zamanlı
TM 2420	Trafo Giriş	Röle 13	100/5	1xIn	0,20	IEC 255-3 Ters Zamanlı	10xIn	0,04	Sabit Zamanlı

Çizelge 6.13 : Beyazıt TM 2107 fiderinde DÜK bağlı olduğu durumdaki yönlü koruma rölelerinin ayar değerleri.

Merkez Adı	Çıkış Fideri	Röle Adı	Akım Trafosu Çevirme Oranı	Röle Ayar Değerleri			
				ANSI 67			
				Is [A]	Yön	t [s]	Karakteristik
Aksaray TM 2100	DÜK-1 Trafo Çıkış	Röle 18	50/5	1xIn	Geri	0,02	Sabit Zamanlı
Sultanhamam TM 2050 Giriş	Aksaray TM 2100 Giriş-1	Röle 4	600/5	0,08xIn	Geri	0,02	Sabit Zamanlı
	Aksaray TM 2100 Giriş-2	Röle 5	600/5	0,08xIn	Geri	0,02	Sabit Zamanlı
Sultanhamam TM 2050 Çıkış	Trafo-1 Çıkış	Röle 8	1000/5	1xIn	Geri	0,02	Sabit Zamanlı
	Trafo-2 Çıkış	Röle 9	1000/5	1xIn	Geri	0,02	Sabit Zamanlı
	DÜK-2 Trafo Çıkış	Röle 19	100/5	0,2xIn	Geri	0,02	Sabit Zamanlı

Beyazıt TM 2107 dağıtım fiderinde DÜK'lerin bağlı olduğu durum için Çizelge 6.12 ve Çizelge 6.13'te verilen ayar değerleri kullanıldığında rölelerin akım-zaman eğrileri Şekil 6.10'da verilmiştir.

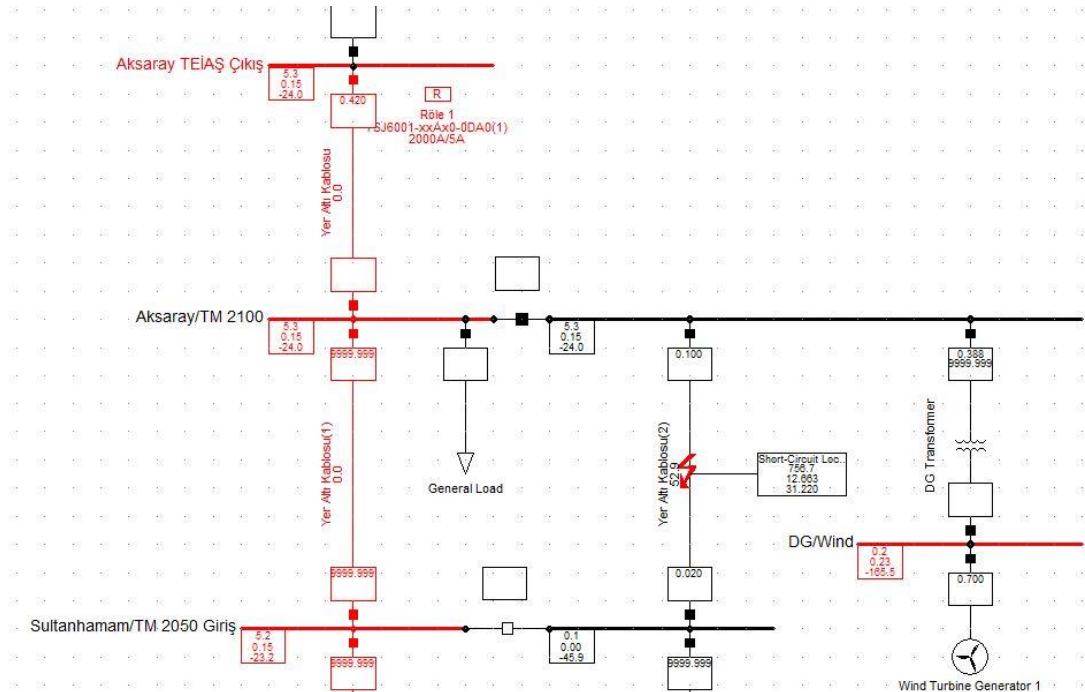


Şekil 6.10 : Beyazıt TM 2107 DÜK'lerin bağlı olduğu durumdaki röle akım-zaman eğrileri.

Şekil 6.10 incelendiğinde;

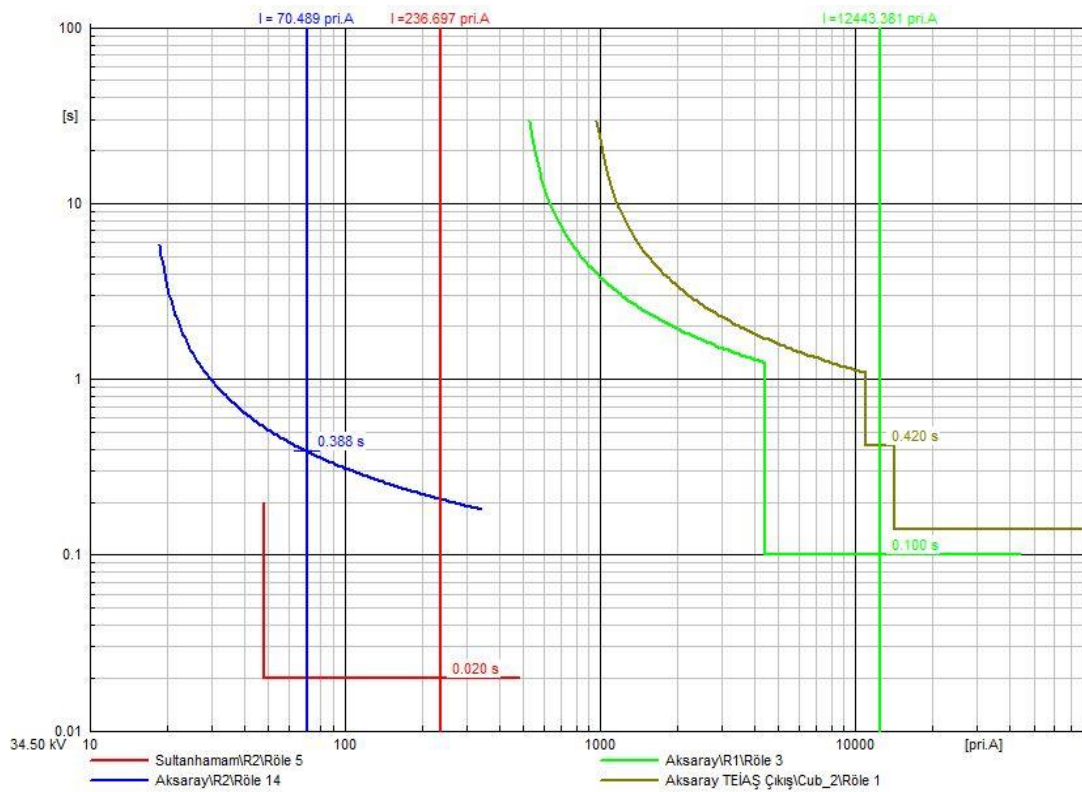
- Röle 1 ile Röle 3 arasındaki minimum zaman gecikmesi 0,491 s
- Röle 3 ile Röle 7 arasındaki minimum zaman gecikmesi 1,205 s
- Röle 7 ile Röle 10 arasındaki minimum zaman gecikmesi 1,413 s
- Röle 10 ile Röle 11 arasındaki minimum zaman gecikmesi 0,553 s olduğu görülmektedir.

Aksaray TM 2100 ile Sultanhamam TM 2050 Giriş baraları arasındaki paralel hat üzerinde kısa devre arızası meydana geldiğinde, arıza noktası şebekenin dışında DÜK'ler tarafından da beslenecektir. Beyazıt TM 2107 fiderinde paralel hatların ve transformatörlerin devrede olduğu durumdaki gibi, DÜK'lerin bağlı olduğu durumda da yönlü koruma gereksinimi kaçınılmazdır. Bu durumda dikkat edilmesi gereken nokta, paralel hattın başındaki ve sonundaki rölelerin arızayı izole etme bir başka deyişle açma süreleri, kaynak ve DÜK çıkışında bulunan rölelerden minimum 0,30 s gecikmeli açacak şekilde röle ayarlarının yapılmasıdır. Şekil 6.11'de, yukarıda bahsedilen paralel hatlardan birinin ortasında üç faz arızası meydana geldiğinde röle açma zamanları verilmiştir.



Şekil 6.11 : Beyazıt TM 2107 paralel hattın üzerinde üç faz arızası meydana geldiğinde röle açma süreleri.

Şekil 6.9 incelendiğinde hattın başındaki röle 0,10 s’de hattın sonundaki röle ise 0,02 s’de açma işlemini gerçekleştirirken, kaynak çıkışındaki Röle-1 0,42 s’de ve DÜK’ün çıkışındaki Röle-14 ise 0,388 s’de açmayı gerçekleştirmektedir. Bu durumda hat başındaki Röle 3 ile aynı hattın sonundaki Röle 5, arıza noktasını izole ettiğinde kaynakların çıkışında bulunan Röle-1 ve Röle-14 koruma fonksiyonunu gerçekleştirmedeğinde sistem güç akışı kesilmemiş olacaktır. Böylelikle arıza bölgesinin dışındaki yük noktalarına Aksaray TM 2100 ile Sultanhamam TM 2050 Giriş baraları arasındaki diğer hat üzerinde güç akışı sağlanacaktır. Bu durum için ilgili rölelerin akım-zaman eğrileri Şekil 6.12’de verilmiştir.



Şekil 6.12 : Beyazıt TM 2107 fiderinde DÜK devrede iken paralel hat üzerinde arıza meydana geldiğinde akım-zaman eğrileri.

6.2 Örnek Sistemde Görünmeyen Hataların Etkilerinin İncelenmesi

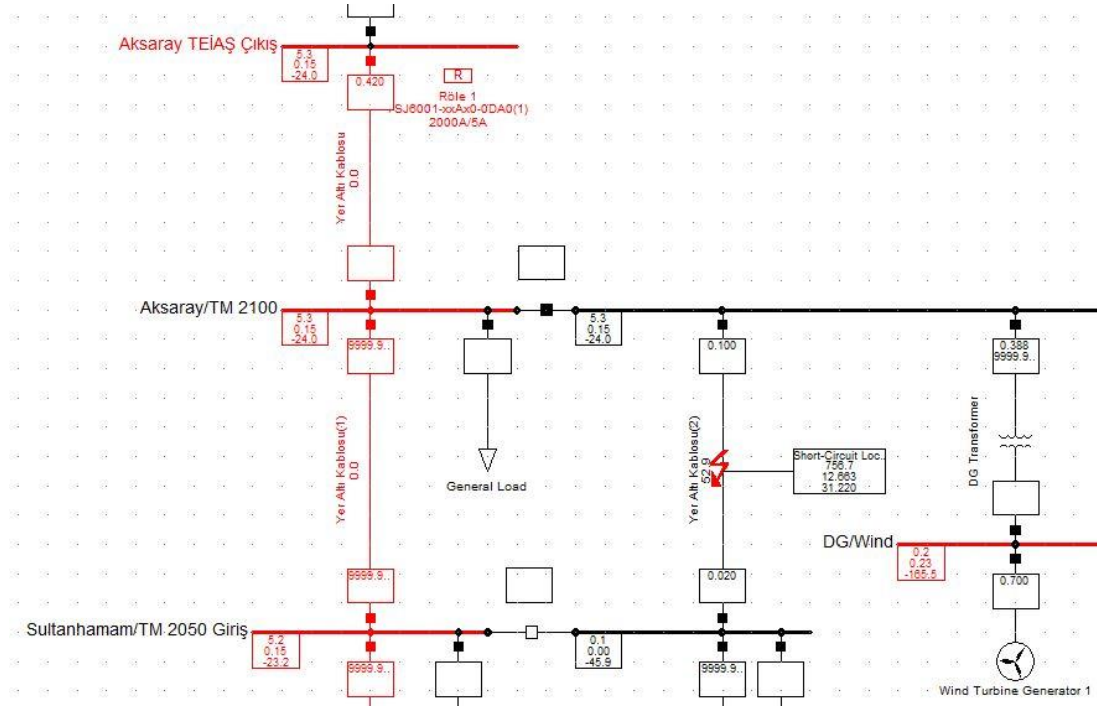
Beyazıt TM 2107 örnek dağıtım fiderinde, DÜK’ler devredeyken ana koruma rölelerinde görünmeyen hatalardan ötürü korumanın yedek koruma röleleri ile sağlandığı durumlardaki yük kayıpları incelenmiştir. Bu incelemeye ait yük kayıpları koruma sisteminde görünmeyen hata olması ve koruma sisteminin planlandığı şekilde çalışması durumundaki yük kayıpları karşılaştırması olarak Çizelge 6.14’te verilmiştir.

Bu incelemede göz önün alınan durumlar;

- Aksaray TM 2100 ile Sultanhamam TM 2050 Giriş baraları arasındaki paralel hattı koruyan Röle 3'te görünmeyen hata meydana gelmesi.
- Aksaray TM 2100 ile Sultanhamam TM 2050 Giriş baraları arasındaki paralel hattı koruyan Röle 5'de görünmeyen hata meydana gelmesi.
- Aksaray TM 2100 ile Sultanhamam TM 2050 Giriş baraları arasındaki paralel hattı koruyan Röle 5'de görünmeyen hata meydana gelmesi.
- TM 2118 barasına bağlı ve TR 2118 transformatörünü koruyan Röle 11'de görünmeyen hata meydana gelmesi.
- TM 2426 barasına bağlı ve TR 2426 transformatörünü koruyan Röle 12'de görünmeyen hata meydana gelmesi.
- TM 2420 barasına bağlı ve TR 2420 transformatörünü koruyan Röle 13'de görünmeyen hata meydana gelmesi.

Çizelge 6.14 : Koruma sisteminin hatalı çalışması durumunda yük kayıpları.

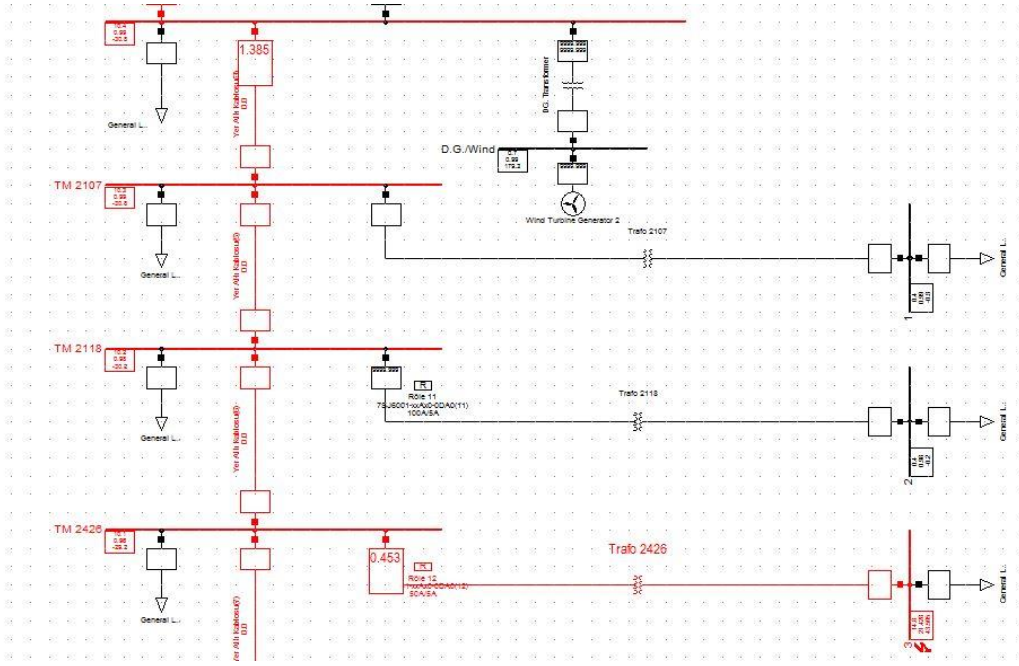
Arıza Noktası		Koruma Ekipmanı	Koruma Ekipmanının Doğru Çalışması Durumunda Yük Kaybı [kW]	Görünmeyen Hata Kaynaklı Yük Kaybı [kW]	TBMY [%]	GHKBYM [%]	GHE [%]
Aksaray TM 2100	Sultanhamam TM 2050 arası	Röle 3	0	16816	0	100	100
Aksaray TM 2100	Sultanhamam TM 2050 arası	Röle 5	0	16816	0	100	100
Aksaray TM 2100	Sultanhamam TM 2050 arası	Röle 3 Röle 5	0	16816	0	100	100
TM 2118 Transformatör Çıkışı		Röle 11	350	3816	2.08	20.61	90.83
TM 2426 Transformatör Çıkışı		Röle 12	481	3816	2.86	19.83	87.40
TM 2420 Transformatör Çıkışı		Röle 13	100	3816	0.59	22.10	97.38



Şekil 6.13 : Beyazıt TM 2107 dağıtım fiderinde paralel hattı koruyan koruma ekipmanında görünmeyen hata meydana geldiğinde açma süreleri.

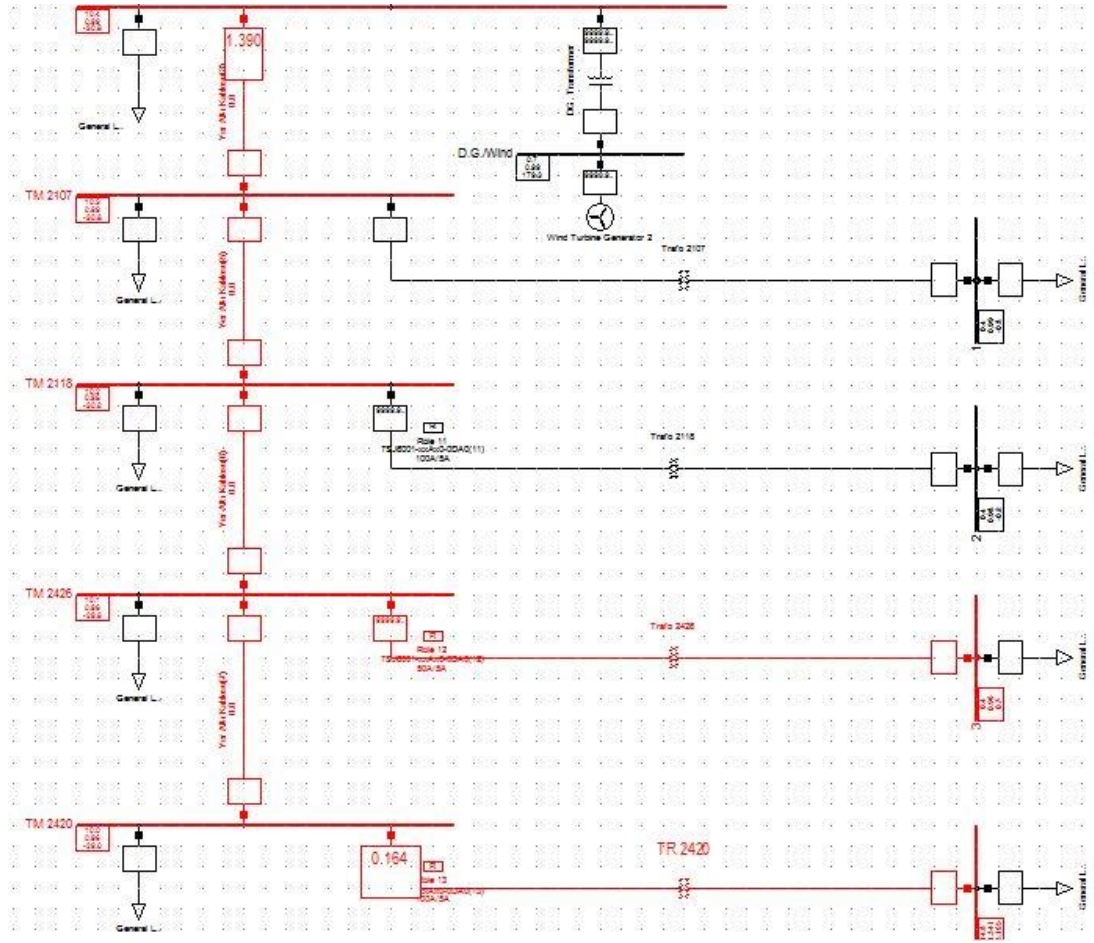
İncelenen örnek sistemde Aksaray TM 2100 ile Sultanhamam TM 2050 giriş baraları arasındaki paralel hatlar herhangi birinde üç faz kısa devre arızası oluşturulmuştur. Şekil 6.13’de de görüleceği gibi ilk olarak Röle 5 yönlü koruma gerçekleştirerek hattın bir ucunu 0,02 s’de sistemden izole ederken Röle 3 ise 0,1 s’de hattın diğer ucunu izole etmektedir. Burada Röle 3’de görünmeyen bir hatadan dolayı koruma fonksiyonunu gerçekleştiremediğini varsayarsak; şebeke ve DÜK çıkışında röleler sırasıyla 0,42 s ve 0,388 s sonra açma komutunu oluşturarak kaynakları devreden çıkarmaktadır. Böylelikle sistemin tamamında bir yük kaybı yaşanmaktadır. Koruma sisteminin doğru çalışmasıyla güç akışı Aksaray TM 2100 ile Sultanhamam TM 2050 giriş baraları arasındaki diğer paralel hat üzerinde sağlanacağından örnek sistemde yük kaybı yaşanması beklenmemektedir. Röle 3 ve Röle 5’in herhangi birinde ya da her ikisinde görünmeyen hata meydana gelmesi durumunda örnek dağıtım sistemindeki tüm yük noktalarında güç kaybı meydana gelmektedir.

TM 2118 barasının çıkışında TR 2118 transformatörünün sekonderinde bir kısa devre arızası meydana geldiğinde Röle 11’in arıza akımını algılayarak kesicisine açma komutu göndermesi gerekmektedir. Röle 11’de olası bir görünmeyen hata meydana geldiğini düşünürsek; yedek korumayı gerçekleştiren Röle 10 koruma fonksiyonunu gerçekleştirirse toplam yük kaybı 350 kW’tan 3816 kW’a yükselmektedir.



Şekil 6.15 : TM 2426'daki Röle 12'de görünmeyen hata olması durumunda yedek koruma ekipmanının konumu ve açma süresi.

TR 2420 transformatörünün sekonderinde kısa devre arızası meydana geldiğinde ve Röle 13 koruma fonksiyonunu gerçekleştirmesi beklenmektedir. Ancak Röle 13'te görünmeyen hatalardan dolayı koruma fonksiyonunu Röle 10 tarafından gerçekleştirildiğinde normalde beklenen yük kaybı sırasıyla 100 kW olması gerekirken, Röle 10'un kesicisinin arızayı izole etmesi durumunda yük kaybı 3816 kW olmaktadır. Benzer şekilde koruma sisteminde meydana gelmesi muhtemel görünmeyen hatalardan dolayı korumanın yedek koruma röleleri ile sağlandığında yük kayıpları artacağı açıktır. Şekil 6.16'da yukarıda bahsedilen arıza durumundaki kesici açma süreleri ve sistemin ilgili kısmı verilmiştir.



Şekil 6.16 : TM 2420'deki Röle 13'de görünmeyen hata olması durumunda yedek koruma ekipmanının konumu ve açma süresi.

7. SONUÇ VE ÖNERİLER

Elektrik güç sistemlerinde meydana gelen arızalar karşısında sistemin ya da ekipmanlarının kalıcı olarak hasar görmemesi için sistemdeki bütün ekipmanların iyi tasarlanmış bir koruma sistemini altında işletilmelidir. Bu çalışmanın öncelikli amacı elektrik güç sistemlerinde koruma koordinasyonunu ve ana adımlarını tanımlamak olmuştur. Eğer uygun koruma koordinasyonu sağlanamadığında; sistemde istenmeyen ya da hatalı açmaların meydana gelebileceği gibi, arıza koşullarında koruma ekipmanlarının arızayı algılayamaması sonucunda sistem elemanları arızalardan kaynaklanan hasarlara maruz kalır ve elektrik güç sisteminde enerji kesintileri meydana gelir.

Bu çalışmada dağıtılmış üretim kaynaklarının elektrik güç sistemlerinde röle koruma ve koordinasyonuna, koruma sistemlerinde meydana gelen görünmeyen hataların etkileri gerçek bir sistem üzerinde incelenmiştir. İncelenen örnek sistem DigSilent Power Factory elektrik güç sistemleri analiz programı ile modellenmiştir. Modellenen örnek sistem üzerinde yapılan yük akışı ve kısa devre analizleri tablolar halinde verilmiştir. Yapılan analizler doğrultusunda akım ve zaman seçiciliği dikkate alınarak röle koruma ve koordinasyon çalışmaları yürütülmüştür. Koordinasyon durumunun sağlandığı röle ayar değerleri ve bu ayar değerleri kullanıldığı akım-zaman eğrileri verilmiştir. Örnek sistem paralel hat ve transformatörlerin devrede olduğu durum için incelenmiştir. Örnek sistem incelemeleri 2. durum başlığında incelenmiştir. Bu durumda paralel hat ve transformatörlerin etkisiyle arıza noktalarında görülen empedans değeri azaldığından kısa devre akımlarının genlik değerleri radyal işletme koşullarında arıza akım genliklerine göre artmıştır. Ayrıca paralel hatlardan herhangi birinde kısa devre arızası meydana geldiğinde, arıza akımı farklı yönlerden arıza noktasına doğru akacağından yönlü aşırı akım koruma kullanılması kaçınılmaz olmuştur. Belirtilen işletme koşullarında tekrardan yük akışı analizi ve kısa devre akımı analizleri gerçekleştirilerek, analiz sonuçları doğrultusunda röle koruma ve koordinasyon çalışmaları gerçekleştirilmiştir. Ana ve yedek koruma röleleri arasındaki minimum zaman gecikmesi 0,30 s olacak şekilde ayarlanmıştır.

Dağıtık Üretim (DÜ) tesislerine olan ilginin giderek artması sebebiyle, Dağıtık Üretim Kaynaklarının (DÜK) röle koruma ve koordinasyon çalışmalarına olan etkilerini inceleyebilmek için modellenen örnek sistem üzerinde Aksaray TM 2100 ve Sultanhamam TM 2050 baralarına DÜK olarak 1 MW gücünde rüzgar türbinleri yerleştirmiş. DÜK'ler elektrik güç sistemine eklenmesi; gerilim, akım, güvenilirlik ve koruma koordinasyonu etkilemektedir. DÜK'lerin kısa devre akımlarına olan etkisi ve arıza noktasına farklı kaynaklardan güç akışı olması sebebiyle mevcut durumdaki koruma koordinasyonu yeniden gözden geçirilmelidir. Bu sebeple örnek sistem incelemeler 3. durum başlığı altında örnek sistemde DÜK'ler bağlandığı durumdaki kısa devre arıza akımı analizleri gerçekleştirilip, bu analiz sonucunda yeni röle koruma ve koordinasyon ayar değerleri oluşturulmuştur. Analiz sonuçları, röle ayar değerleri ve bu ayar değerleri sonucunda oluşan akım-zaman eğrileri çizelgeler çizelge ve şekillerle verilmiştir. Koordinasyon kontrolü Şekil 4.9'da verilen akış şeması doğrultusunda kontrol edilmiştir.

Elektrik güç sistemlerine DÜK'lerin bağlanması ile güç sistemlerinde koruma ve koordinasyon giderek daha karmaşık bir hal almaktadır. Koruma ekipmanlarının giderek karmaşık bir hal alan güç sistemlerinde güvenilebilir şekilde çalışması için, koruma ekipmanı üreticileri, teknolojilerini bu doğrultuda geliştirmektedirler. Ancak koruma ekipmanlarında meydana gelen görünmeyen hataların önüne geçebilecek seviyede değildir. Koruma ekipmanlarında meydana gelen görünmeyen hatalar güç sistemlerinde ardışık açmalara ve sistem çökmelerine sebebiyet verebilmektedir. Bölüm 5'te art arda gerçekleşen açmalar ve sistem çökmesi konularından bahsedilerek, koruma ekipmanlarında meydana gelen görünmeyen hatalar ve bunun sonucunda meydana gelen sistem çökmeleri yaşanan örneklerle açıklanmıştır. Örnek sistem incelenmelerinde son olarak; koruma ekipmanın görünmeyen hataya bağlı olarak ana koruma ekipmanın çalışmayıp yedek koruma ekipmanıyla korumanın sağlandığı durumdaki yük kayıpları incelenmiştir.

DÜK'lerin bağlanması ya da elektrik güç sisteminin işletme topolojisinin değişmesiyle koruma koordinasyonu, her durum değişikliğinde yeniden koruma rölelerinin ayar değerlerinin göz geçirilmesini gerektirmektedir. Bu sebeple farklı işletme koşullarında elektrik güç sistemlerinde adaptif koruma gerçekleştirilmesi daha uygundur.

KAYNAKLAR

- [1] **E.P.D.K.** (2013). Elektrik Dağıtım Ve Perakende Satışına İlişkin Hizmet Kalitesi Yönetmeliği.
- [2] **Bergen, A. R. ve Vittal, V.** (2000). *Power Systems Analysis, New Jersey: Prentice Hall.*
- [3] **Zimmerman, K. ve Costello, D.** (2010). Fundamentals and improvements for directional relays. *63rd Annual Conference For Protective Relay Engineers, pp. 1-12, Texas, USA.*
- [4] **Pradhan, A. K. ve Jena, P.** (2008). Solution to close-in fault problem in directional relaying. *IEEE Transaction Power Delivery, vol. 23, no. 3, pp. 1690-1692.*
- [5] **Mithulanathan, N.** (2006). Distributed generator placement to maximize the loadability of a distribution system. *International Journal of Electrical Engineering Education, vol. 43, pp. 107-118.*
- [6] **Chowdhury, S., Ten, C. F. ve Crossley, P.** (2008). Islanding protection of distribution systems with distributed generators; a comprehensive survey report. *Power and Energy Society General Meeting-Conversion and Delivery of Electrical Energy in the 21st Century, pp. 1-8.*
- [7] **Butler-Purry, K. ve Marotti, M.** (2006). Impact of distributed generators on protective devices in radial distribution systems. *IEEE PES Transmission and Distribution Conference, pp. 87-88.*
- [8] **Baran M. ve El-Markabi, I.** (2004). Adaptive over current protection for distribution feeders with distributed generators. *IEEE PES Power Systems Conference and Exposition, vol. 2, pp. 715-719.*
- [9] **Ma, J., Li, J. ve Wang, Z.** (2010). An adaptive distance protection scheme for distribution system with distributed generation. *CRIS 5th International Conference, pp. 1-4.*
- [10] **Ackermann, T., Andersson G. ve Söder, L.** (2001). Distributed generation: a generation. *Electric Power Systems Research, vol. 57, pp. 195-204.*
- [11] **Walling, R. A., Saint, R., Dugan, R. C., Burke, J. ve Kojovic, L. A.** (2008). Summary of distributed resources impact on power delivery systems. *IEEE Transactions On Power Delivery, vol. 23, no. 3, pp. 1639-1644.*
- [12] **Thomson, M. ve Infield, D. G.** (2007). Network power flow analysis for a high penetration of distributed generation. *IEEE Transactions on Power Systems, vol. 22, no. 3, pp. 1157-1162.*
- [13] **Akhmatov, V. ve Knudsen, H.** (2007). Large penetration of wind ana dispersed generation into danish power grid. *Electric Power Systems Research, vol. 77, no. 4, pp. 1228-1238.*

- [14] **El-Khattam, W.** (2006). Investigating distributed generation systems performance using monte carlo simulation. *IEEE Transaction on Power Systems*, vol. 21, no. 2, pp. 524-532.
- [15] **Costa, P. M. ve Matos, M. A.** (2004). Loss allocation in distribution networks with embedded generation. *IEEE Transaction on Power Systems*, vol. 19, no. 1, pp. 384-389.
- [16] **Nikkhajoei, H. ve Iravani, R.** (2007). Steady state model and power flow analysis of electronically coupled distributed resource units. *IEEE Transaction on Power Delivery*, vol. 22, no. 1, pp. 721-728.
- [17] **Geidl, M.** (2005). Protection of power systems with distributed generation: state of the art. *Power System Laboratory Swiss Federal Institute of Technology (ETH)*.
- [18] **Girgis, A. ve Brahma, S.** (2001). Effect of distributed generation on protective device coordination in distribution system. *Proceeding of Large Engineering Systems Conference on Power Engineering*, Nova Scotia.
- [19] **Doyle, M. T.** (2002). Reviewing the impacts of distributed generation on distribution system protection. *IEEE Power Engineering Society Summer Meeting*, Chicago, USA.
- [20] **Barker, P. P. ve Mello, R. W.** (2000). Determining the impact of distributed generation on power systems: Part I-Radial distribution systems. *IEEE Power Engineering Society Summer Meeting*, Seattle, USA.
- [21] **Hadjsaid, N., Canard, J. ve Dumas, F.** (1999). Dispersed generation impact on distribution networks. *IEEE Computer Applications in Power*, vol 12, no. 2, pp. 22-28.
- [22] **Brahma, S. M. ve Girgis, A. A.** (2001). Impact of distributed generation on fuse and relay coordination: analysis and remedies. *IASTED International Conference on Power and Energy Systems*, Florida, USA.
- [23] **Dwarakanath, M. H. ve Nowitz, L.** (1980). An application of linear graph for coordination of directional overcurrent relays.
- [24] **Damborg, M. J., Ramaswami, R., Venkata, S. S. ve Postforoosh, J. M.** (1984). Computer aided transmission protection system design. *IEEE Transaction on Power Apparatus and Systems*, vol. 4, no. 1, pp. 30-31.
- [25] **Urdaneta, A. J., Nadira, R. ve Jimerez L. G.** (1988). Optimal coordination of directional overcurrent relays in interconnected power systems. *IEEE Transaction on Power Delivery*, vol. 3, no. 3, pp. 903-911.
- [26] **Laway, N. A. ve Gupta, H. O.** (1993). A method for adaptive coordination of overcurrent relays in an interconnected power system. *Proceedings of the Fifth International Conference on Developments in Power System*.
- [27] **Phadke, A. G. ve Thorp, J. S.** (1996). Expose hidden failures to prevent cascading outages. *IEEE Computer Applications in Power*, vol. 9, no. 3, pp. 20-23.
- [28] **Tamronglak, S., Horowitz, S. H., Phadke, A. G., ve Thorp, J. S.** (1996). Anatomy of power system blackouts: preventive relaying strategies. *IEEE Power Delivery*, vol. 11, no. 2, pp. 708-715.

- [29] **Özdemir, A., Bağrıyanık, M., İlisu, İ., Gül, Ö., Kaypmaz, A. ve Akkaya, Y.** (2011). Impacts of protection system misoperation on the reliability of Turkish national power transmission system. *The International Conference on Advanced Power System Automation and Protection, Beijing, China.*
- [30] **Bae, K. ve Thorp, J. S.** (1999). A stochastic study of hidden failures in power system protection. *Decision Support Systems*, vol. 24, no. 3-4, pp. 259-268.
- [31] **Chen, J. ve Thorp, J. S.** (2002). A reliability study of transmission system protection via a hidden failure DC load flow model. *Power System Management and Control.*
- [32] **Chen, J., Thorp, J. S. ve Dobson, I.** (2005). Cascading dynamics and mitigation assessment in power system disturbances via a hidden failure model. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol 27, pp. 318-326.
- [33] **Wang, S., Chen, A., Liu, C., Chen, C. ve Shortle, J.** (2011). Rare-event splitting simulation for analysis of power system blackouts. *IEEE Power and Energy Society General Meeting, San Diego, USA.*
- [34] **IEEE.** (2008). IEEE Standard for Electrical Power System Device Function Numbers, Acronyms, and Contact Designations.
- [35] **Alstom Grid.** (2011). Network Protection & Automation Guide.
- [36] **Eaton.** (2012). Power Distribution Systems.
- [37] **Juan, E. J. H. ve Gers, M.** (2004). Protection of Electricity Distribution Networks. *London, UK: The Institution of Engineering and Technology.*
- [38] **Elmore, W.** (2003). Protective Relaying Theory and Applications. *New York: CRC Press.*
- [39] **Hewiston, L. G., Brown, M. ve Balakrishnan, R.** (2004). Pratical Power System Protection, *Newnes.*
- [40] **IEC.** (2001). IEC 60909-0:2001 Short-circuit currents in three-phase a.c. systems Part 0: Calculation of currents.
- [41] **IEC.** (1996). IEC 60044-1:1996 Instrument transformer Part 1: Current transformers.
- [42] **Elektrik Kuvvetli Akımlar Yönetmeliği, Resmi Gazete, 30.11.2000.**
- [43] **IEC.** (2009). Measuring relays and protection equipment, Part 151: Functional requirements for over/under current protection.
- [44] **IEEE.** (2001). IEEE Recommended practice for protection and coordination of industrial and commercial power systems, *New York: IEEE Inc.*
- [45] **Meeuwsen, J. J., Kling, W. L. ve Rombouts, S. P. J.** (1997). The influence of protective relay schemes on the reliability indices of load points in meshed operated MV networks. *Electricity Distribution. Part 1: Contributions. CIRED. 14th International Conference and Exhibition on IEE Conf. Publ. No. 438, Birmingham, UK.*

- [46] **So, C. W. ve Li, K. K.** (2004). Intelligent method for protection coordination. *IEEE International Conference on Electric Utility Deregulation, Restructuring and Power Technologies, Hong Kong.*
- [47] **Aslinezhad, M. H., Sadeghzadeh, S. M. ve Olamaei, J.** (2011). Overcurrent relays protective coordination in distribution systems in presence of distributed generation. *International Journal On Technical And Physical Problems Of Engineering*, vol. 3, no. 2, pp. 40-46.
- [48] **Signh, C.** (1980). Models and concepts for power system reliability evaluation including protection failures. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 2, no. 4, pp. 161-168.
- [49] **U.S. Department of Energy.** (1978). The ConEdison Power Failure, July 13 and 14, 1977, Staff Report. *Federal Energy Regulatory Commission, Washington, DC.*
- [50] **Khaitan, S. K.** (2008). On-line cascading event tracking and avoidance decision support tool. (Phd) *Iowa State University, Department of Electrical and Computer Engineering.*
- [51] **Johnson, C. W.** (2007). Analysing the causes of the Italian and Swiss blackout, September 28, 2003. *12th Australian Conference on Safety Critical Systems and Software Conference, Adelaide, Australia.*
- [52] **Ree, J. D. L., Liu, Y., Mili, L., Phadke, A. G. ve DaSilva, L.** (2005). Catastrophic failures in power systems: causes, analyses, and countermeasures. *Proceedings of the IEEE*, vol. 93, no. 5, pp. 956-964.
- [53] **Hazra, J. ve Sinha, A. K.** (2009). Identification of catastrophic failures in power system using pattern recognition and fuzzy estimation. *IEEE Transaction on Power Systems*, vol. 23, no. 1, pp. 378-387.
- [54] **You, H., Vittal, V., Jung, J., Liu, C. C., Amin, M. ve Adapa, R.** (2002) An intelligent adaptive load shedding scheme. *14th Power Systems Computation Conference, Sevilla, Spain.*
- [55] **Sykes, J., Madani, V., Burger, J., Adamiak M. ve Premerlani, W.** (2010). Reliability of protection systems (what are real concerns?). *IEEE, 63rd Annual Conference for Protective Relay Engineers.*
- [56] **Chenh, Y., Chen, X., Ren, J., Xuan, X. ve Li, X.** (2013). Study on hidden failure of relay protection in power system. *IEEE 3rd Annual International Conference on Cyber Technology in Automation, Control and Intelligent Systems (CYBER), Nanjing, China.*
- [57] **Cansever, M. ve BASA ARSOY, A.** (2014). Dağıtılmış üretim ile istemli ada çalışması. *Eleco 2014 Elektrik-Elektronik ve Biyomedikal Mühendisliği Sempozyumu, Bursa, Türkiye.*
- [58] **DigSilent GmbH.** (2012). DigSilent PowerFactory 15.0 User Manual. Erişim: 01 Şubat 2015.
<http://www.digsilent.de>.
- [59] **Jenkins, N.** (2000). Embedded Generation, *London, UK: Cambridge University Press.*

ÖZGEÇMİŞ

Ad Soyad : Mustafa Selim SEZGİN
Doğum Yeri ve Tarihi : Bakırköy, İstanbul, 26.01.1989
E-Posta : sezginm@itu.edu.tr

ÖĞRENİM DURUMU

• **Lisans** : Kocaeli Üniversitesi
Mühendislik Fakültesi
Elektrik Mühendisliği Bölümü (2012)

