T.C.
İSTANBUL ÜNİVERSİTESİ-CERRAHPAŞA
LİSANSÜSTÜ EĞİTİM ENSTİTÜSÜ

YÜKSEK LİSANS TEZİ

AKILLI DAĞITIM ŞEBEKELERİNDE ADAPTİF KORUMA KOORDİNASYON SİSTEMİ

Furkan Ahmet TAMYİĞİT

DANIŞMAN
Doç. Dr. İbrahim GÜNEŞ

II. DANIŞMAN
Dr. Öğr. Üyesi Abdulfetah Abdela SHOBOLE

Elektrik-Elektronik Mühendisliği Anabilim Dalı

Elektrik-Elektronik Mühendisliği Programı

Mayıs, 2022

TEZ KABUL VE ONAYI

Furkan Ahmet TAMYİĞİT tarafından, **Doç. Dr. İbrahim GÜNEŞ** danışmanlığında hazırlanan **AKILLI DAĞITIM ŞEBEKELERİNDE ADAPTİF KORUMA KOORDİNASYON SİSTEMİ** başlıklı bu çalışma, jürimiz tarafından **25/05/2022** tarihinde yapılan sınav sonucunda **oy birliği** ile başarılı bulunarak **Yüksek Lisans Tezi** olarak kabul edilmiştir.

Tez Jürisi

		İmza	**Sonuç**
DANIŞMAN	Doç. Dr. İbrahim GÜNEŞ İstanbul Üniversitesi-Cerrahpaşa Elektrik-Elektronik Mühendisliği Anabilim Dalı		☒ Kabul ☐ Ret
ÜYE	Doç. Dr. Oktay ARIKAN Yıldız Teknik Üniversitesi Elektrik Tesisleri Anabilim Dalı		☒ Kabul ☐ Ret
ÜYE	Doç. Dr. Aysel ERSOY İstanbul Üniversitesi-Cerrahpaşa Elektrik-Elektronik Mühendisliği Anabilim Dalı		☒ Kabul ☐ Ret

Bu tezi her zaman arkamda duran ve bana inancını hiçbir zaman yitirmeyen anneme, babama ve biricik kardeşime ithaf ediyorum…

BÜTÇE DESTEKLERİ

AKILLI DAĞITIM ŞEBEKELERİNDE ADAPTİF KORUMA KOORDİNASYON SİSTEMİ

Bu çalışma İstanbul Üniversitesi- Cerrahpaşa Bilimsel Araştırma Projeleri Koordinasyon Birimi tarafından desteklenmiştir. Proje numarası: 35397

TEŞEKKÜR

Bu süreçte, değerli akademik destekleri ve bana kattığı değerli bakış açıları nedeniyle değerli Doç. Dr. İbrahim GÜNEŞ hocama teşekkürlerimi sunarım. Ayrıca, beni sürekli teşvik eden değerli hocalarım Dr. Abdulfetah Abdela SHOBOLE ve Dr. Mohammed VADI hocalarıma teşekkür ederim.

Mayıs 2022 **Furkan Ahmet TAMYİĞİT**

İÇİNDEKİLER

Sayfa No

TEZ KABUL VE ONAYI ..... **ii**
BEYAN ..... **Hata! Yer işareti tanımlanmamış.**
BÜTÇE DESTEKLERİ ..... **iv**
TEŞEKKÜR ..... **v**
İÇİNDEKİLER ..... **vi**
ŞEKİL LİSTESİ ..... **viii**
TABLO LİSTESİ ..... **xiv**
SİMGE VE KISALTMA LİSTESİ ..... **xv**
ÖZET ..... **xvii**
ABSTRACT ..... **xix**
1. GİRİŞ **1**
1.1. Literatür Özeti 3
1.2. Tezin Bölümleri 8
2. KAVRAMSAL ÇERÇEVE **9**
2.1. Elektrik Tesislerinde Koruma Esasları 9
2.1.1. Koruma Sistemi Elemanları 9
2.1.2. Etkin Koruma Sistemi Gereksinimleri ve Kriterleri 11
2.1.3. Koruma Bölgeleri 16
2.2. Koruma Röleleri 17
2.3. Aşırı Akım Koruma Sistemlerinde Seçiciliğin Sağlanması 21
2.3.1. Akıma Bağlı Seçicilik 22
2.3.2. Zamana Bağlı Seçicilik 23
2.3.3. Yönlü Seçicilik 25
2.4. Koruma Sistemleri için Akım ve Gerilim Transformatörleri 30
2.4.1. Akım Transformatörleri 30
2.4.2. Gerilim Transformatörleri 36
2.5. Kısa Devre Arızaları 37
2.5.1. Kısa Devre Çeşitleri 39

2.6. Koruma Sistemlerinde RMS ve EMT Analiz Kullanım Alanları 43
2.7. Elektrik Dağıtım Şebekelerinde Röle Koruma Koordinasyonu 44
2.7.1. Aşırı Akım Röleleri ile Koruma Koordinasyonu 44
2.7.2. Elektrik Dağıtım Şebekelerinde Güncel Koruma Sistemlerinin Gerekliliği 46
2.7.3. Röle Koruma Koordinasyon Sistemlerini Bozucu Etkiler 48
2.7.4. Elektrik Dağıtım Şebekelerinde Aşırı Akım Röle Koruma Koordinasyonu 52
2.7.5. İki Kaynaktan Beslenen Şebekelerde Aşırı Akım Röle Koruma Koordinasyonu 53
2.7.6. Halka Yapılı ve Çok Kaynaklı Şebekelerde Röle Koruma Koordinasyonu 55
2.8. Akıllı Şebekeler ve Koruma 57
2.8.1. Akıllı Şebekelerde Koruma için Veri Toplama ve Haberleşme 58
2.9. Akıllı Dağıtım Şebekelerinde Adaptif Koruma 60
2.9.1. Merkezi Yapılı Adaptif Koruma Sistemi 62
2.9.2. Dağıtık Yapılı Adaptif Koruma Sistemi 64
3. YÖNTEM 65
3.1. Materyal 66
3.2. Merkezi Yapılı Adaptif Koruma Sistemi (MYAKS) 72
3.3. Dağıtık Yapılı Adaptif Koruma Sistemi (DYAKS) 78
4. BULGULAR 81
4.1. Analiz 1: IEEE 14 Baralı Sisteminin 7 Baralı Dağıtım Şebekesinin Merkezi Yapılı Adaptif Koruma Sistemi ve Dağıtık Yapılı Adaptif Koruma Sistemi 82
4.2. Analiz 2: Dağıtık Üretim Kaynakları Bağlı iken Merkezi Yapılı Adaptif Koruma Sistemi ve Dağıtık Yapılı Adaptif Koruma Sistemi 94
4.3. Analiz 3: Şebekenin Ada Modunda Merkezi ve Dağıtık Yapılı Adaptif Koruma Sistemi 108
5. TARTIŞMA 121
6. SONUÇ VE ÖNERİLER 125
KAYNAKLAR 128
EKLER 137
İNTİHAL RAPORU İLK SAYFASI 146
ETİK KURUL İZİN YAZISI ..... Hata! Yer işareti tanımlanmamış.
KURUM İZNİ YAZILARI ..... Hata! Yer işareti tanımlanmamış.
ÖZGEÇMİŞ ..... Hata! Yer işareti tanımlanmamış.

ŞEKİL LİSTESİ

Sayfa No

Şekil 1.1: Elektrik şebekelerinde üretim, iletim ve dağıtımı tek hat şeması. 2

Şekil 1.2: DÜK eklenmesi sonrası koruma bölgelerinin değişmesi. 5

Şekil 2.1: Koruma sistemi elemanları [31]. 11

Şekil 2.2: Koruma rölelerinin seçicilik ilkesi için radyal bir şebeke. 13

Şekil 2.3: Kısa devre akım büyüklüklerine göre röle açma karakteristikleri [35]. 14

Şekil 2.4: Koruma bölgeleri [30]. 16

Şekil 2.5: Röle çalışma prensibi blok diyagramı. 17

Şekil 2.6: Aşırı akım rölesi iç blok diyagramı. 18

Şekil 2.7: (a) Ani aşırı akım sabit zamanlı karakteristik grafiği (b) Gecikmeli aşırı akım sabit zamanlı karakteristik grafiği. 19

Şekil 2.8: Ters zaman karakteristik grafiği. 20

Şekil 2.9: Akıma bağlı seçicilik [43]. 22

Şekil 2.10: Akıma bağlı seçicilik için A ve B rölelerinin eğrileri. 23

Şekil 2.11: Zamana bağlı seçicilik [43]. 24

Şekil 2.12: Koruma rölelerinin (a) sabit zamanlı karakteristik eğrileri (b) ters zamanlı karakteristik eğrileri. 25

Şekil 2.13: Koruma ünitesi aktifken yönlü seçicilik. 26

Şekil 2.14: Koruma ünitesi aktif değilken yönlü seçicilik. 26

Şekil 2.15: Yönlü seçicilik için koruma rölelerinin çalışması. 27

Şekil 2.16: Yönlü aşırı akım rölesi çalışma prensibi blok diyagramı [46]. 29

Şekil 2.17: İleri yönlü aşırı akım rölesi çalışma bölgesi. 29

Şekil 2.18: Bir akım transformatörünün eşdeğer devresi [47]. 31

Şekil 2.19: Akım transformatörünün ikincil tarafa indirgenmesi ile oluşan eşdeğer devre [47]. 31

Şekil 2.20: Akım transformatörü fazör diyagramı. 33

Şekil 2.21: C sınıfı AT uyartım akım ve gerilimi grafiği [49]. 35

Şekil 2.22: Tek fazlı bir gerilim transformatörünün eşdeğer devresi [51]. 36

Şekil 2.23: Bir fazlı gerilim transformatörünün vektör diyagramı [52]. 37

Şekil 2.24: Kısa devre akımının zamana bağlı değişim grafiği [55]. 38

Şekil 2.25: Dengeli sistem pozitif (a), negatif (b), sıfır (c) Thévenin bileşen eşdeğerleri. 40

Şekil 2.26: Üç faz kısa devre arıza tipi. 41

Şekil 2.27: Faz-faz kısa devre arıza tipi. 42

Şekil 2.28: Faz-toprak kısa devre arıza tipi. 42

Şekil 2.29: Ana ve yedek koruma yönlü aşırı akım röleleri koruma koordinasyonu. 44

Şekil 2.30: DÜK'lerin çift yönlü güç akışı ve kısa devre akım yönleri. 49

Şekil 2.31: Hatalı açma sinyali üretilmesi. 49

Şekil 2.32: Aşırı akım rölelerinde arıza akımı değişimleri. 50

Şekil 2.33: Elektrik şebekelerinde koruma körleşmesi [73]. 51

Şekil 2.34: Tek kaynaktan beslenen şebekenin aşırı akım röle koruma koordinasyonu. 53

Şekil 2.35: İki kaynaktan beslenen şebekelerin aşırı akım röle koruma koordinasyonu [75]. 54

Şekil 2.36: Halka yapılı şebeke yapısı. 56

Şekil 2.37: Halka yapılı şebekede aşırı akım röle koruma koordinasyonu. 56

Şekil 2.38: Akıllı şebekeler için USTE'nin konsept modeli. 57

Şekil 2.39: Merkezi kontrollü adaptif koruma blok şeması. 63

Şekil 2.40: Dağıtık koruma rölesinin çoklu temsilci blok diyagramı [89]. 64

Şekil 3.1: IEEE 14 baralı test sistemindeki yönlü aşırı akım röleleri. 67

Şekil 3.2: 3 fazlı yönlü aşırı akım rölesi mantıksal blok diyagramı. 69

Şekil 3.3: Bir röleye ait ters zamanlı aşırı akım parametrelerinin girilmesi. 70

Şekil 3.4: Bir röleye ait yön parametresinin girilmesi. 70

Şekil 3.5: Bir rölenin kontrol ettiği kesicinin tanımlanması. 71

Şekil 3.6: Bir röleye ait harici nesnelerin DPL'de tanımlanması..... 71

Şekil 3.7: Şebekeye ait basit döngülerin ve minimum kırılma rölelerinin tespit edilmesi..... 72

Şekil 3.8: Döngülü sistemler için merkezi tabanlı röle koruma koordinasyonu akış şeması... 73

Şekil 3.9: Merkezi Yapılı Adaptif Koruma Sistemi algoritması..... 76

Şekil 3.10: MYAKS ile SCADA/DYS/EYS sisteminden merkezi olarak röle ayarlarının otomatik güncellenme mantığı. 77

Şekil 3.11: Dağıtık yapılı adaptif koruma koordinasyonu algoritması. 78

Şekil 3.12: Çift ayarlı yönlü aşırı akım rölelerinin ana ve yedek röle olarak belirlenmesi..... 79

Şekil 4.1: Analiz 1 için hatların %5 konumunda ana rölelerin gördüğü 3 fazlı kısa devre arıza akımları. 82

Şekil 4.2: Analiz 1 için hatların %50 konumunda ana rölelerin gördüğü 3 fazlı kısa devre arıza akımları. 82

Şekil 4.3: Analiz 1 için hatların %95 konumunda ana rölelerin gördüğü 3 fazlı kısa devre arıza akımları. 83

Şekil 4.4: Hat 10-11'in yakın ucunda 3 fazlı bir kısa devre arızası oluştuğunda MYAKS ile R2B4 ve R2B3 röle eğrileri ve açma sinyali üretme süreleri. 86

Şekil 4.5: Hat 10-11'in yakın ucunda 3 fazlı bir kısa devre arızası oluştuğunda MYAKS ile R2A2 ve R2A1 röle eğrileri ve açma sinyali üretme süreleri..... 86

Şekil 4.6: Hat 10-11'in %5 arıza konumunda MYAKS ile ana röle açma süreleri. 87

Şekil 4.7: Hat 10-11 %5 arıza konumunda MYAKS ile yedek koruma röleleri açma süreleri. 87

Şekil 4.8: Hat 10-11'in %5 arıza konumunda MYAKS ile faz akımları. 88

Şekil 4.9: DYAKS ile hatların %5 konumlarında ana rölelerin açma süreleri. 89

Şekil 4.10: DYAKS ile hatların %5 konumlarında yedek rölelerin açma süreleri. 89

Şekil 4.11: DYAKS ile hatların %50 konumlarında ana rölelerin açma süreleri. 90

Şekil 4.12: DYAKS ile hatların %50 konumlarında yedek rölelerin açma süreleri. 90

Şekil 4.13: DYAKS ile hatların %95 konumunda ana röle çalışma süreleri. 91

Şekil 4.14: DYAKS ile hatların %95 konumlarında yedek rölelerin açma süreleri. 91

Şekil 4.15: DYAKS ile hat 10-11'in %5 arıza konumunda ana R2A2 rölesi ve yedek R2B5 rölesinin oluşan eğrileri. 92

Şekil 4.16: DYAKS ile hat 10-11'in %5 arıza konumunda ana R2B4 rölesi ve yedek R2A3 rölesi oluşan eğrileri. 92

Şekil 4.17: DYAKS ile hat 10-11'in %5 arıza konumunda RMS analizi sonucu ana R2A2 ve R2B4 röleleri açma sinyali üretme süreleri. 93

Şekil 4.18: DYAKS ile hat 10-11'in %5 arıza konumunda RMS analizi sonucu yedek R2A3 ve R2B5 röleleri açma sinyali üretme süreleri. 93

Şekil 4.19: DYAKS ile hat 10-11'in %5 arıza konumunda EMT analizi sonucu hat akımları. 94

Şekil 4.20: Dağıtık üretim kaynaklarının şebekeye entegre edilmesi. 95

Şekil 4.21: Hatların %5 arıza konumunda 3 fazlı kısa devre arıza akım büyüklükleri (A) 95

Şekil 4.22: Hatların %50 arıza konumunda 3 fazlı kısa devre arıza akım büyüklükleri (A) ... 96

Şekil 4.23: Hatların %95 arıza konumunda 3 fazlı kısa devre arıza akım büyüklükleri (A). .. 96

Şekil 4.24: DÜK'ler aktif iken Hat 10-11'in %5 arıza konumunda MYAKS ile R2A2 ana ve R2A1 yedek koruma röle açma süreleri. 100

Şekil 4.25: DÜK'ler aktif iken Hat 10-11'in %5 arıza konumunda MYAKS ile R2B4 ana ve R2B3 yedek koruma röle açma süreleri. 100

Şekil 4.26: DÜK'ler aktif iken Hat 10-11'in %5 konumunda oluşan 3 fazlı kısa devre arızası sonucu hat akımları. 101

Şekil 4.27: DÜK'ler aktif iken Hat 10-11'in %5 konumunda oluşan 3 fazlı kısa devre arızası sonucu MYAKS ile ana R2A2 ve R2B4 açma sinyali üretme süreleri. 101

Şekil 4.28: DÜK'ler aktif iken MYAKS ile hat 10-11'in %5 konumunda oluşan 3 fazlı kısa devre arızası sonucu MYAKS ile yedek R2A1 ve R2B3 açma sinyali üretme süreleri. 102

Şekil 4.29: DYAKS ile hatların %5 konumunda 3 fazlı kısa devre arızasında röle açma sinyali üretme süreleri. 103

Şekil 4.30: DYAKS ile hatların %5 konumunda 3 fazlı kısa devre arızasında yedek röle açma sinyali üretme süreleri. 103

Şekil 4.31: DYAKS ile hatların %50 konumunda 3 fazlı kısa devre arızasında röle açma sinyali üretme süreleri. 104

Şekil 4.32: DYAKS ile hatların %50 konumunda 3 fazlı kısa devre arızasında yedek röle açma sinyali üretme süreleri. 104

Şekil 4.33: DYAKS ile hatların %95 konumunda 3 fazlı kısa devre arızasında röle açma sinyali üretme süreleri. 105

Şekil 4.34: DYAKS ile hatların %95 konumunda 3 fazlı kısa devre arızasında yedek röle açma sinyali üretme süreleri. 105

Şekil 4.35: DYAKS ile hat 10-11'in %5 arıza konumunda ana R2A2 ve yedek R2B5 rölelerinin oluşan eğrileri..... 106

Şekil 4.36: DYAKS ile hat 10-11'in %5 arıza konumunda ana R2B4 ve yedek R2A3 rölelerinin oluşan eğrileri..... 106

Şekil 4.37: DYAKS ile hat 10-11'in %5 arıza konumunda ana R2A2 ve R2B4 rölelerinin RMS analizi sonucu açma sinyali üretme süreleri. 107

Şekil 4.38: DYAKS ile hat 10-11'in %5 arıza konumunda EMT analizi sonucu hat akımları. 107

Şekil 4.39: DYAKS ile hat 10-11'in %5 arıza konumunda yedek R2A3 ve R2B5 rölelerinin RMS analizi sonucu açma sinyali üretme süreleri. 108

Şekil 4.40: IEEE 14 baralı test sisteminin 7 baralı dağıtım şebekesinin ada çalışma modu.. 108

Şekil 4.41: Ada modunda Hatların %5 arıza konumunda 3 fazlı kısa devre arıza akım büyüklükleri (A) 110

Şekil 4.42: Ada modunda Hatların %50 arıza konumunda 3 fazlı kısa devre arıza akım büyüklükleri (A) 110

Şekil 4.43: Ada modunda Hatların %95 arıza konumunda 3 fazlı kısa devre arıza akım büyüklükleri (A) 110

Şekil 4.44: MYAKS ile hat 10-11 %5 arıza konumunda 3 fazlı arıza için ana R2A2 ve yedek R2A1 röle eğrileri. 112

Şekil 4.45: MYAKS ile hat 10-11 %5 arıza konumunda 3 fazlı arıza için ana R2B4 ve yedek R2B3 röle eğrileri. 113

Şekil 4.46: MYAKS ile hat 10-11 %5 arıza konumunda 3 fazlı arıza için ana R2A2 ve R2B4 RMS analizi. 113

Şekil 4.47: MYAKS ile hat 10-11 %5 arıza konumunda 3 fazlı arıza için ana hat akımları. 114

Şekil 4.48: MYAKS ile hat 10-11 %5 arıza konumunda 3 fazlı arıza için yedek R2A1 ve R2B3 RMS analizi..... 114

Şekil 4.49: Ada modunda DYAKS ile hatların %5 konumunda 3 fazlı kısa devre arızasında ana röle açma sinyali üretme süreleri. 115

Şekil 4.50: Ada modunda DYAKS ile hatların %5 konumunda 3 fazlı kısa devre arızasında yedek röle açma sinyali üretme süreleri. 116

Şekil 4.51: Ada modunda DYAKS ile hatların %50 konumunda 3 fazlı kısa devre arızasında ana röle açma sinyali üretme süreleri. 116

Şekil 4.52: Ada modunda DYAKS ile hatların %50 konumunda 3 fazlı kısa devre arızasında yedek röle açma sinyali üretme süreleri. 117

Şekil 4.53: Ada modunda DYAKS ile hatların %95 konumunda 3 fazlı kısa devre arızasında ana röle açma sinyali üretme süreleri. 117

Şekil 4.54: Ada modunda DYAKS ile hatların %95 konumunda 3 fazlı kısa devre arızasında yedek röle açma sinyali üretme süreleri. 118

Şekil 4.55: DYAKS ile hat 10-11'in %5 arıza konumunda ana R2A2 ve yedek R2B5 rölelerinin oluşan röle eğrileri. 118

Şekil 4.56: DYAKS ile hat 10-11'in %5 arıza konumunda ana R2B4 ve yedek R2A3 rölelerinin oluşan röle eğrileri. 119

Şekil 4.57: DYAKS ile hat 10-11'in %5 arıza konumunda ana R2B4 ve R2A2 rölelerinin RMS analizi sonucu açma sinyali üretme süreleri. 119

Şekil 4.58: DYAKS ile hat 10-11'in %5 arıza konumunda EMT analizi sonucu hat akımları. 120

Şekil 4.59: DYAKS ile hat 10-11'in %5 arıza konumunda yedek R2A3 ve R2B5 rölelerinin RMS analizi sonucu açma sinyali üretme süreleri. 120

TABLO LİSTESİ

Sayfa No

Tablo 1.1: Dağıtık üretim kaynaklarının tipik mümkün boyutları [3]. 3

Tablo 2.1: Ters zaman eğri karakteristik denklemleri [42]. 21

Tablo 3.1: YAAR'ların akım ve gerilim transformatörü dönüşüm değerleri. 68

Tablo 3.2: MYAKS için belirlenen dağıtım şebekesine ait röle grupları. 75

Tablo 3.3: Ana ve yedek koruma rölelerinin arıza noktasına göre seçilimi. 79

Tablo 4.1: Analiz 1 için akım transformatörlerinin ölçtüğü yük akış değerleri. 83

Tablo 4.2: Analiz 1 için MYAKS ile yönlü aşırı akım rölelerinin zaman çarpan ayarı ve açma akımı ayarı. 84

Tablo 4.3: Analiz 1 için hatların %50 konumlarında oluşan kısa devre arızasının MYAKS ile ana ve yedek koruma röleleri tarafından temizlenme zamanları. 85

Tablo 4.4: Analiz 2'ye göre akım transformatörlerinin gördüğü yük akış akımları (A). 97

Tablo 4.5: Analiz 2 için MYAKS ile yönlü aşırı akım rölelerinin zaman çarpan ayarı ve açma akımı ayarı. 98

Tablo 4.6: Analiz 2 için hatların %50 konumlarında oluşan kısa devre arızasının MYAKS ile ana ve yedek koruma röleleri tarafından temizlenme zamanları. 99

Tablo 4.7: Analiz 3 için ada modunda akım transformatörlerinin gördüğü yük akım değerleri. 109

Tablo 4.8: Analiz 3 için MYAKS ile ada modunda rölelerin hesaplanan ZÇA ve açma akım ayarı değerleri. 111

Tablo 4.9: MYAKS ile ada modunda ana ve yedek koruma rölelerinin 3 fazlı kısa devre için %50 arıza konumunda arıza temizlenme zamanları. 112

Tablo 5.1: MYAKS ve DYAKS yöntemlerinin RMS/EMT analiz sonuçlarının karşılaştırılması. 122

Tablo 5.2: Toplam röle çalışma sürelerinin diğer çalışmalar ile karşılaştırılması. 123

SİMGE VE KISALTMA LİSTESİ

Simgeler **Açıklama**

ε : Hata oranı
$I_{açma}$, I_{aa} : Açma Akımı
I_k'' : Başlangıç kısa devre akımı
I_{KDA} : Kısa Devre Akımı
kV : kilovolt
MW : Megawatt
n : Dönüşüm oranı
s : saniye
t : Zaman
V : Volt
VA : VoltAmper
W : Watt
Z : Empedans

Kısaltmalar **Açıklama**

AAR : Aşırı Akım Rölesi
AG : Alçak Gerilim
ANSI : American National Standards Institute
AT : Akım Transformatörü
CBS : Coğrafya Bilgi Sistemi
DM : Dağıtım Merkezi
DPL : DIgSILENT Programming Language
DÜK : Dağıtık Üretim Kaynağı
DYAKS : Dağıtık Yapılı Adaptif Koruma Sistemi
DYS : Dağıtım Yönetim Sistemi
EMT : Electromagnetic Transient
EYS : Enerji Yönetim Sistemi
FÖB : Fazör Ölçüm Birimi

GT	: Gerilim Transformatörü
IEEE	: Institute of Electrical and Electronics Engineers
IEC	: International Electrotechnical Commission
KDA	: Kısa Devre Akımı
MYAKS	: Merkezi Yapılı Adaptif Koruma Sistemi
OG	: Orta Gerilim
OÖA	: Otomatik Ölçüm Altyapısı
RMS	: Root Mean Square
SCADA	: Supervisory Control and Data Acquistion
TM	: Transformatör Merkezi
USTE	: Ulusal Standartlar ve Teknoloji Enstitüsü
YAAR	: Yönlü Aşırı Akım Rölesi
YEK	: Yenilenebilir Enerji Kaynağı
YG	: Yüksek Gerilim
ZÇA	: Zaman Çarpan Ayarı
ZKA	: Zaman Koordinasyon Ayarı

ÖZET

YÜKSEK LİSANS TEZİ

AKILLI DAĞITIM ŞEBEKELERİNDE ADAPTİF KORUMA KOORDİNASYON SİSTEMİ

Furkan Ahmet TAMYİĞİT

İstanbul Üniversitesi-Cerrahpaşa

Lisansüstü Eğitim Enstitüsü

Elektrik-Elektronik Mühendisliği Anabilim Dalı

Elektrik-Elektronik Mühendisliği Programı

Danışman: Doç. Dr. İbrahim GÜNEŞ

II. Danışman: Dr. Öğr. Üyesi Abdulfetah Abdela SHOBOLE

Günümüzde yenilenebilir enerji kaynaklarının kullanımı, elektrik dağıtım şebekelerinde artmaktadır. Elektrik dağıtım şebekelerine bağlanan yenilenebilir enerji kaynakları (YEK) ile güvenilir, kesintisiz, kaliteli, temiz ve yenilenebilir enerjinin müşteriye sunulması hedeflenmektedir. Ancak, dağıtım şebekelerine bağlandığında koruma sistemleri için teknik zorluklara sebebiyet vermektedir.

YEK'ler dağıtım şebekelerine dağıtık bir şekilde entegre edildiğinde akım karakteristiğini çift yönlü hale getirmektedir. Bu nedenle, mevcut röle koruma ayarları geçersiz hale gelmektedir. Bu noktada akıllı elektrik dağıtım şebekelerinde mikroişlemci tabanlı aşırı akım rölelerinin kullanımı ile koruma ayarlarını güncelleyebilmek ihtiyaç haline gelmektedir. Özellikle YEK'lerin dağıtım şebekelerine bağlanmasıyla, kısa devre akım büyüklüklerini arttırması ve akımı çift yönlü hale getirmesi nedeniyle yönlü aşırı akım rölelerinin kullanımı uygun bir seçenektir. Yönlü aşırı akım röleleri, arıza akımının yönüne ve büyüklüğüne duyarlı olarak kesicisini kumanda etme avantajını sunmaktadır.

Özellikle çift yönlü enerji akışı karakteristiğine sahip örgülü şebekeler için iki adaptif koruma yöntemi tanıtılmıştır. Birinci yöntem olan merkezi yapılı adaptif koruma sistemi (MYAKS), merkezi kontrolör tabanlı çalışan bir felsefeye sahiptir. İkinci yöntem olarak Dağıtık Yapılı Adaptif Koruma Sistemi (DYAKS), dağıtık koruma felsefesine sahip koruma sistemidir. Yeni nesil şebekelerin hızlı haberleşme altyapılarına dayanarak arıza esnasında DYAKS, ana ve yedek koruma röle tayinlerini gerçekleştirerek röle açma sürelerini hesaplamaktadır.

Bu tez çalışmasında, DIgSILENT PowerFactory dili ve DPL dili kullanılmıştır. Maksimum kısa devre arızalarına karşı adaptif koruma sağlanması amacıyla 3 fazlı kısa devre arızaları uygulanmıştır. Test şebekesi olarak IEEE 14 baralı test şebekesi üzerinde DYAKS ve MYAKS yöntemleri DPL dili otomatize edilmiştir.

DYAKS ve MYAKS yöntemleri ile IEEE 14 baralı dağıtım şebekesinin normal durumunda, DÜK'ler dağıtım şebekesine bağlandığı durumda ve ada modunda koruma koordinasyonu performans analizleri yapılmıştır. DYAKS ve MYAKS yöntemiyle, rölelerin açma akımı ve zaman çarpan ayarı değerleri otomatik bir şekilde atanmıştır. Yöntemleri doğrulamak için RMS/EMT simülasyon analizleri gerçekleştirilmiştir. DYAKS ve MYAKS yöntemi analiz modelleri neticesinde, seçici bir şekilde çalıştığı bulgular kısmında referans hat üzerinde doğrulanarak gösterilmiştir. Bulgular sonucunda DYAKS yöntemi, MYAKS yönteminden daha hızlı röle çalışma sonuçları vermiştir.

Mayıs 2022 , 166. sayfa.

Anahtar kelimeler: Adaptif Koruma, Akıllı Şebekeler, Aşırı Akım Röleleri, Dağıtık Üretim, Röle Koruma Koordinasyonu, Yenilenebilir Enerji Kaynakları

ABSTRACT

M.Sc. THESIS

ADAPTIVE PROTECTION COORDINATION SYSTEM IN SMART DISTRIBUTION NETWORKS

Furkan Ahmet TAMYİĞİT

İstanbul University-Cerrahpaşa

Institute of Graduate Studies

Department of Electrical and Electronics Engineering

Electrical and Electronics Engineering Programme

Supervisor: Assoc. Prof. Dr. İbrahim GÜNEŞ

Co-Supervisor: Assist. Prof. Dr. Abdulfetah Abdela SHOBOLE

Today, the use of renewable energy sources is increasing in electricity distribution networks. It is aimed to provide reliable, uninterrupted, high quality, clean and renewable energy to customers with renewable energy sources (RES) connected to electricity distribution networks. However, it causes technical difficulties for protection systems when connected to distribution networks.

When RES's are integrated into distribution networks in a distributed manner, they make the current characteristic bidirectional. Therefore, the current relay protection settings become invalid. At this point, it becomes a necessity to update the protection settings with the use of microprocessor-based overcurrent relays in smart electricity distribution networks. The use of directional overcurrent relays is a suitable option, especially by connecting RES to distribution networks, since they increase the magnitude of the short-circuit current and make the current bidirectional. Directional overcurrent relays offer the advantage of controlling the breaker sensitive to the direction and magnitude of the fault current.

Two adaptive protection methods are introduced, especially for braided networks with bidirectional energy flow characteristics. The first method, the centrally structured adaptive protection system (CSAPS), has a central controller-based philosophy. As the second method, the Distributed Adaptive Protection System (DAPS) is a protection system with a distributed protection philosophy. Based on the fast communication infrastructures of the new generation networks, DAPS calculates the relay opening times by performing the main and backup protection relay assignments during a fault.

In this thesis, DIgSILENT PowerFactory language and DPL language were used. In order to provide adaptive protection against maximum short-circuit faults, 3-phase short-circuit faults are applied. As a test network, DAPS and CSAPS methods and DPL language were automated on the IEEE 14 busbar test network.

Protection coordination performance analyzes were carried out in the normal state of the IEEE 14 busbar distribution network, when the DGRs are connected to the distribution network, and in the islanded mode with the DAPS and CSAPS methods. With the DAPS and CSAPS method, the pick-up current and time multiplier setting values of the relays are assigned automatically. RMS/EMT simulation analyzes were performed to validate the methods. As a result of DAPS and CSAPS method analysis models, it has been shown that it works selectively by verifying it on the reference line in the findings section. As a result of the findings, the DAPS method gave faster relay operating results than the CSAPS method.

May 2022, 166 pages.

Keywords: Adaptive Protection, Distributed Generation, Overcurrent Relays, Relay Protection Coordination, Renewable Energy Resources, Smart Grids

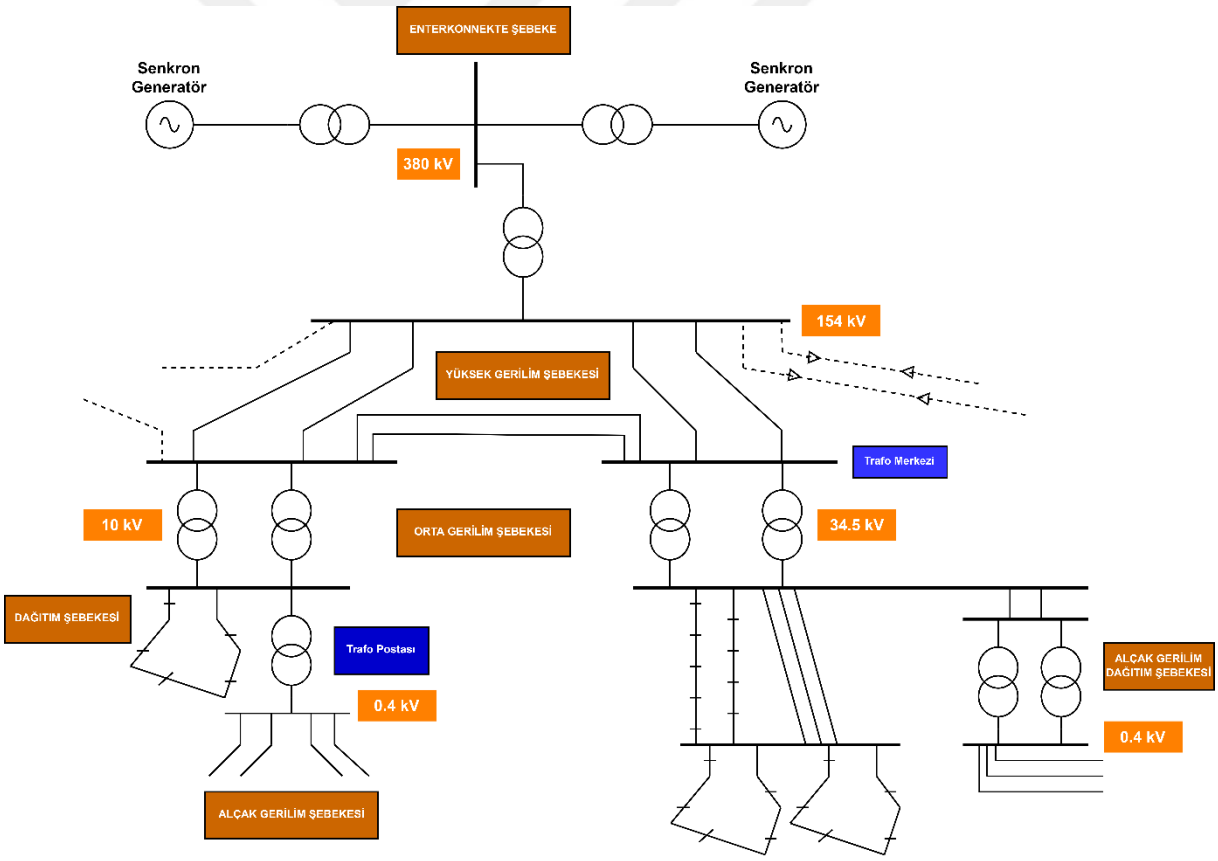
1. GİRİŞ

Elektrik şebekeleri, insan hayatında teknolojinin önemli bir yer tutmasından dolayı enerji ihtiyacının karşılanmasında önemli bir role sahiptir. Teknolojinin gelişmesi ile endüstride ve meskenlerde, enerjinin müşteriye sürekli bir şekilde ulaştırılması bir gereklilik haline gelmektedir. Enerjinin 21. yüzyıl itibari ile insan hayatında bu denli öneme sahip olmasından ötürü, enerji kaynaklarının etkin bir şekilde kullanılması da başlıca önemli unsurlardan birisidir. Türkiye'de elektrik enerjisi yaygın bir şekilde petrol, kömür, doğalgaz, hidroelektrik, jeotermal ve yenilenebilir enerji kaynaklarından üretilmektedir [1].

En temelinde elektrik enerjisi, orta gerilim seviyesinde jeneratörler aracılığıyla üretilir ve elektrik enerjisinin son kullanıcıya minimum kayıpla ulaştırılabilmesi için gerilim seviyesi yükseltilerek iletim sistemlerine aktarılır. İletim sistemlerinde gerilim, yüksek gerilim seviyesine çevrilmesi ile hattın empedansının değerine bağlı olarak enerji kayıpları minimuma düşürülmektedir. Böylece, üretilen elektrik enerjisi uzak mesafelere daha az kayıpla aktarılmaktadır. İletilen elektrik enerjisi, sanayi tipi bazı yüklere indirici merkezler vasıtasıyla orta gerilim seviyesine düşürülerek aktarılmaktadır. Mesken, konut, küçük sanayi tesisleri için ise alçak gerilim seviyesine düşürülerek son kullanıcıya elektrik enerjisi ulaştırılmaktadır. Kısaca elektrik şebekeleri; üretim, iletim ve dağıtım sistemlerinden oluşan bir güç sistemidir. Şekil 1.1'de elektrik üretiminden dağıtımına kadar olan elektrik enerjisinin üretim, iletim ve dağıtım süreci gösterilmektedir.

Güç sistemleri; şalt tesisleri, transformatör, hatlar, yardımcı teknoloji altyapılarını kapsayan genel bir isimdir. Enerjinin üretiminden dağıtımına kadar olan süreçte, güç sistemleri elemanları nominal akım ve nominal gerilim değerlerine göre tasarlanmaktadır. Güç sistemlerinde sıra dışı işletme koşulları oluşması durumunda, güç sistemi elemanlarının fiziki olarak zarar görmemesi istenmektedir. Elektrik şebekelerinde arıza oluşması istenmeyen bir durum olduğu için arızanın olabildiğince hızlı temizlenmesi gerekmektedir. Bundan dolayı, güç sistemlerinde kalıcı donanım hasarları oluşmasının önüne geçebilmek için elektrik şebekeleri kesiciler, güç sigortaları, röleler ve yardımcı koruma elemanları ile korunması hedeflenmektedir.

Elektrik şebekelerinde koruma felsefesi, şebekeye bağlı olan jeneratörlerin ve diğer kaynakların arıza durumunda kısa devre noktasını beslemesini engellemek için ortaya çıkmıştır. Kısa devre arızalarının tipi çeşitlilik gösterebileceği gibi arıza noktası da çeşitlilik göstermektedir. Kısa devre tipi veya arıza noktasına bağlı olarak kısa devre büyüklüğü değişiklik göstermektedir. Arızanın olabildiğince çabuk temizlenmesi için arıza bölgesindeki güç sistemi elemanlarını koruyan kesicilerin açma yapması gerekmektedir. Böylece, kısa devre arızasının olduğu bölge sistemden ayrılarak şebekedeki diğer yüklerin enerjisiz kalmaması sağlanmaktadır. Bu koruma felsefesi, elektrik şebekelerini daha güvenilir bir sistem haline getirmektedir. Daha güvenilir güç sistemleri için koruma röleleri kullanılmaktadır. Bunun sebebi ise kısa devre arızalarının tespit edilmesi ve kesicinin açma veya kapama fonksiyonunu yerine getirmesi için koruma röleleri bu görevi üstlenmektedir.



Şekil 1.1: Elektrik şebekelerinde üretim, iletim ve dağıtımı tek hat şeması.

1.1. Literatür Özeti

Yenilenebilir enerji kaynakları fosil yakıt kaynakların yakın gelecekte tükenecek olması ve fosil yakıtların atmosfere yaydığı CO_2 gazının iklimi olumsuz anlamda etkilemesi nedeniyle artmaktadır. Yenilenebilir enerji kaynakları; çevresel, ekonomik, sürdürülebilirlik ve güvenilirlik açısından sağladığı avantajlar bulunmaktadır [2].

Tablo 1.1: Dağıtık üretim kaynaklarının tipik mümkün boyutları [3].

Teknoloji	**Güç Modülü Başına Tipik Mümkün Boyutu**
Küçük Hidro	1 – 100 MW
Mikro Hidro	25 kW – 1 MW
Rüzgâr Enerjisi	200 W – 3 MW
Fotovoltaik Paneller	20 W – 100 kW
Biyokütle	100 kW – 20 MW
Jeotermal	5 – 100 MW
Okyanus Enerjisi	100 kW – 5 MW

Yenilenebilir enerji kaynakları elektrik şebekelerine entegre edilmesiyle müşteriye hızlı enerji tedarikini sağlamaktadır. Yenilenebilir enerji kaynaklarının elektrik dağıtım şebekesi seviyesinde entegre edilmesi, üretim ve iletim sistemlerinin etkinliğini azaltmaktadır. YEK'lerin elektrik dağıtım şebekelerine entegre edilmesi, YEK'leri dağıtık üretim tesisleri sınıfına sokmaktadır. Tablo 1.1'de popüler dağıtık üretim kaynak teknolojilerinin tipik boyutları verilmiştir. DÜK'ler, alçak gerilim veya orta gerilim seviyesinde 1W-100 MW arasında bağlanabilmektedirler. DÜK'lerin dağıtık olarak elektrik şebekelerine entegre edilmesi ile iletim sistemlerindeki güç kayıplarının azalması, transformatör merkezindeki baraların gerilim profillerinde iyileşmenin sağlanması, puant yükün aşağı çekilmesi, müşteriye

sağlanan enerjinin sürekliliğinin iyileştirilmesi, uzak konumlardaki dinamik bozucu etkilerin azaltılması, serbest yatırımcıların enerji piyasasına girmesi gibi olumlu etkilere sahiptir.

DÜK'lerin elektrik şebekelerine bağlanmasının olumsuz yönleri bulunmaktadır. Bunlardan biri tez konusu olan koruma sistemlerini geçersiz hale getirmektedir. Koruma sistemleri, koruma rölelerinin sistem topolojisi ve kaynak sayısına bağlı olarak yapılandırılması ile oluşturulmaktadır. Bu sebeple elektrik dağıtım şebekesinin normal işletme koşullarına göre yapılandırılmış rölelerin ilk ayarları; topolojinin değişmesi, sisteme yeni bir kaynak eklenmesi, yüklerin devreden çıkarılması gibi sebeplerden mevcut koruma yapıları değişmektedir. Elektrik şebekelerinin koruma yapılarının basit olması için röleler, ana koruma ve yedek koruma fonksiyonlarına sahip olacak şekilde yapılandırılmaktadırlar. Bu fonksiyonlara sahip olan koruma röleleri, kısa devre arızası esnasında doğru sıra ile çalışmalıdır.

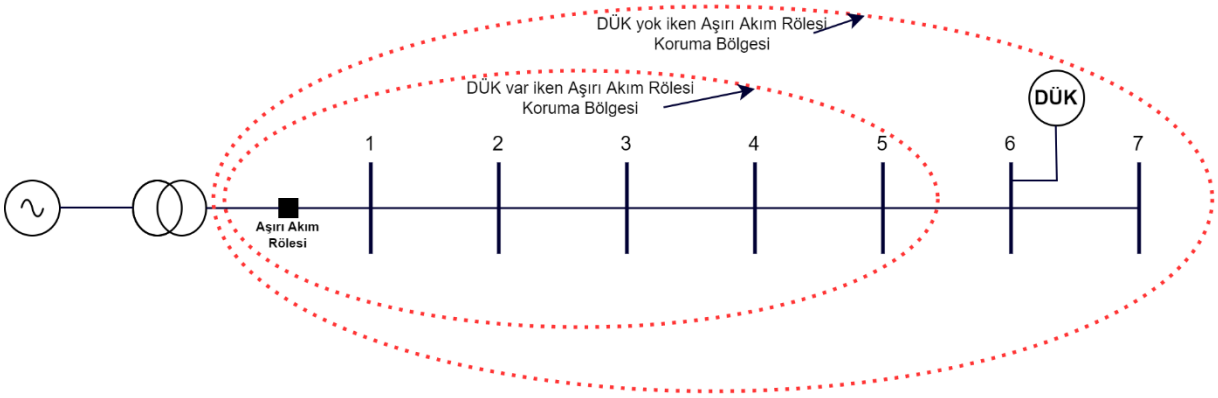
Elektrik şebekelerinde dağıtık kaynak sayısının artışı, güç akış karakteristiğini değiştirmektedir. Bundan dolayı, koruma sistemleri de karmaşık bir hale gelme eğilimindedirler. DÜK'lerin dağıtım şebekesi seviyesinde elektrik şebekesine entegre edilmesi, elektrik şebekelerini mikro bir yapıya dönüştürür ve koruma tipleri değişiklik göstermektedir. Elektrik şebeke sisteminin koruma tipi, koruma yapılacak bölgeye göre çeşitlilik göstermektedir. Örneğin, dağıtım sistemlerinde aşırı akım rölelerine bağlı koruma sistemleri tercih edilirken, iletim sistemlerinde mesafe rölelerine bağlı koruma sistemleri tercih edilmektedir. Bir elektrik şebekesinde doğru koruma sisteminin oluşturulması; şebekenin topolojisine, şebekenin yük akış karakteristiğine ve kısa devre akım büyüklüklerine bağlıdır. Elektrik dağıtım şebekelerinde, yük akışı tek yönlü olabilir veya yük birden fazla kaynakla beslenebilir. Şebekenin güç akışı; yükün konumu, jeneratör sayısı, jeneratörün boyutu, hat sayısı, hattın empedansı, bara sayısı, baranın nominal gerilimi ve şebeke topolojisine bağlı olarak değişmektedir. Bu faktörlerden birinde değişiklik olması, sistem topolojisini değiştirmektedir. Mevcut koruma sistemi, değişen topoloji için geçersiz kılmaktadır. Bunun için sistem yük akış analizinin detaylı bir şekilde yapılması ve koruma elemanlarının doğru bir şekilde yapılandırılması hayati bir önem taşımaktadır.

Özellikle DÜK'lerin dağıtık olarak günümüz elektrik şebekelerine entegre edilmesi, koruma yapılarını değiştirmesi önemli bir problem haline gelmiştir. Bu nedenle, dağıtık üretim kaynaklarının elektrik şebekelerine bağlanması noktasında ulusal elektrik piyasasında düzenlemelere tabii tutacak yönetmelik bulunmaktadır [4]. Bu sebeple, Türkiye'de lisanssız elektrik üretimi ile gerçek veya tüzel kişilerin küçük tesisleri kurmasına müsaade eden "Elektrik

Piyasalarında Lisanssız Elektrik Üretimine İlişkin Yönetmelik" ile elektrik şebekelerinde meydana gelen kayıpların minimize edilmesi amaçlanmaktadır. Bu nedenle, bu yönetmeliğin bir göstergesi, dağıtık üretim kaynaklarının teknik olumsuz etkilerini de en az seviyede tutmaktır. Genel olarak dağıtık üretim kaynakları;

- Elektrik şebekesinin yük akış karakteristiğini değiştirmesi,
- Çift yönlü yük akışına neden olması,
- Minimum yüklenme koşullarında gerilim profilinde yükselmeye neden olması,
- DÜK'ün konumu, boyutu ve tipine bağlı olarak şebekenin farklı noktalarındaki maksimum kısa devre akımlarının yükselmesi,
- Koruma sistemi yapısını bozması,
- Klasik koruma sistem ayarlarını geçersiz kılması,
- Koruma sistemlerinin yapılandırmasını daha karmaşık hale getirmesi,

gibi olumsuz etkilere de sahiptir.



Şekil 1.2: DÜK eklenmesi sonrası koruma bölgelerinin değişmesi.

Dağıtım şebekelerinde koruma koordinasyonu genellikle aşırı akım röleleri ile yapılmaktadır [5][6]. Şekil 1.2'de rüzgâr, güneş enerjisi gibi dağıtık üretim tesis teknolojilerinin şebekeye bağlanmasıyla aşırı akım rölesinin koruma bölgesinde olan değişiklik gösterilmiştir. DÜK eklenmeden önce aşırı akım rölesinin koruma bölgesi, 1 ve 7 numaralı baralar arasındaki hatları

kapsamaktadır. Ancak, DÜK eklendikten sonra aşırı akım rölesinin koruma bölgesi 1 numaralı baradan 5 numaralı bölgeye kadar sınırlandırmaktadır. Bu durumun sebebi, dağıtık üretim kaynağının yük akış karakteristiğini çift yönlü hale getirmesidir. Bara 1 ve 5 arasında bir yük bağlanması durumunda hem şebeke hem de DÜK yüke akım sağlamaktadır. Örneğin, 6 ve 7 numaralı bara arasında bir kısa devre arıza meydana gelirse hem DÜK hem de şebeke kısa devre akımına katkıda bulunmaktadır. DÜK'ün çevrimdışı olduğu duruma göre yapılandırılan röle, bu durumda kısa devre arızasını görmeyebilir. Bunun nedeni, DÜK'ün kısa devre arızasına olan katkısından dolayı şebekenin kısa devre arızasına olan katkısının azalmasıdır. Bu kapsamda, şebekenin dinamik koşullarına uyum sağlayabilecek koruma felsefelerin elektrik şebekelerinde kullanılması bir gereklilik haline gelmektedir. Bu bağlamda, elektrik şebekesindeki değişimlere karşı haberleşme, otomasyon, gelişmiş algoritmaların kombinasyonu ile koruma yapılması önem kazanmıştır [7]. Bu noktada, adaptif koruma kavramı önem kazanmaktadır. Adaptif koruma, şebekedeki değişimlere uyum sağlayabilecek genel bir koruma sistemi felsefesidir. Adaptif koruma yöntemleri, korunacak bölgeye göre değişiklik gösterebilmektedir.

Geçmişten günümüze adaptif koruma metotları, şebeke yapılarının değişmesi ve dağıtık kaynakların artması ile çeşitlilik göstermiştir. Klasik yöntem ile elektrik şebekelerinin korunması, şebekedeki röle ayarlarının değişmesi şebeke operatörleri tarafından manuel bir şekilde yapılmaktaydı. Çoğu dağıtım şebekesi, şebeke empedansı ve yüküne bağlı olarak izin verilen maksimum yük akımı ve akım ayarlarına göre güncellenmekteydi. 1960'lı yıllarda deneme-yanılma tekniği ile en uygun röle ayarları bilgisayarlar kullanılarak elde edilmekteydi [8]. Bu teknik, basit klasik şebekeler için koordinasyon problemini çözebilmek için düşük yakınsama değerleri ve büyük işlemsel çabaya sahip bir tekniktir. Ancak, şebekenin karmaşıklığı ve büyüklüğü arttıkça hesaplamalı süreçler sonunda hesaplanan röle ayarları işlevini yerine getirememektedir. 1980'li yılların sonunda topolojik analizlere dayalı olarak grafiksel ve fonksiyonel eğri uydurma yaklaşımları benimsenmiştir. Eğri uydurma tekniği röle ayarları için basit bir tekniktir. Benzer olarak, kapalı halka şebekelerdeki döngüleri kırma prensibine dayalı graf teorisi, tüm basit şebeke döngülerini tanımlamak ve değerlendirmek için kullanılmaktadır. Hem döngü kesme röle seti seçimine hem de ana ve yedek koruma röle çiftlerine dayalı olarak topolojik analitik bir tekniktir [9]. DÜK'lerin elektrik şebekelerine bağlanmasıyla rölelerin en uygun değerleri vermemesinden ötürü graf teorisi ile yapılandırılan dağıtım şebekesinin güncellenmesi gerekmektedir. Bu nedenle, hesaplamalı akıllı yaklaşımların gelişmesi ile en uygun röle parametreleri bulunması için literatür çalışmaları

çeşitlilik göstermektedir. Dağıtım şebekelerinin büyümesi ve akıllı bir hale gelmesi ile hesaplamalı yaklaşımlar, klasik ve akıllı teknikler olmak üzere ikiye ayrılmaktadır [8]. Hesaplamalı yaklaşımlar kullanılarak, şebeke yapısına en uygun röle ayarlarının bulunması amaçlanmaktadır. Hesaplamalı yaklaşımlar optimizasyon stratejileri olarak ele alınarak dağıtım şebekesi için en uygun koruma stratejisinin kullanılmasını hedeflemektedir. Bu bağlamda, hibrit ve matematiksel optimizasyon teknikleri, klasik koruma metotlarına göre daha güçlü, hızlı yakınsayan güncel yaklaşımlardır. Bu yaklaşımların gelişimi, akıllı şebekeler kavramının gelişmesi ile hız kazanmaktadır. Akıllı şebeke, elektrik altyapısına bilgi altyapısının eklenmesi ile dağıtım şebekesi üzerinde gelişmiş avantajlar sunmaktadır [10]. Akıllı şebekeler, SCADA ve kontrol sistemlerini merkezi bir hale getirmesi ile farklı adaptif koruma felsefelerinin merkezi olarak uygulanmasına olanak sağlamaktadır. Literatürde, güçlü koruma sistemleri için adaptif koruma tekniklerinin uygulanmasına dair farklı metotlar bulunmaktadır. Graf teorisi [11], Parçacık Sürü Optimizasyonu [12], Genetik Algoritması [13][14], Gri Kurt Optimizasyon Algoritması [15], Buharlaşma Hızı Su Döngüsü Algoritması [16], Gradyan tabanlı Optimizasyon Algoritması [17], Ateş Böceği Optimizasyon Algoritması [18], Guguklu Doğrusal Optimizasyon Algoritması [19], Yerçekimi Arama Algoritması [20], Yapay Arı Kolonisi Algoritması [21], Cıvık Mantar Algoritması [22] teknikleri literatürde kullanılan yaygın ve güncel röle koruma koordinasyon teknikleridir. Bu teknikler, belirlenen test şebekeleri üzerinde ana rölelerin koruma bölgelerinde oluşan arızalarda çalışma zamanını minimuma indirmeyi amaçlamaktadır. Bu algoritmalara bağlı röle koordinasyon teknikleri, adaptif korumanın temelini oluşturmaktadır. Bu teknikler, şebekedeki DÜK durum değişimleri veya topoloji değişimlerinde, belirlenen kısıtlamalara bağlı olarak en uygun röle parametreleri hesaplamayı hedeflemektedir.

Adaptif koruma tekniklerinin elektrik dağıtım şebekelerinde uygulanabilirliği röle teknolojilerinin gelişim göstermesiyle mümkün olmuştur. Rölelerin elektromekanik yapıdan mikroişlemci tabanlı teknolojiye gelişmesiyle bütüncül ve geniş alan koruma felsefesi mümkün hale gelmektedir [23]. Mikroişlemci tabanlı röleler, koruma stratejilerini değiştirmesinin yanında koruma yapılarını dağıtık bir hale getirmektedir. Bu nedenle akıllı şebekelerde, merkezi ve merkezi olmayan iki adet koruma yapısı bulunmaktadır [24], [25]. Merkezi koruma, IEC 61850 protokolü ile hızlı ve ethernet tabanlı bir haberleşme sistemi ile standart korumaya sahip olmaktadır. Her bir transformatör merkezinden toplanan veriler, IEC 61850-9-2 protokolü aracılığıyla standartlaştırılmış dijital verileri diğer röleler veya merkezi koruma ünitesi ile

paylaşmaktadır [26]. Ardından IEC 61850-8-1 protokolü ile SCADA sistemine, transformatör merkezlerindeki dijital veriler aktarılmaktadır. Aktarılan veriler, merkezi SCADA/DYS/EYS sistemi ile uzaktan manuel bir şekilde veya adaptif ve otomatik bir şekilde şebekenin koruma sistemlerinin güncellenme avantajını sunmaktadır. Dağıtık koruma ise mikroişlemci tabanlı rölelerin yön temsilcisi, haberleşme temsilcisi, ayar hesaplama temsilcisi, cihaz temsilcisi, şebeke yapılandırma ve haritalama temsilcisi, koordinasyon temsilcisine bağlı çalışma felsefesine sahiptir. Temsilciler sosyal bir yapıya sahip olup, otomatik veya yarı-otomatik bir şekilde çalışmaktadır. Yerel ve küresel bilgiyi kullanarak kritik karar verme yeteneğine sahip yapılardadır. Çevredeki röleler ile haberleşme, uzlaşma ve iş birliği yapma yeteneklerini bünyesinde bulundurmaktadır [27]. Dağıtık koruma yapıları, merkezi bir koruma yapısından bağımsız olarak ölçüm transformatörlerinden gelen akım ve gerilim bilgileri haberleşme temsilcisi tarafından diğer rölelere gönderme felsefesine sahiptir. Temsilci yapılı röleler, karar verme mekanizması ile kendi aralarında koruma koordinasyonu sağlamaktadır.

1.2. Tezin Bölümleri

Bu tez toplamda 6 adet bölümden oluşmaktadır. Giriş bölümünde, adaptif koruma ihtiyacının ortaya çıkması açıklanmaktadır. Bölüm 2, elektrik dağıtım şebekelerinde etkin koruma esasları, aşırı akım röleleri, elektrik dağıtım şebekelerinde koruma yöntemleri ve akıllı dağıtım şebekelerinde adaptif koruma yöntemlerini içermektedir. Bölüm 3, IEEE 14 baralı test sisteminin 7 baralı dağıtım şebekesinin adaptif koruması için kullanılan materyal ve metotlarını açıklamaktadır. Bölüm 4'te, kullanılan adaptif koruma yöntemleri için test şebekesi üzerindeki bulgularını barındırmaktadır. Bölüm 5, test şebekesindeki adaptif koruma yöntemlerine ait bulguları değerlendirmektedir. Etkin koruma esaslarının sağlanmasıyla literatürdeki aynı test şebekesi üzerindeki çalışmalar ile sonuçlar karşılaştırılmaktadır. Bölüm 6'da kullanılan adaptif koruma yöntemlerinin birbiriyle karşılaştırılması ve performans analizini içermektedir. Gelecek çalışmalar için güçlü ve zayıf yönleri pratik olarak açıklanmaktadır. Ayrıca bu tezde, literatürde yaygın olarak bilinen TMS kısaltması ZÇA olarak kısaltılmıştır. Aynı şekilde literatürde I_p olarak bilinen kısaltma, $I_{açma}$ veya I_{aa} olarak alınmıştır. Her iki indiste aynı akımı temsil etmektedir.

2. KAVRAMSAL ÇERÇEVE

2.1. Elektrik Tesislerinde Koruma Esasları

İyi bir güç sistemi, kendisine bağlı olan yüklere kesinti olmaksızın enerji sağlamalıdır. Genellikle güç, yüksek gerilim iletim hatları üzerinden orta gerilim ve alçak gerilim sistemlerine iletilmektedir. Fırtına, yağmur vb. doğa koşulları nedeniyle izolatörlerin hasar görmesi, güç sistemi ekipmanlarının yıpranması vb. durumlarda güç sistemlerinde arıza durumları oluşmaktadır. Bu durumlar, güç sistemlerinde mekanik hasarların yanında elektrik arızalarına da sebep olmaktadır [28].

Koruma röleleri, elektrik devrelerindeki nominal işletme koşullarının dışında gelişen anormal durumdaki arızaları tespit etme yeteneğine sahiptir ve arızalı ekipmanı güç sisteminden izole etmek ile yükümlüdür. Bunun için kontrol ettiği şalt cihazını mümkün olduğunca hızlı ve güvenli bir şekilde kumanda etmelidir.

Şalt cihazının çalışması ile güç sistemindeki arıza mümkün olduğunca hızlı temizlenmeli ve arıza etkileri, güç sistemindeki diğer ekipmanlara zarar vermemelidir. Anahtarlama görevine sahip olan şalt cihazı, sistemin yük akış karakteristiğine bağlı yük akımlarını kesebilmesinin yanında arıza akımlarını da kesebilmelidir. Ayrıca, sistem işletme koşulları dışında anormal durumları algılamalıdır.

Elektrik sistemindeki arızalı bölümün temizlenmesi için arızalı bölgeyi şebekeden ayıran ve açma-kapama görevini gerçekleştiren şalt elemanı kesicilerdir. Kesiciye açma veya kapama sinyali gönderen koruma elemanı ise koruma röleleridir [29]. Bir koruma rölesinin temel görevi arızanın ortaya çıkmasını engellemek değil, arıza meydana geldikten sonra arızalı bölgeyi sistemden ayırmaktır.

2.1.1. Koruma Sistemi Elemanları

Bir koruma sistemi tasarlanırken etkin bir koruma yapısına sahip olması amaçlanmaktadır. Bu nedenle, güç sistemi donanımları etkin bir şekilde kullanılmalıdır. Bir koruma sisteminde bulunan elemanlar aşağıdaki gibidir [30].

- **Kesiciler:** Yüksek ve orta gerilimli güç sistemlerinde sistem yüklü durumda iken bir arıza akımı tespit edilirse, arıza konumunun oluştuğu bölgenin sistemden ayrılması için kullanılan güç sistemi şalt cihazıdır. Ayrıca bu şalt cihazları, yük akımlarını kesmek için de kullanılırlar.

- **Ayırıcılar:** Şase, mesnet izolatörü, sabit kontaklar, hareketli kontaklar, mekanik düzen ve yaylardan oluşan bir şalt elemanıdır. Yüksek ve orta gerilim şebeke ve tesislerinde yüksüz durumda açma ve kapama yapan şalt cihazlarıdır.

- **Sigortalar:** Yüksek gerilim işletme tesislerinde herhangi bir konumda kısa devre arızası meydana geldiğinde, arızalı kısmı sistemden ayırmak amacıyla kullanılır. Sigorta kullanımının dezavantajı, arıza meydana geldiği anda sigorta tipine bağlı olarak sigorta erir ve bağlantıyı keser. Sigorta bir kısa devre arızasında görevini yerine getirdikten sonra yeni bir sigorta ile değiştirilmelidir.

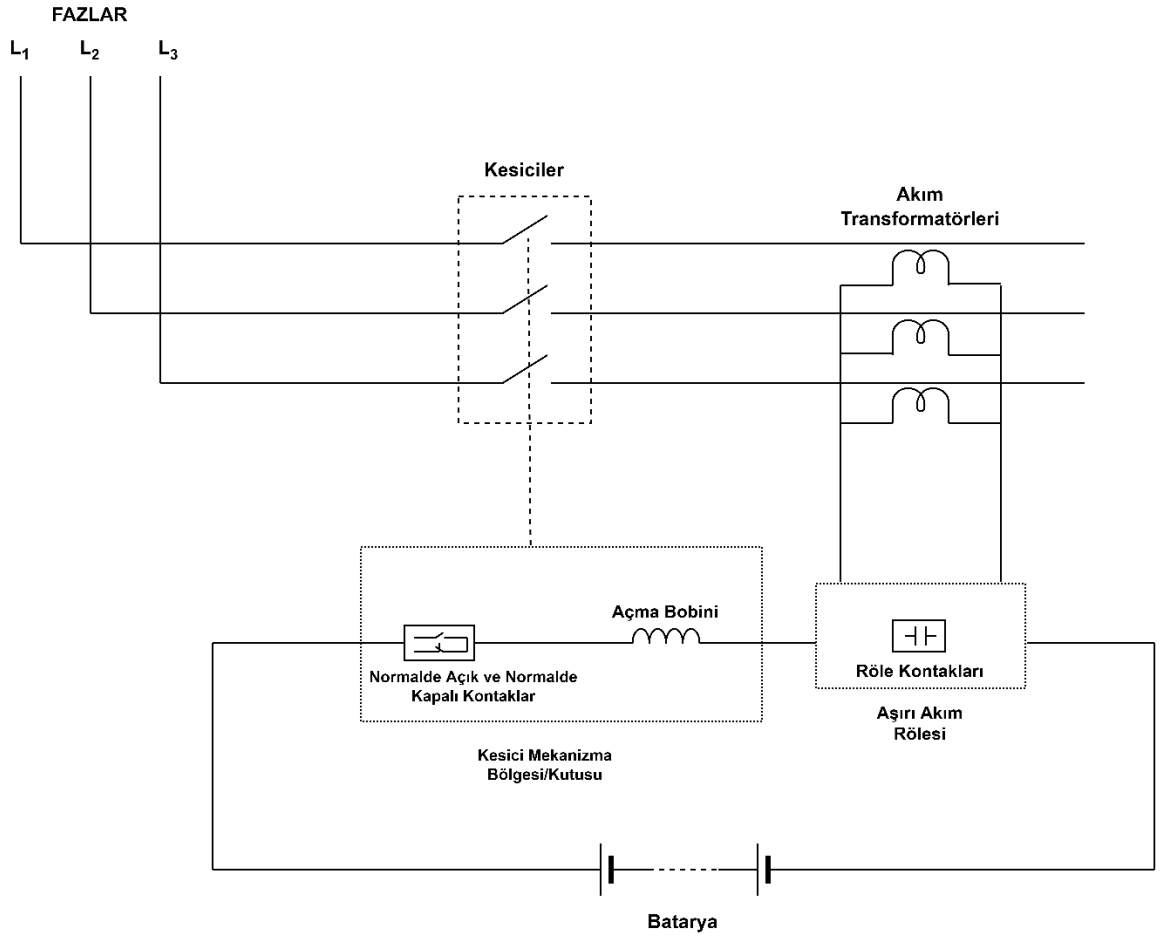
- **Ölçü Transformatörleri:** Yüksek veya orta gerilimli alternatif akım tesislerinde, akım ve gerilim büyüklüklerini primer taraftan sekonder tarafa belirli bir oranda küçültmeye yarayan güç sistemi elemanlarıdır. Kullanım amacı; koruma röleleri, ölçü aletleri ve kontrol cihazlarının düşük çalışma değerlerinden dolayı yüksek gerilimden izole etmek ve nominal çalışma akım ve gerilimlerine uygun bir değer sağlamak içindir. Böylece, şalt sahası personeli için can güvenliği ve güvenli çalışma imkânı oluşturmaktadır.

- **Röleler:** Güç sisteminde nominal işletme koşulları ve hata toleransı dışında bir farklılık tespit edildiğinde yapısına göre röleler şalt cihazına açma kumandası vermek amacıyla kullanılmaktadır.

- **Yardımcı Elemanlar:** Koruma sisteminde direkt bir etkisi olmasa da kesicilerin kumanda edilmesi, alarm devrelerine enerji sağlayan uyarı amaçlı sesli ve ışıklı alarm cihazları, bataryalar koruma sistemi elemanlarıdır.

Şekil 2.1'de örnek bir koruma sistemi elemanları bulunmaktadır. L_1, L_2 ve L_3 fazları için bir akım rölesi koruma bölgesi oluşturmaktadır. Ölçü transformatörü olan akım transformatörleri aracılığı ile rölenin zarar görmeyeceği bir akım değerini dönüştürülür. Rölenin parametrelendirilen akım ayarı değeri aşıldığında röle kontakları açma bobinini

enerjilendirmektedir. Bu durumda kapalı olan kontaklar açılır ve kesiciler de açılarak arızalı bölge sistemden ayrılmaktadır.



Şekil 2.1: Koruma sistemi elemanları [31].

2.1.2. Etkin Koruma Sistemi Gereksinimleri ve Kriterleri

Etkin bir koruma sisteminde, arıza olabildiğince hızlı ve kararlı bir şekilde elektrik şebekesinden temizlenmelidir. Ayrıca, koruma sistemi seçici bir şekilde arızalı bölgeyi ayırmalıdır. Arızalı bölge, sistemden kararlı bir şekilde ayrılması etkin bir koruma sisteminin gerekliliklerindedir. Ayrıca, minimum koruma elemanı ile maksimum koruma sağlanması adına koruma elemanları, yedek koruma işlevine sahip olmalıdır. Ana koruma fonksiyonunun yanında yedek koruma fonksiyonu, etkin bir koruma sisteminin daha ekonomik olmasını sağlamaktadır.

2.1.2.1. Yedek Koruma

Koruma düzeni oluşturulurken güç sistemlerinde ana koruma fonksiyonu dışında yedek koruma özelliği taşıyan koruma yapısı oluşturulmalıdır. Özellikle bu kriter, aşırı akım koruma rölelerinin birincil koruma bölgesinde kısa devre arızası meydana gelmesi halinde ana koruma rölesi açma sinyali üreterek arızayı temizlemeyi hedefler. Arıza konumuna yakın olarak konumlandırılmış röle ve koruma bölgesi aynı arıza bölgesini kapsayan röle bir önceki istasyona konumlandırılarak yedek koruma işlevini gerçekleştirmektedir [32]. Böylece, bir güç sisteminde arıza olması durumunda ana röle açma sinyali üretemez ise yedek röle açma sinyali üretmelidir. Bu durum, sistemin daha güvenilir olmasını hedefler iken; aynı zamanda kaynaktan uzak ve yüke yakın konumda kısa devre arızası meydana geldiğinde birden fazla koruma rölesi, bu arıza konumunu koruma bölgesinde olduğu için koruyabilmektedir. Ana ve yedek koruma röleleri, kendi aralarında kademelendirilerek sırayla açma sinyali üretmeleri gerekmektedir.

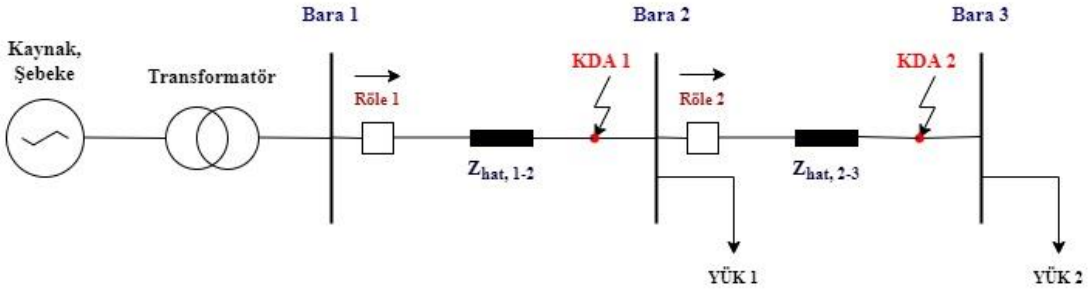
2.1.2.2. Ekonomik Olma

Koruma sistemleri tasarlanırken, kurulum ve bakım maliyetleri minimum seviyede olacak şekilde maksimum koruma yapmaları göz önünde bulundurulmalıdır [33]. Koruma sistemi ekipmanlarının nicelik olarak fazla olması, koruma sistemini karmaşık bir hale getirmesinin yanında ideal ve ekonomik bir çözüm sunmamaktadır. Ekonomik bir koruma sistemi, minimum maliyetli kurulabilecek güvenilir ve maksimum bir koruma düzenine sahip olacak sistemdir. Bir koruma düzeninde yedek koruma ilkesinin yerine getirilmesi, koruma sisteminin ekonomik olmasına katkı sağlamaktadır.

2.1.2.3. Seçicilik

Elektrik şebekelerinde, koruma röleleri ekonomik olma ve yedek koruma ilkelerine göre yapılandırıldığı için birden fazla koruma bölgesine sahip olmaktadırlar. Geleneksel koruma esasına göre röleler, koruma bölgesinde bir kısa devre arızası meydana geldiği taktirde doğru bir sıra ile çalışmalıdır [34]. Şekil 2.2’de modellenen bir radyal şebekede iki adet röle

bulunmaktadır. Röle 1, Hat 1-2 ve Hat 2-3'ü korumaktadır. Röle 2 ise sadece Hat 2-3'ü korumaktadır. Bara 2 ve Bara 3 arasındaki hatta bir KDA 2 kısa devresi meydana gelmesi halinde Röle 1 ve Röle 2 arıza sinyali üretmelidirler. Ancak, kontrol ettiği kesiciye ilk açma sinyalini yollaması gereken Röle 2'dir.



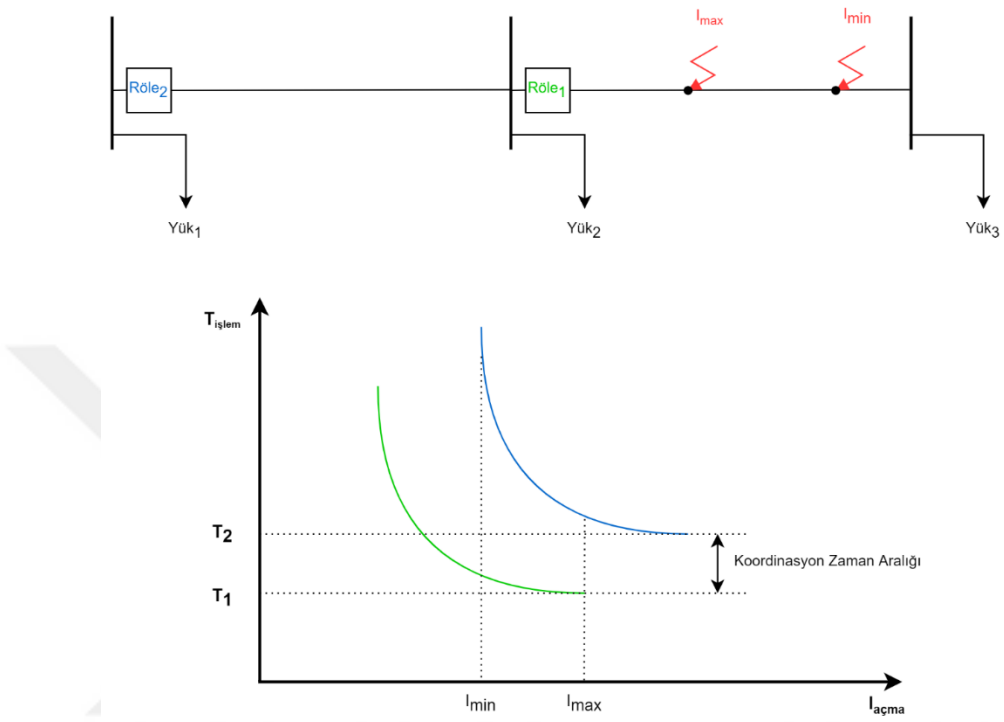
Şekil 2.2: Koruma rölelerinin seçicilik ilkesi için radyal bir şebeke.

Böylece Röle 1, Hat 2-3'te KDA 2 kısa devre arızası meydana geldiğinde daha geç bir açma sinyali üretmesi ile Röle 2'nin yedek koruma işlevine sahip olmaktadır. Eğer Röle 2, açma sinyali üretemez veya kontrol ettiği kesici açma görevini yerine getiremez ise Röle 1 açma sinyali üreterek, kaynaktan beslenen kısa devre akımını temizlemektedir. Ancak, Röle 1'in Röle 2'den daha erken bir açma sinyali üretmesi, Bara 2'ye bağlı olan yükün enerjisiz kalmasına sebebiyet vermektedir. Bu nedenle, bir konumda kısa devre arızası meydana geldiğinde olabildiğince daha az yükün kısa devre arızasından etkilenmesi beklenir. Bu gereklilik, koruma elemanları olan rölelerinin seçicilik esasına göre yapılandırılması ile mümkün olmaktadır.

Seçicilik esasına göre röleler, koruma bölgeleri dışında bir koruma yapamadığı için Bara 1 ve Bara 2 arasında KDA 1 kısa devresi meydana gelir ise sadece Röle 1 açma sinyali üretebilmektedir. Çünkü Röle 2, Hat 2-3 ve Yük 2'yi koruyacak şekilde bir koruma bölgesine sahip olduğu için KDA 1 kısa devre arızasını görmemektedir.

Şekil 2.3'te radyal bir şebeke üzerinde iki adet kısa devre arızasına göre rölelerin çalışmaları grafikte gösterilmiştir. $Röle_1$'den $Yük_3$'e doğru olan iletim hattında I_{min} kısa devre arızası gerçekleşir ise öncelikli olarak $Röle_1$ rölesi ve akabinde $Röle_2$ açma sinyali üretmektedir. I_{max} kısa devre arızası meydana gelirse tekrar aynı sıra ile çalışmalıdırlar. Ancak, burada dikkat edilmesi gereken nokta, maksimum ve minimum kısa devreler esnasında çalışma zamanlarının değişiklik göstermesidir. Kısa devre akım büyüklükleri değişse de aynı konumda meydana

gelecek kısa devre arızasını temizleyecek sinyali üreten rölelerin çalışma sırası aynı kalmalıdır. Böylece seçicilik ilkesi sağlanmış olmaktadır.



Şekil 2.3: Kısa devre akım büyüklüklerine göre röle açma karakteristikleri [35].

2.1.2.4. Hız

Bir koruma sisteminin koruma bölgesi içerisinde olası bir arıza durumunda mümkün olan minimum zaman içerisinde güç sistemi elemanlarına gelebilecek zararı minimuma düşürmek için arızalı elemanı hızlı bir şekilde sistemden ayırmalıdır [36]. Bu kriter, arızanın mümkün olan en hızlı temizleme zamanının yanında arızanın büyümesini engelleyerek oluşabilecek maliyetlerin azalmasına olanak sağlamaktadır.

Koruma rölelerinin çalışma hızları istenen zamana ayarlanabilir. Ancak, yedek koruma yapısı bozulmamalıdır. Ayrıca, güç sistemindeki geçici arızalarda istenmeyen açmalara sebebiyet verecek çalışma hızı ayarlanmamalı ve güç sistemi elemanının nominal çalışma parametrelerine zarar verecek kadar da yavaş bir hızda olmamalıdır.

2.1.2.5. Güvenilir Çalışma

Koruma sisteminin tasarımında dikkat edilmesi gereken bir kriter de güvenilirlik ilkesinin sağlanmasıdır. İstenmeyen işletme koşulları dışındaki durumlar için koruma sisteminin hatasız çalışması istenir. Güvenilirliğin bir güç sistemi için tanımı, bir sistemin çalışma süresi ve çalışma koşulları kapsamında, kendisinden beklenen işlevi en uygun şekilde yerine getirebilme olasılığıdır. Koruma elemanlarının hatasız çalışması, arıza anında kararlı olması ve yanlış açmalara neden olmaması istenmektedir. Bunun için koruma sisteminde tespit edilen doğru kesici açma sayısının toplam arıza oranı nümerik olarak sistemin koruma güvenilirliğini vermektedir. Bahsi geçen oranın bir olması, koruma sisteminin güvenilirliğinin %100 olmasına tekabül etmektedir. Güvenilirliği etki edecek üç farklı alt başlık sıralanmaktadır:

- **Açma Yapmama**

  Rölenin koruma bölgesinde bir arıza olması durumunda, rölenin kesicisini kumanda edememe durumudur. Bu duruma rölenin açma akım değerinin yanlış hesaplanıp yapılandırılması veya rölenin arızalı olması sebebiyet vermektedir. Röle arızalarının dışında, rölenin kesiciyi kumanda etmesi sonucunda da kesici açma yapmayabilir. Bunun sebebi ise röle ve kesici arasındaki bulunan elektriksel ve mekanik elemanların arızalı olması gösterilebilir. Örneğin, açma bobininin çalışmıyor olması kesici kontaklarının açmamasına sebep olmaktadır. Ayrıca, mekanik elemanların işlevini yerine getirememesi rölenin verdiği kumandayı geçersiz kılmaktadır.

- **Arıza Halinde Yanlış Açma**

  Bu durum, rölenin açma akım değerinin yanlış ayarlanması ile ana koruma rölesi yerine başka bir rölenin açma yapmasıyla oluşmaktadır [35]. Arıza durumu esnasında yanlış rölenin açma yapması güvenilirliğin yanında seçicilik kriterine de etki etmektedir. Böylece, arıza yedek koruma rölesi tarafından temizlense bile seçici olmayan bir tepki verilmesi anlamına gelir.

- **Gereksiz Açma**

  Bu durumda iki sebepten dolayı gerçekleşebilir. Birincisi, nominal işletme koşullarında röleler, yük akımını arıza akımı olarak algılaması ile kesiciyi kumanda etmektedir. Diğer

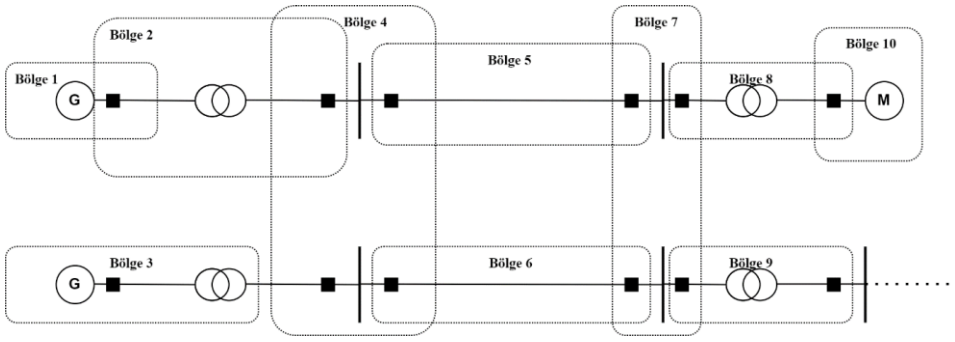
sebep ise sistemde herhangi bir arıza olmamasına rağmen rölenin asenkron motorların kalkış anında çektiği fazla yol alma akımıdır. Bu da rölenin yol alma akımını arıza akımı olarak algılaması ile kesiciyi yanlış kumanda etmesidir.

2.1.2.6. Kararlılık

Bir koruma sisteminde arıza meydana gelmesi durumunda, koruma elemanlarının kendi bölgelerini koruyor olması gerekmektedir. Kendi bölgesi dışında bir arıza meydana geldiğinde kendi bölgesindeki kesici, kararlı bir şekilde açma yapmamalıdır. Eğer, kısa devre arızası rölenin bölgesinde ise hesaplanan değer sonunda kesiciyi kumanda etmelidir. Böylece bu kriter ile seçicilik kriterinin uyum içerisinde olması gerekmektedir. Bu kriter, koruma sistemi içerisinde arıza durumlarının minimum sorun veya sorunsuz ve kararlı bir biçimde temizlenmesini sağlamaktadır [37].

2.1.3. Koruma Bölgeleri

Elektrik şebekelerindeki koruma elemanları; korunacak bölge ve ekipmana göre seçilmektedir.



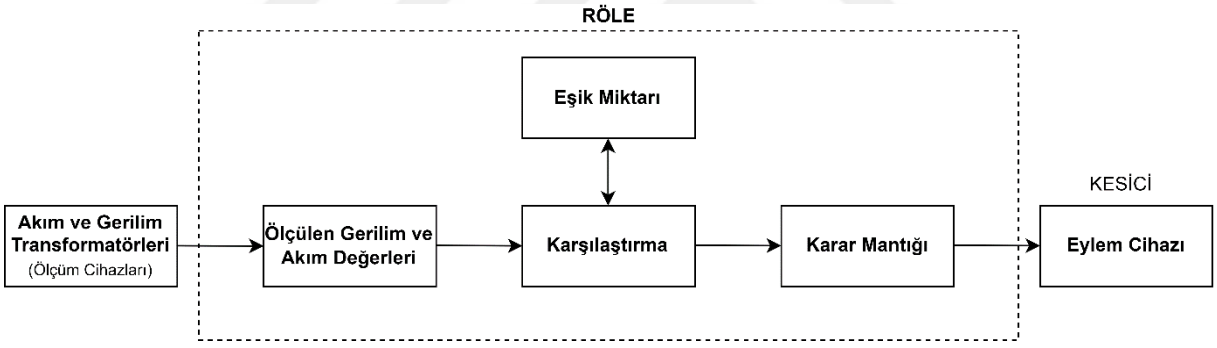
Şekil 2.4: Koruma bölgeleri [30].

Şekil 2.4'te elektrik şebekelerinde koruma bölgelerini gösteren bir şema verilmiştir. Bölge 1, generatör koruması için koruma rölesinin kapsamındadır. Bölge 2, 8 ve 9, transformatör koruması için koruma bölgesini tanımlamaktadır. Bu koruma tipi, yedek koruma için harici

arızalarda güç transformatörlerinin bulunduğu bölgelerde uygulanmaktadır. Bölge 3, generatör ve transformatör koruması için koruma rölesinin çalışma bölgesini göstermektedir. Bölge 4 ve 7, bara koruması için olan koruma bölgesini kapsamaktadır. Bölge 5 ve 6 ise hat koruması için koruma bölgesini kapsamaktadır. Bölge 10 ise motor koruması için olan bölgeyi kapsamaktadır.

2.2. Koruma Röleleri

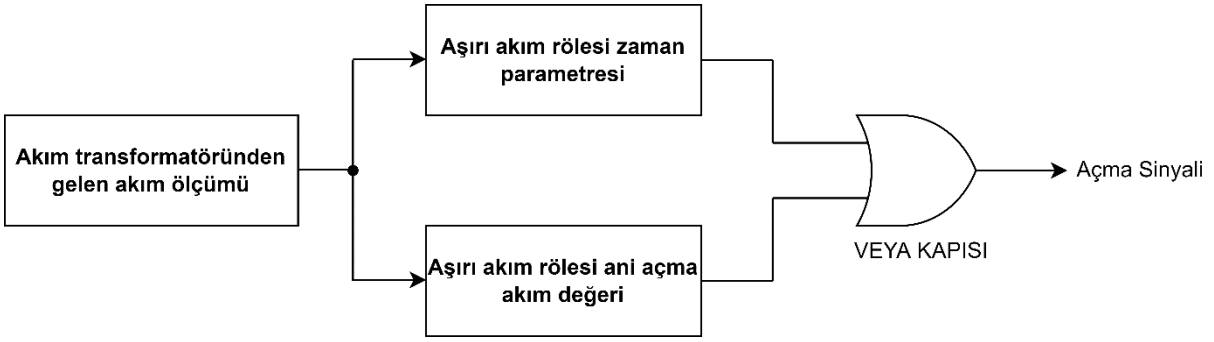
Koruma röleleri, en basit hali ile Şekil 2.5'teki blok diyagramdaki çalışma mantığına sahiptir. Şebeke üzerinde ölçülen değerler, rölede parametrelendirilen kriter ile karşılaştırılarak kesiciyi kumanda etmesine karar verilmektedir.



Şekil 2.5: Röle çalışma prensibi blok diyagramı.

2.2.1.1. Aşırı Akım Röleleri

Güç sistemlerinde çeşitli nedenlerden ötürü meydana gelebilecek kısa devre arızalarına karşı, nominal akım koşullarının üstündeki akımlara karşı aşırı akım röleleri kullanılmaktadır. Türkiye'deki güç sistemlerinde aşırı akım röleleri genel olarak, faz-faz arızalarına karşı ters zamanlı karakteristiği kullanırken, faz-toprak arızalarına karşı sabit zamanlı karakteristiği kullanmak üzere ayarlanmaktadır [38].



Şekil 2.6: Aşırı akım rölesi iç blok diyagramı.

Şekil 2.6'da aşırı akım rölesinin iç blok diyagramı verilmiştir. AAR çalışma prensibinde iki kritere dikkat edilmektedir. Aşırı akım rölesinin ayarlanan zaman değeri ve/veya ani açma akım değerine göre röle çalışma süresini hesaplamaktadır. Aşırı akım rölesinin ayarlanan açma akım değeri aşıldığında, açma sinyali üreterek kesiciyi kumanda eder.

2.2.1.2. Aşırı Akım Röle Karakteristikleri ve Çalışma Prensibi

Aşırı akım röleleri çalışma prensibi olarak ikiye ayrılmaktadır. Bu röle tipi genel olarak dağıtım şebekelerinde kullanılmaktadır [39]. Dağıtım şebekesinin aşırı akım koruma yapısı tasarlanırken iki karakteristikten birisi kullanılmaktadır [40]. Aşırı akım rölelerinin kullanım alanına bağlı olarak, iki karakteristik de şebeke koruması için avantaj ve dezavantajlar sunmaktadır. Bu karakteristikler;

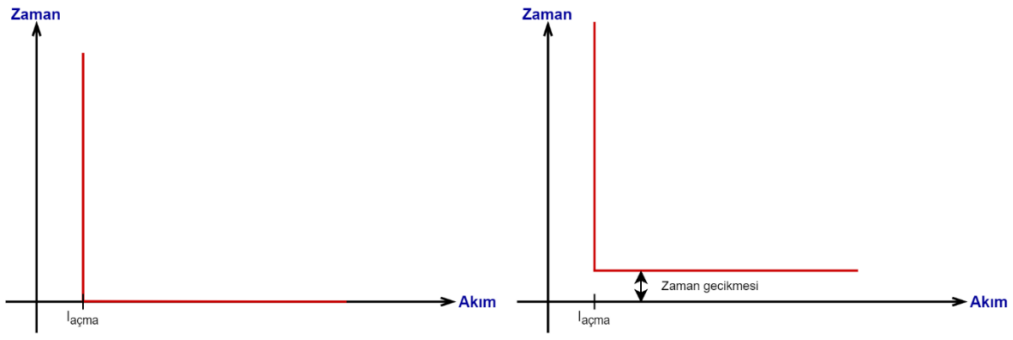
1. Sabit Zamanlı Karakteristik (Bağımsız Karakteristik)
2. Ters Zamanlı Karakteristik (Bağımlı Karakteristik)

2.2.1.3. Sabit Zamanlı Karakteristik

Sabit zamanlı karakteristiğin bir diğer adı bağımsız karakteristiktir. Bu karakteristiğe göre rölenin çalışması için iki parametre kontrol edilmektedir. Rölenin önceden belirlenen açma

akım değeri ve bekleme zamanıdır. Sabit zamanlı aşırı akım röleleri, önceden belirlenmiş olan açma akımı değeri aşıldığında belirli bir bekleme zamanından sonra kesiciyi kumanda etmektedir. Kaynak ve röle arasındaki Z_K empedansının korunacak bölümün empedansı Z_H ile karşılaştırıldığında küçük olduğu uygulamalarda kullanılırlar. Ayrıca, kısa süreli asimetrik akımlara karşı bir kontrol işlevi görmek için kullanılırlar. Burada Z_K, koruma rölesinin bağlandığı noktadaki sistem empedansı iken Z_H, koruma rölesinin koruduğu hattın empedansıdır. Kullanım alanları genelde aşağıdaki gibi uygulamalar için sıralanabilir.

- 0,1 saniyeden daha kısa çalışma süresine sahip hızlı röle uygulamaları için kullanılırlar.
- Transformatör ani akımlarının mesafe koruması için kullanılır.
- Diferansiyel ve mesafe röleleri için yedek koruma olması amacıyla kullanılır.
- Kaynak ve röle arasındaki empedans, korunacak sistemin empedansına göre daha az olduğunda kullanılırlar. Bu da $\frac{Z_K}{Z_H}$ oranının seçilecek olan karakteristiğe direkt etkisi olduğunu göstermektedir.



(a) (b)

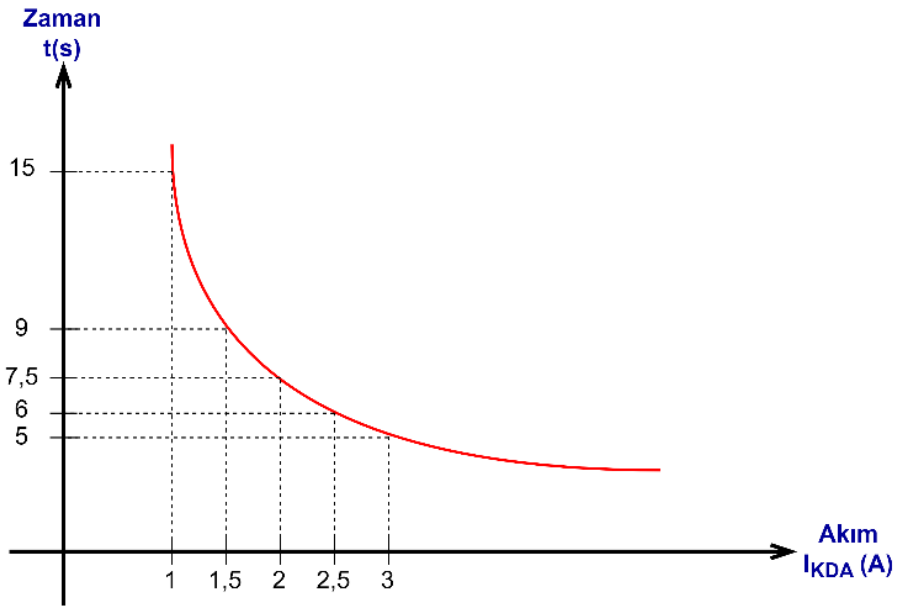
Şekil 2.7: (a) Ani aşırı akım sabit zamanlı karakteristik grafiği (b) Gecikmeli aşırı akım sabit zamanlı karakteristik grafiği.

Şekil 2.7 (a)'da ani aşırı akım sabit zamanlı karakteristiğine sahip bir aşırı akım rölesinin karakteristiği verilmiştir. Bu tür röleler, rölenin açma akım değeri aşıldığında bir zaman gecikmesi olmadan hemen açma komutu üretmesine sağlamaktadır ve kesiciyi koruduğu

bölgeden ayırmaktadır. Şekil 2.7 (b)'de ise açma akım değeri aşıldığında belirlenen zaman kadar bekledikten sonra röle açma komutunu kesiciye iletir. Ani aşırı akım rölesinin ANSI standart kodu 50, sabit zamanlı aşırı akım rölesinin ANSI kodu 51'dir [41]. Bölüm 2.3'te ANSI koduna bağlı seçicilik standartları kullanılmaktadır.

2.2.1.4. Ters Zamanlı Karakteristik

Ters zamanlı karakteristik, endüksiyon tipi dönen bir cihazın doğal bir karakteristiğidir. Giriş akımının daha fazla olduğu döner makinalardaki dönüş hızı doğal olarak daha fazladır. Bu başka bir deyiş ile koruma cihazı olan rölenin çalışma süresinin giriş akımıyla ters orantılı olması demektir. Aşırı akım koruması için elektromekanik indüksiyon rölesinin bu özelliği uygun hale gelmektedir. Arıza akımı büyüklüğü arttıkça, koruma rölesinin çalışma zamanı düşmektedir. Bu durum da arızanın büyüklüğüne göre arıza temizlenme zamanının kısalması anlamına gelmektedir.



Şekil 2.8: Ters zaman karakteristik grafiği.

Şekil 2.8'de arıza akımının büyümesi ile röle çalışma zamanın küçülmesi arasındaki ters orantı gösterilmiştir. Zamanın ters karakteristiği, elektromekanik endüksiyon disk rölesine özgü olsa da mikroişlemci tabanlı akıllı rölelerde rölenin programlanması ile elde edilmektedir.

Tablo 2.1'de IEC'in belirlemiş olduğu ters zamanlı karakteristik eşitlikleri verilmiştir. Bu tez çalışmasında, TMS'nin karşılığı ZÇA, I_{SC}'nin karşılığı I_{KDA} ve I_p'nin karşılığı olarak I_{aa} veya $I_{açma}$ olarak çevrilmiştir.

Tablo 2.1: Ters zaman eğri karakteristik denklemleri [42].

Standart Tipi	**Eğri Karakteristiği**	**İşlem Zamanı**
IEC	Standart Ters	$t_{işlem} = ZÇA \times \frac{0,14}{\left[\left(\frac{I_{KDA}}{I_{aa}}\right)^{0,02} - 1\right]}$
	Çok Ters	$t_{işlem} = ZÇA \times \frac{13,5}{\left[\left(\frac{I_{KDA}}{I_{aa}}\right)^{1} - 1\right]}$
	Aşırı Ters	$t_{işlem} = ZÇA \times \frac{80}{\left[\left(\frac{I_{KDA}}{I_{aa}}\right)^{2} - 1\right]}$
	Uzun Zaman Standart Ters	$t_{işlem} = ZÇA \times \frac{120}{\left[\left(\frac{I_{KDA}}{I_{aa}}\right)^{1} - 1\right]}$

2.3. Aşırı Akım Koruma Sistemlerinde Seçiciliğin Sağlanması

Bu bölümde, aşırı AAR ile koruma sistemi tasarlanan bölümlerde dikkat edilen hususlar alt bölümler olarak sıralanmıştır. AAR ile koruma sistemi tasarlanırken seçicilik önemli bir husus olarak değerlendirilmektedir. Aşırı akım korumasında seçicilik için dikkat edilmesi gerekenler etkin bir koruma sisteminde bulunan kriterlerin özetlenmesi ile ifade edilir:

1. Her bir güç sistemi ekipmanı, olası maksimum kısa devre arızalarından kaynaklı oluşabilecek zararlara karşı belirli bir süre dayanmalıdır. Aşırı akım rölelerinin koruma parametreleri, güç sistemi elemanlarının mekaniksel ve elektriksel olarak en az zarar görecek şekilde hesaplanmalıdır.

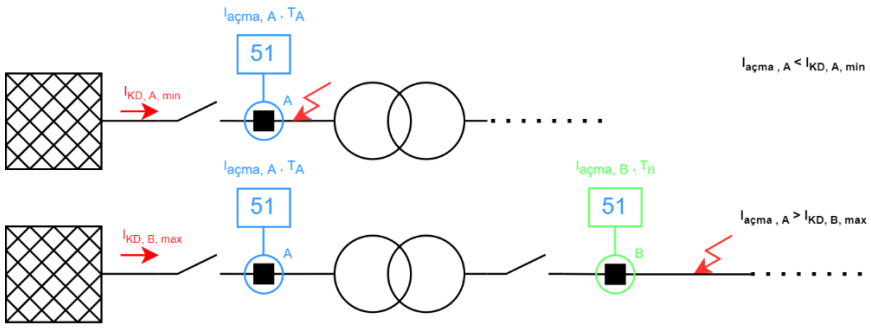
2. Her bir aşırı akım rölesi, koruduğu bölgedeki güç sistemi elemanlarının nominal işletme koşullarındaki akım ve gerilim değerlerinde çalışmasına izin vermelidir.

3. Her bir aşırı akım rölesi, koruma bölgesinde oluşabilecek olası kısa devre arızaları için seçicilik kriterine göre koordine olmalıdır. Kısa devre konumuna en yakın aşırı akım rölesi, en hızlı çalışmalıdır ve konuma en yakın ikinci aşırı akım rölesi yedek koruma sağlamalıdır. Böylece, olası kısa devre arızası durumunda diğer konumdaki yükler, arızadan minimum derecede etkilenmeli veya hiç etkilenmemelidir.

4. Her bir aşırı akım rölesi, kendi koruma bölgesinde oluşacak kısa devre arızasına tepki vermeli ve şebekedeki senkron yüklerin devreye alınması ile ilk kalkış anında yüksek akım çekilmesiyle hatalı açma sinyali üretmemelidir.

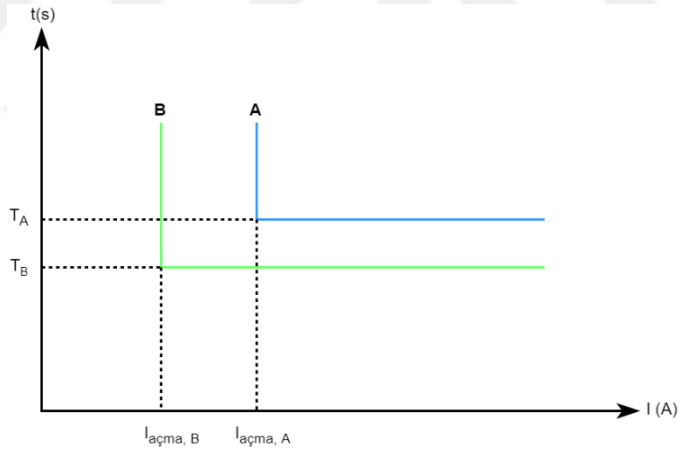
2.3.1. Akıma Bağlı Seçicilik

Akım bağlı seçicilik koşulu, güç sistemindeki kaynaktan uzak bir arıza konumunda arıza akımının büyüklüğünü transformatör veya enerji iletim hattı gibi empedansı düşürecek senaryolarda uygulanmaktadır.



Şekil 2.9: Akıma bağlı seçicilik [43].

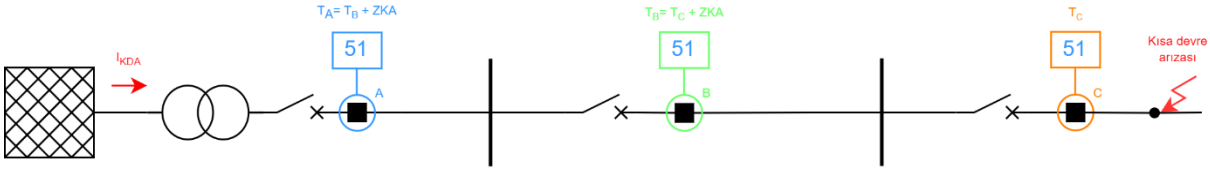
Akıma bağlı seçicilik için sabit zamanlı karakteristik kullanılmaktadır. Aşırı akım koruma rölesi açma akımının ayarlandığı değerde ve gecikme zamanı ile çalışmaktadır. Kaynak ve transformatör arasındaki iletim hatlarında kullanımı yaygın ve ekonomiktir. Ancak, bu rölelerin koruma bölgesi, bu hatlar ile sınırlı olduğu için yedek koruma görevini gerçekleştirememektedir. Dolayısıyla, kullanım alanları sınırlı olduğu için bu kapsamda ekonomik ve karmaşık olmayan bir koruma yapısına sahiptir. Şekil 2.9'da harici şebeke ile transformatör arasında oluşacak bir kısa devre arızasında A aşırı akım rölesi, $I_{KD,\,A,\,min}$ akımını $I_{açma,A}$ akımından büyük olduğu için görmektedir ve açma sinyali üretmektedir. Ancak, transformatörden hatta veya yüke doğru olan $I_{KD,\,B,\,max}$ kısa devre arızası durumunda, $I_{açma,\,A}$ akımı kısa devre arızasından daha büyük olduğu için A rölesi açma sinyali üretmemektedir. Olası bu kısa devre arızası durumunda B rölesi açma sinyali üreterek arızanın temizlenmesini hedeflemektedir. Şekil 2.10'da A ve B aşırı akım rölelerinin koruma bölgeleri ve açma akım değerlerinin aşılması durumunda rölenin çalışma eğrileri verilmiştir.



Şekil 2.10: Akıma bağlı seçicilik için A ve B rölelerinin eğrileri.

2.3.2. Zamana Bağlı Seçicilik

Zamana bağlı seçiciliğin akıma bağlı seçicilikten en büyük farkı, koruma röleleri birbirini yedekleyecek şekilde çalışma prensibine sahiptir. Şekil 2.11'de zamana bağlı seçicilik için C, B ve A yönsüz aşırı akım röleleri gösterilmiştir.



Şekil 2.11: Zamana bağlı seçicilik [43].

Şekil 2.11'de C rölesinin koruma bölgesinde olan bir noktada kısa devre arızası meydana geldiğinde öncelikli olarak C ünitesi kısa devre arızasını temizlemek üzere aktif hale geçecektir. Yedek koruma sağlanması amacı ile bu noktada oluşan kısa devre arızasını B ve A üniteleri de görmektedir. Arızaya en yakın olan C ünitesi açma sinyali üretemez ise uygun hesaplamalar ile B ve A üniteleri parametrelendirilerek arızanın temizlenmesi amaçlanmaktadır. C ünitesine yedek koruma, öncelik sırası olarak sırasıyla B ve A ünitelerinde gerçekleşmelidir. B ünitesinin kısa devre arızasını görmesi ile çalışma süresi arasında C ünitesi arasında doğrudan bir ilişki vardır. Ters zamanlı akım veya sabit zamanlı karakteristiğe bağlı olarak bir gecikme zamanı olmalıdır. Bu zaman, Zaman Koordinasyon Aralığı olarak nitelendirilerek C ünitesinin çalışma zamanı olan T_C'nin üstüne eklenerek B ünitesinin açma akım ayarı ve açma süresi belirlenir. Bu gecikme zamanı aşağıdaki denkleme bağlı olarak değişmektedir [43]. ΔT değeri, elektromekanik rölelerde 0,3-0,4 saniye arasında değişirken mikroişlemci tabanlı rölelerde 0,1-0,2 saniye arasında seçilebilmektedir [44].

$$\Delta T = t_a + t_r + 2dT + m \tag{2.1}$$

Burada,

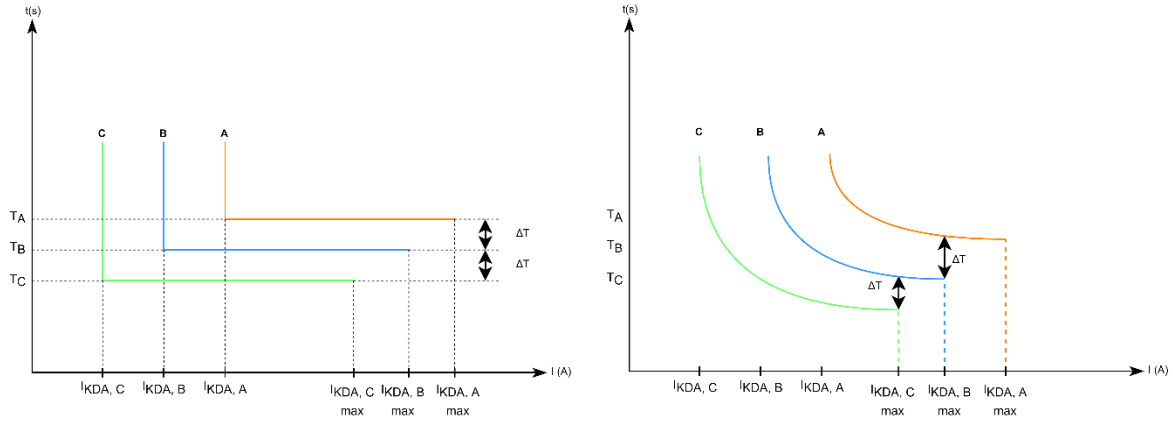
t_a= Alt kesiciye ait tepki zamanı ve toplam kesme zamanı

dT= Gecikme toleransı

t_r= Bir üst kesicinin harekete geçme zamanı

m= Emniyet payı

olarak ifade edilmektedir.



(a) (b)

Şekil 2.12: Koruma rölelerinin (a) sabit zamanlı karakteristik eğrileri (b) ters zamanlı karakteristik eğrileri.

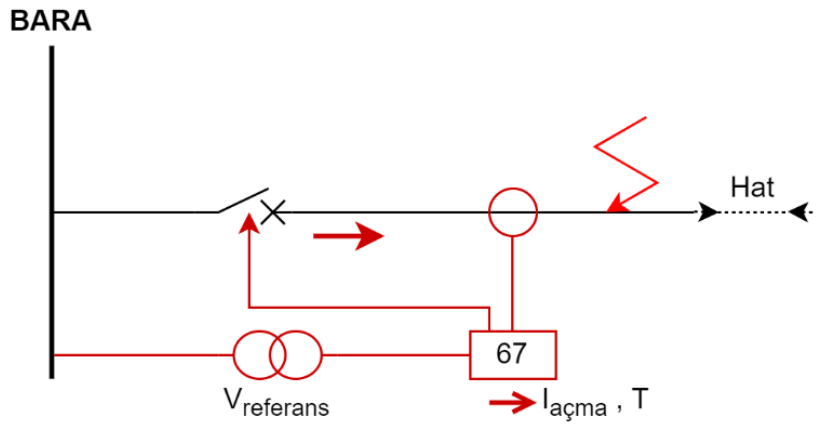
Şekil 2.12'de Şekil 2.11'deki C, B ve A aşırı akım rölelerinin sabit zamanlı ve ters zamanlı karakteristik eğrileri gösterilmiştir. Aşırı akım röleleri, kısa devre akımının rölenin açma akımı eşik değerini aştığında zaman mekanizmasını harekete geçirir ve çalışma zamanını hesaplamaktadır. Şekil 2.12 (a)'da sabit zamanlı Şekil 2.12 (b)'de ters zamanlı karakteristik gösterilmiştir.

1. **Sabit zamanlı aşırı akım röleleri:** Şekil 2.12 (a)'daki sistemde $I_{açma,\ A} > I_{açma,\ B} > I_{açma,\ C}$ olarak röle açma akımları ve $T_A > T_B > T_C$ olarak çalışma zamanları sıralanmaktadır. Bu rölelerde seçicilik, açma akım değerine bağlı olarak sabit bir zamanda açmaktadır.

2. **Ters zamanlı aşırı akım röleleri:** Bu aşırı akım röleleri, rölelerin $I_{açma}$ akım değerleri aşıldığında kısa devre arızasının büyüklüğü arttıkça daha hızlı açma sinyali üretecek şekilde ayarlanır.

2.3.3. Yönlü Seçicilik

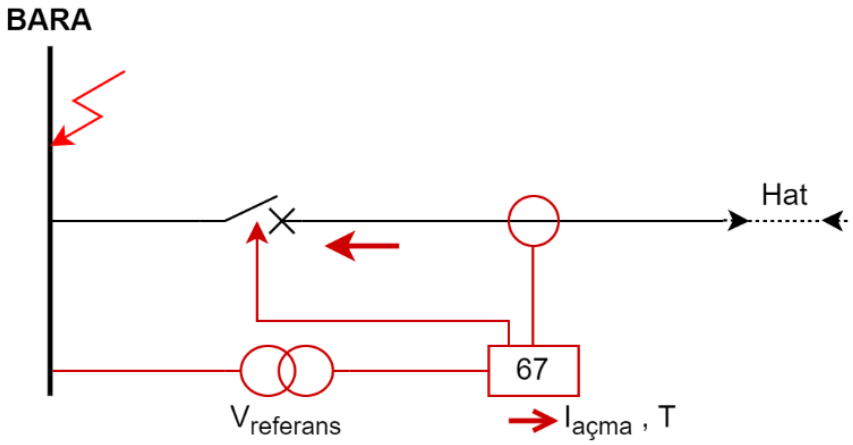
Bu seçicilik tipi, güç sistemindeki yüklerin birden fazla kaynak ile çift taraflı beslendiği koruma yapısı için gereklidir. Bu tip koruma üniteleri, arıza akımının yönüne duyarlı olarak ünite koruması yapmaktadır.



Şekil 2.13: Koruma ünitesi aktifken yönlü seçicilik.

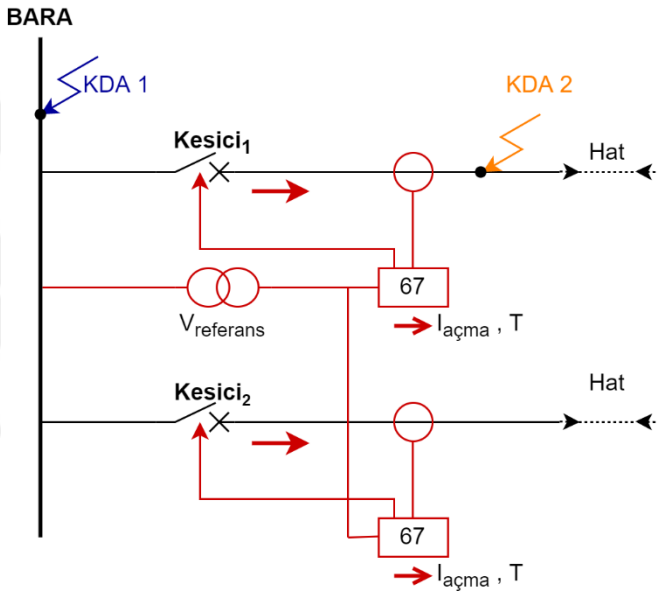
Şekil 2.13'te bir kısa devre arızası meydana gelmesi halinde kısa devre arıza akımı ile yönlü aşırı akım rölesinin yönü aynı olduğu için röle arızayı görmektedir. Bunun sebebi ise, yönlü aşırı akım rölesinin baradan hatta doğru olan yön koruma ünitesinin aktif olduğu durumdur. Koruma rölesinin yönünü tayin eden $V_{referans}$ gerilimi atanan gerilim transformatörüdür. Yönlü aşırı akım rölelerinin ANSI kodu ile gösterimi 67'dir [45].

Şekil 2.14'te bara üzerinde bir kısa devre arızası meydana gelirse, yönlü aşırı akım rölesi arızayı görmemektedir. Bundan dolayı, aşırı akım rölesine bağlı olan koruma ünitesi aktif değildir. Böylece, hattan baraya doğru yönü olan kısa devre arızalarında seçicilik kriteri sağlanmamaktadır.



Şekil 2.14: Koruma ünitesi aktif değilken yönlü seçicilik.

Şekil 2.15'te yönlü seçicilik için Kesici$_1$ ve Kesici$_2$ isimli kesiciler, iki adet koruma yönü tarafından kontrol edilmektedir. Şekil 2.15'e göre KDA 2 arızası oluştuğu senaryoda, Kesici$_1$'in açma yapması ve Kesici$_2$'nin tepki vermemesi gerekmektedir. Bunun sebebi ise, bu hattaki Kesici$_1$'i kontrol eden yönlü aşırı akım rölesinin bu arıza akımı ile aynı yönde olmasıdır. Ancak, KDA 1 meydana geldiğinde hem Kesici$_1$ hem de Kesici$_2$'yi kontrol eden yönlü aşırı akım röleleri, kısa devre arıza akımını görmemektedir. Bunun sebebi ise kısa devre arızasının yönü ile gerilim transformatörünün polaritesi farklıdır.



Şekil 2.15: Yönlü seçicilik için koruma rölelerinin çalışması.

2.3.3.1. Yönlü Aşırı Akım Röleleri

Yönlü aşırı akım röleleri, sadece bir yöndeki kısa devre akımları için kesiciye açma sinyali gönderecek şekilde tasarlanmışlardır. Şekil 2.16'da A fazına bağlanmış yönlü aşırı akım rölesi ileri yönde, 1 numaralı baradan 2 numaralı baraya akan kısa devre akımları için çalışmaktadır. Geri yönlü aşırı akım rölesi ise 1 numaralı bara ve önceki baralar arasında bir koruma bölgesinde çalışmaktadır.

Yönlü aşırı akım rölesinin iki adet giriş parametresi vardır; Referans gerilimi V= V∠0° ve referans akımı I= I∠Ø'dir. Yönlü aşırı akım rölesinin çalışma bölgesi aşağıdaki eşitlik ile ifade edilir. Denklem 2.2'de yönlü aşırı akım rölelerinin çalışma bölgelerini tanımlayan eşitlik verilmiştir. Denklem 2.2'de $\emptyset$, rölenin karakteristik açısıdır. $\emptyset_1$ ise açma ve bloklama bölgesi arasındaki açıyı tanımlamaktadır. Şekil 2.17'de yönlü aşırı akım rölelerinin çalışma bölgesi gösterilmektedir.

$$-180° < (\emptyset - \emptyset_1) < 0° , \qquad (Çalışma\ Bölgesi)$$

(2.2)

$$Diğer\ Durumlar , \qquad (Bloklama\ Bölgesi)$$

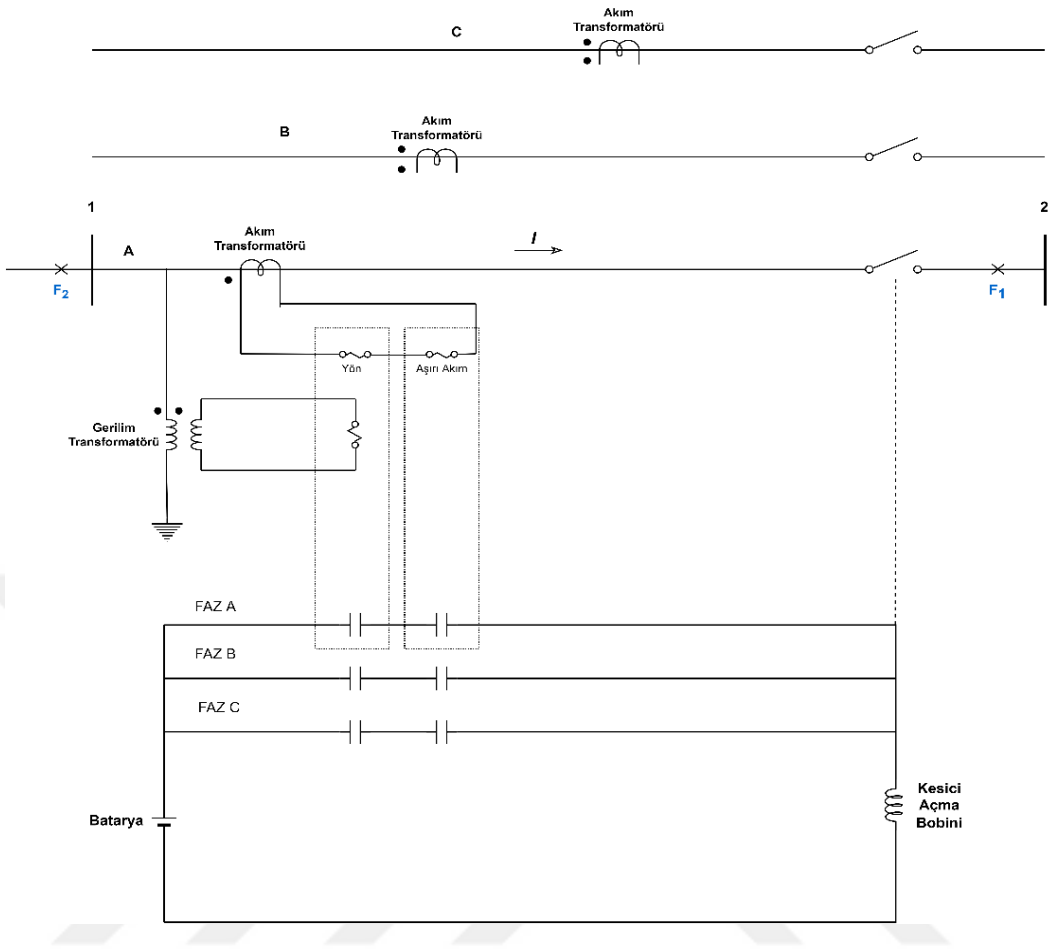
Şekil 2.16'da yönlü bir aşırı akım rölesinin blok diyagramı gösterilmektedir. Ölçümlerin yapıldığı referans hat A fazı olarak belirlenmiştir. Her bir fazın röle kontaklarını harici bir batarya beslemektedir. Akım transformatörleri, A fazının 1 ve 2 numaralı bara arasındaki akım büyüklüğünü ölçmektedir. Ayarlanan açma akımı değeri aşıldığında ve polarite yönlü aşırı akım rölesinin yönü ile aynı ise rölenin A fazı kontakları enerjilendirilir ve kesici açma bobine akım akışı gerçekleşir. Akabinde kesici açma işlevini gerçekleştirerek, arızalı bölgeyi sistemden ayırmaktadır. Şekil 2.17'deki yönlü aşırı akım rölesini tanımlayan kavramlar şunlardır:

Röle Karakteristik Açısı: Yönlü rölenin maksimum hassasiyetle çalışması için referans veya polarizasyon geriliminin ayarlandığı faz açısı olarak nitelendirilir. Ayrıca, rölenin çalışma yönü tayin edildiği için yön açısı olarak da adlandırılır.

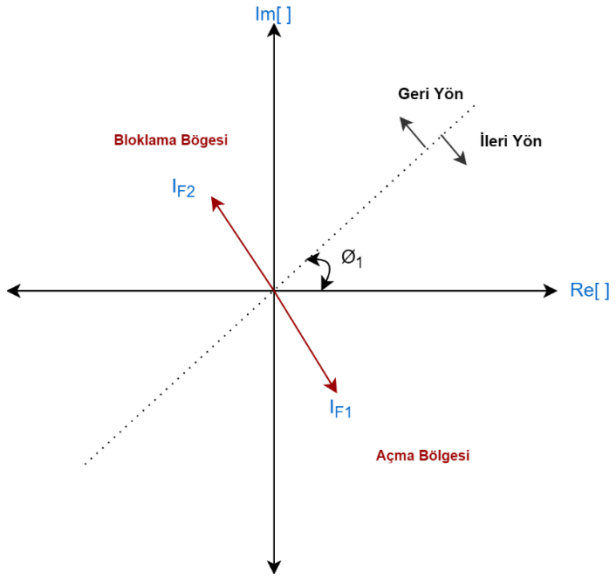
Maksimum Tork Açısı: Arıza akımının faz gerilimi ile arasındaki açıdır. Bu açı, beklenen arıza akımı açısıdır.

Sıfır Tork Çizgisi: Rölenin çalışma ve çalışmama bölgelerini düzlemsel olarak ayıran çizgidir.

Geri Yön Bölgesi: İleri yön çalışma bölgesinin, sıfır tork çizgisi referans alınarak ters görüntüsüdür.



Şekil 2.16: Yönlü aşırı akım rölesi çalışma prensibi blok diyagramı [46].



Şekil 2.17: İleri yönlü aşırı akım rölesi çalışma bölgesi.

2.4. Koruma Sistemleri için Akım ve Gerilim Transformatörleri

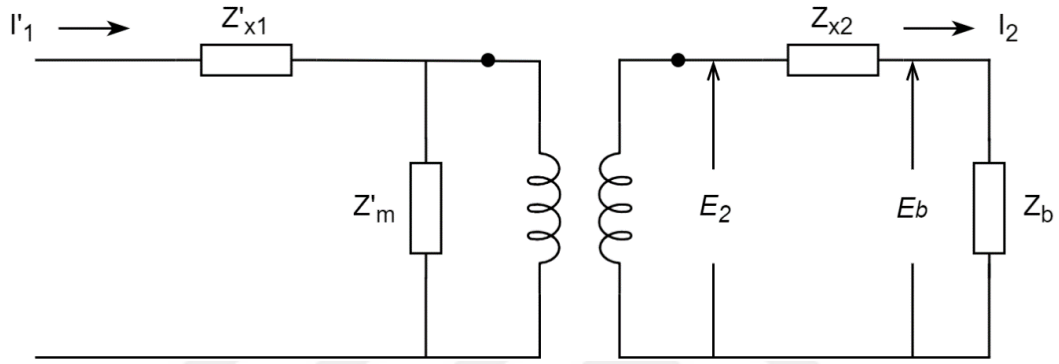
Akım ve gerilim transformatörlerinin görevi, güç sistemini akım ve gerilimlerini daha düşük büyüklüklere çevirmektir. Akım ve gerilim transformatörlerine bağlı röleler ile güç sistemi arasında yalıtım sağlama amacını benimsemektedir. Akım ve gerilim transformatörleri, bir transformatör olduğu için birincil sargıdaki büyüklüğü ikincil sargıda düşürerek derecelendirmektedir. Farklı akım ve gerilim transformatör üreticilerinin röleler üzerinde bir dereceye kadar değişim sağlaması amacıyla standart hale getirilmiştir. Akım transformatörlerinin yaygın kullanımlarında ikincil sargıda 5A veya 1A olarak dönüştürülürken, gerilim transformatörlerinin yaygın kullanımlarında faz-faz gerilimleri 120 V veya 100V olarak dönüştürülmektedir. AT ve GT'ler güç sisteminin normal olmayan durumlarına karşı yüksek değerleri tolere edebilmelidir. Güç sisteminde olası bir arıza akımı olmasına karşın AT, birkaç saniye boyunca maruz kaldığı akıma dayanabilmelidir. GT ise güç sisteminde normal olmayan gerilim yükselmelerine karşı birkaç saniye boyunca dayanabilecek şekilde tasarlanmalıdır.

AT ve GT'nin temel amacı bağlı oldukları röleye akım ve gerilim bilgisi sinyallerini sağlamaktır. AT ve GT, röleye sekonder tarafından bağlı oldukları için birincil sargıdaki büyüklükler düşürülmüş olacaktır. Bu sebeple röle, AT ve GT'nin sahip olduğu dönüşüm oranına bağlı olarak korumasını yaptığı güç sistemi ekipmanı üzerindeki akım ve gerilim büyüklüğünü algılamaktadır. Ancak, tasarım parametrelerine bağlı olarak normal olmayan işletme koşullarındaki akım ve gerilim büyüklüklerinin hata değerlerinin farkında olunmalıdır ve dönüşüm yapılır iken hata payı da göz önünde bulundurulmalıdır.

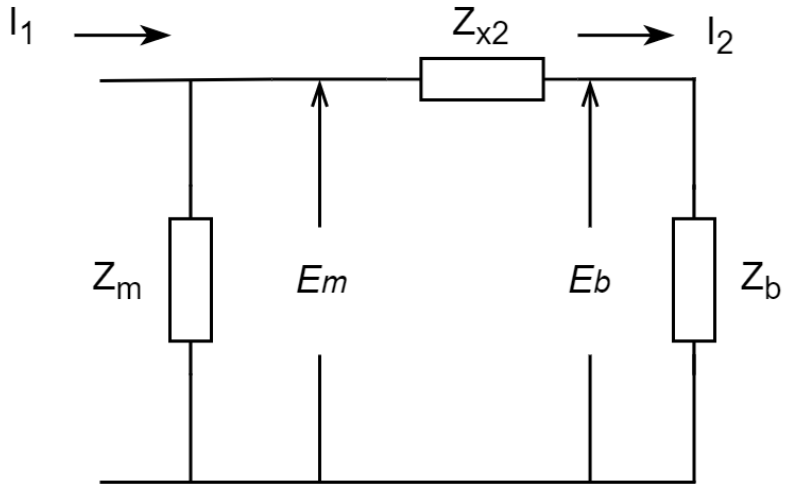
2.4.1. Akım Transformatörleri

Akım transformatörleri, güç sistem koruması için sensör görevini üstlenmektedir. Ancak, bir transformatör olması nedeniyle yüksek verimlilikte çalışması gerekmektedir. Birincil tarafındaki akım büyüklüğünü ikincil tarafta düşürerek girdi miktarının küçük bir kopyasını oluşturmaktadır. Birincil taraftaki anlık değişiklikler sırasında ölçüm işlemi yapan AT'lerin performansı önemlidir. AT performansı üzerinde oluşan geçici etkiler ihmal edilebilir. Fakat, hassas ölçümlerde kalıcı değişiklikler önem arz etmektedir. AT'ler birincil ve ikincil tarafları

manyetik olarak bağlı transformatörlerdir ve bu nedenle performansları, transformatörlerde yaygın olarak kullanılan eşdeğer devre analizi ile bulunabilmektedir. Röle için kullanılan AT'ler, istenmeyen arıza koşullarında tolere edilebilecek hatalara sahip olacak şekilde tasarlanmıştır. Tüm AT performansı aynı eşdeğer devre ile hesaplanabilir. Eşdeğer devre parametrelerinin farklı değerleri, çeşitli AT'ler arasındaki performans farkından sorumludur [47].



Şekil 2.18: Bir akım transformatörünün eşdeğer devresi [47].



Şekil 2.19: Akım transformatörünün ikincil tarafa indirgenmesi ile oluşan eşdeğer devre [47].

Şekil 2.18'de bir transformatörün birincil ve ikincil sargıları ile eşdeğer devresi verilmiştir. AT'nin birincil sargısı güç şebekesine bağlı olduğu için birincil sargı akımı I'_1 şebeke tarafından

belirlenmektedir. Şekil 2.18'deki Z'_{x1} olarak ifade edilen birincil sargı kaçak empedansı, transformatörün çalışma performansı üzerinde etkili değildir ve performans analizinde ihmâl edilmektedir. Şekil 2.18'de bulunan devre, sekonder tarafa 1:n oranında indirgenmektedir. Bu oran birincil sargı sayısının ikincil sargı sayısına oranı olarak nitelendirilmektedir. Eşdeğer devre, Şekil 2.19'da verilmiştir [48].

Yük empedansı Z_b, transformatörün sekonder tarafına bağlanan yük empedansı olarak nitelendirilir. Yük empedansı, toplam yük empedansının önemli bir kısmını oluşturmaktadır. Birincil sargının akımı, sekonder tarafa indirgenirken eşdeğer akım Denklem (2.3)'te ve birincil manyetik empedansın eşdeğer devredeki empedansı Denklem (2.4)'te verilmiştir [47].

$$I_1 = \frac{I_1'}{n}\ (A) \tag{2.3}$$

$$Z_m = n^2 Z_m'\ (\Omega) \tag{2.4}$$

Şekil 2.19'da manyetik empedans Z_b üzerinde oluşan E_m gerilimi Denklem (2.5)'te verilmiştir.

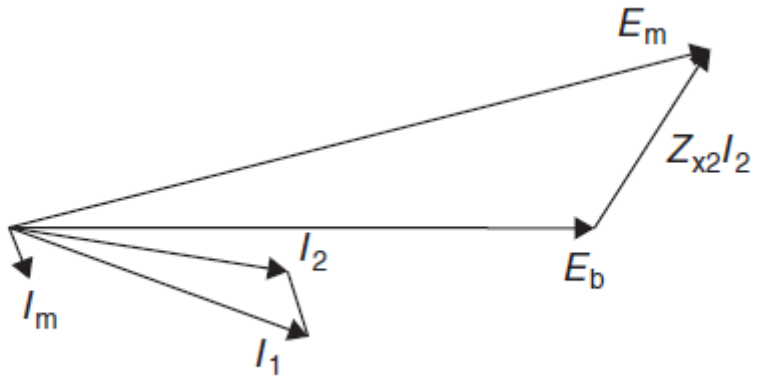
$$E_m = E_b + Z_{x2} I_2\ \ (V) \tag{2.5}$$

Manyetik empedansın üzerinde oluşan manyetizma akımının formülü Denklem (2.6)'da verilmiştir.

$$I_m = \frac{E_m}{Z_m}\ \ (A) \tag{2.6}$$

Akım transformatörlerinin performansını analiz etmek için transformatör eşdeğer devresi çizildikten sonra fazör diyagramı çizilir. Şekil 2.20'de fazör diyagramının çizimi ile Denklem

(2.7) ve (2.8) eşitliklerinin çıkarılması ile akım transformatörlerinin performans analizini yapmak mümkün olmaktadır.



Şekil 2.20: Akım transformatörü fazör diyagramı.

$$I_1 = I_2 + I_m \ (A) \tag{2.7}$$

$$\varepsilon = \frac{I_1 - I_2}{I_1} = \frac{I_m}{I_1} \tag{2.8}$$

Denklem (2.8)'de $\boldsymbol{\varepsilon}$ hata oranı, $\boldsymbol{I_1}$ birincil sargı akımının ikincil taraftaki akımı, $\boldsymbol{I_2}$ ikincil taraf akımı, $\boldsymbol{I_m}$ eşdeğer devre manyetik akımını temsil etmektedir. Görülmektedir ki Denklem (2.3)'ten Denklem (2.8)'e kadar olan eşitliklerde yük empedansı ne kadar düşük seçilir ise hata oranı $\boldsymbol{\varepsilon}$ azalmaktadır. Sıfır-yük empedansı Z_0 durumunda $\boldsymbol{I_1 = I_2}$ olmaktadır ve AT hata oranı bu nedenle 0 olacaktır.

Örneğin, Şekil 2.19'da yük empedansı Z_b= 2Ω, sekonder tarafın kaçak empedansı Z_{x2}=0.1+j0.1Ω ve sekonder tarafından manyetik empedansı Z_m=1+j2Ω olsun. Akım transformatörü dönüşüm oranı 100:1 ve primer (birincil) akım ise 10 A olduğu farz edilir ise;

$$E_m = \frac{I_1 \times (0.1 + 2 + j0.1) \times (1 + j2)}{(0.1 + 2 + j0.2 + 1 + j2)} = 12.366\angle 30.798° \, V$$

$$I_m = \frac{12.366\angle 30.798°}{1 + j2} = 5.530\angle - 32.636° \, A$$

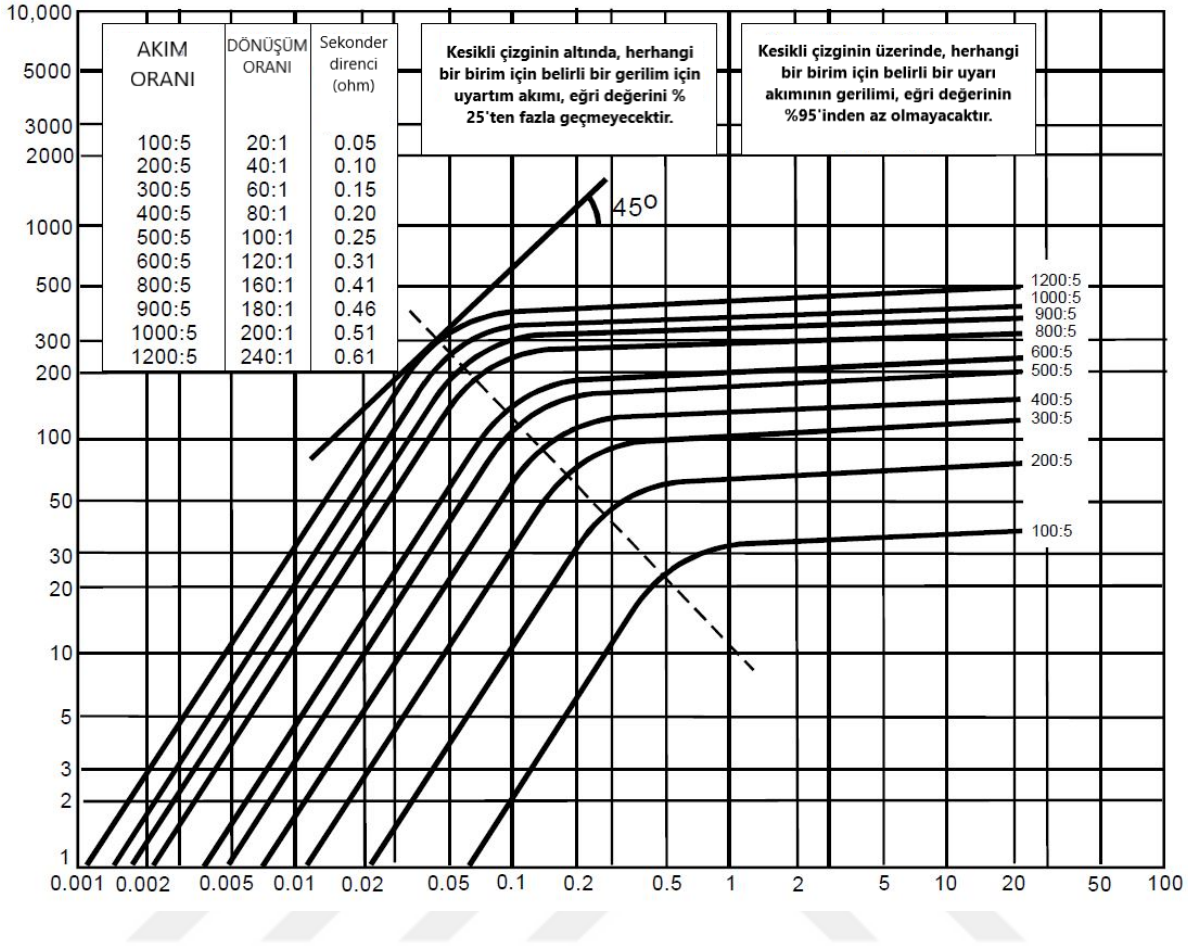
I_1 burada 10 A olarak verilmiştir. Hata oranı ε bulunmak istenir ise manyetik akım, primer akıma bölünür.

$$\varepsilon = 0.5530\angle - 32.636°$$

Eğer ki manyetik akım I_m, sıfır olur ise Denklem (2.6)'da manyetik empedans ∞ bir empedansa sahip olacaktır. Bu da hata oranının sıfır olması karşılığını vermektedir.

2.4.1.1. Akım Transformatörü Sınıfları

Akım transformatörinin performansı manyetik karakteristiklerine bağlı olarak değişmektedir. IEEE ve ANSI tarafından standart sınıf gösterimi AT performansını belirlemede bir ölçü olabilmektedir. Akım transformatörinin ingilizce kısaltması CT olduğu için "C" ve "T" harfleri ile ayrılmış iki adet akım transformatörü sınıfı bulunmaktadır. Örneğin 5C200 gibi bir AT tipi görüldüğünde ilk tam sayı, transformatör anma akımının 20 katı iken, ikincil tam sayı ise sekonder terminaldeki gerilimin AT tarafından üst hata limitini temsil etmektedir. Akım transformatör sınıfı tanımlanırken "C" harfi, transformatör tasarımındaki performansın hesaplanabilir olduğu ifade ederken "T" harfi transformatör tasarımındaki belirsizliği ifade etmektedir. Şekil 2.21'de C sınıfı AT'nin IEEE C37-110'nin grafiği verilmiştir. Örneğin 1200:5'lik bir AT'nin sekonder uyartım akımı I_E, Denklem (2.6), (2.7) ve (2.8)'deki $\boldsymbol{I_m}$'ye karşılık gelmektedir. Grafiğin okunması ise lineerliğin kaybolduğu noktadaki sekonder uyartım akımı ve uyartım geriliminin okunması ile belirlenir. Örneğin, 1200:5'lik bir AT için I_m 0.05 A iken uyartım gerilimi V_m 300 V'dir. C sınıfı akım transformatörleri için standart işletme koşulları için ±10 hata oranı ile çalışmasını sürdürebilir.



Şekil 2.21: C sınıfı AT uyartım akım ve gerilimi grafiği [49].

2.4.1.2. Güç Sistem Koruması için Akım Transformatörü Seçimi

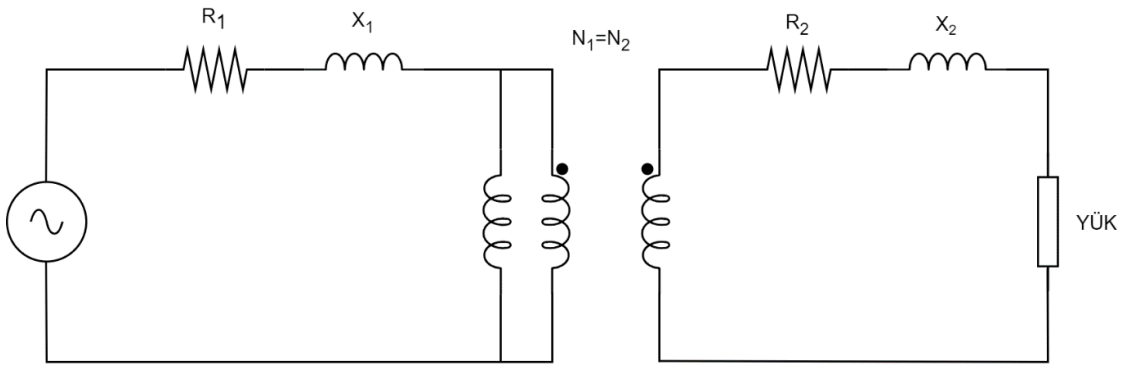
Bir güç sisteminin belirli bir bölgesi için AT seçimi yapılır iken aşağıdaki açıklamalar önemli rol oynamaktadır. AT derecesi seçilirken maksimum yük akışı dikkate alınmalıdır. Eğer, maksimum yük akışının altında primer akıma sahip bir AT seçilir ise AT, primer akımı sekondere tarafa doğru bir şekilde çevrilememektedir [49]. Maksimum yük akımı, seçilen AT'nin primer akımından maksimum 20 kat daha büyük olmalıdır [50]. C sınıfı akım transformatörü seçimi yapılır iken bu esas dikkate alınmaktadır. AT'nin nominal akım derecesi, 20 kata kadar lineer bir tepki vermektedir.

2.4.2. Gerilim Transformatörleri

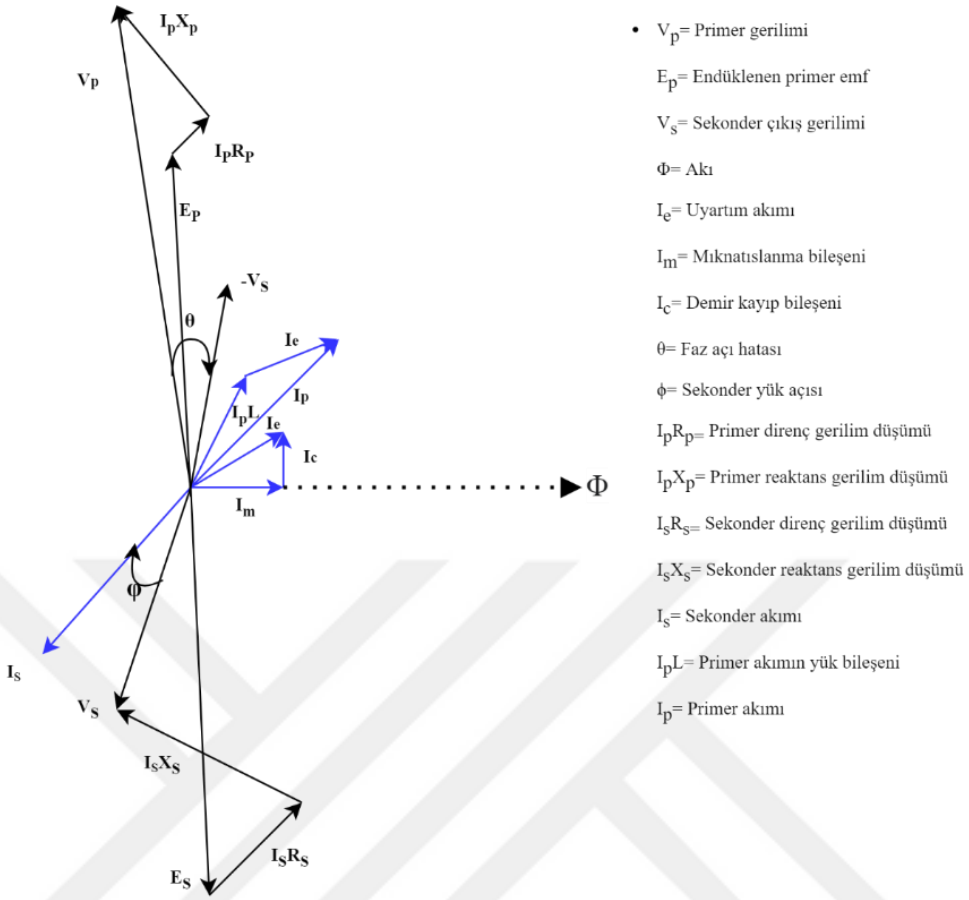
Gerilim transformatörleri, ayrıca potansiyel transformatörleri olarak bilinmektedir. Bir transformatör olduğu için primer tarafı, direkt bir şekilde yüksek gerilim tarafına bağlanmaktadır ve sekonder tarafı ise bir veya birden fazla sargıdan oluşmaktadır. Sekonder gerilimi standart olarak 100 V, 110 V, 120 V ve 130 V faz-faz gerilimine sahiptir. GT'nin standart performansları, güç transformatörlerine benzerdir. Bu transformatör tipi için tüm çalışma aralığında pratik amaçlar için hataları ihmal edilebilir. Bu aralık, normal çalışma derecesinin %0'dan %110'a kadar değişebilir. GT'ler özellikle daha yüksek gerilim değerleri için tasarlandığında daha pahalı bir ürün haline gelmektedir [51].

Gerilim transformatörleri, mesafe röleleri veya yönlü aşırı akım röleleri gibi bir bara üzerinde ölçüm gerektiren birçok uygulama alanında kullanılmaktadır. Akım transformatörlerine benzer olarak, sekonder gerilimi hesaplamaları gerçekleştirilebilmektedir. Şekil 2.22'de bir fazlı bir gerilim transformatörünün eşdeğer devresi gösterilmiştir. Çalışma prensipleri ve matematiksel hesaplamaları, bir transformatör hesabı ile aynıdır.

Bir GT'nin performansı ve parametrelerini kolaylaştırmak ve matematiksel denklemlerini görsel diyagramdan çıkarmak için vektör diyagramı Şekil 2.23'te verilmiştir. Fark edildiği üzere, tek fazlı bir transformatörün vektör diyagramı ile tek fazlı bir gerilim transformatörünün vektör diyagramı aynıdır.



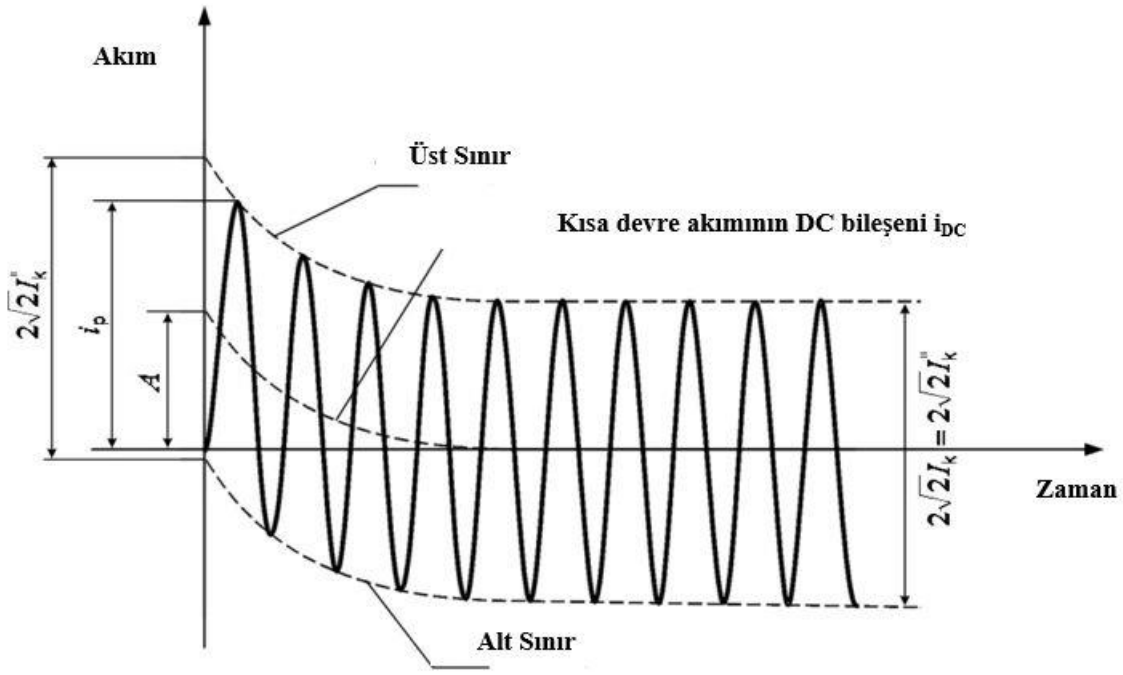
Şekil 2.22: Tek fazlı bir gerilim transformatörünün eşdeğer devresi [51].



Şekil 2.23: Bir fazlı gerilim transformatörünün vektör diyagramı [52].

2.5. Kısa Devre Arızaları

Kısa devre, güç sistemlerinde doğa olayları veya sistemin nominal işletme koşullarındaki hata oranlarının üstündeki akımlar sonucunda gerilimlerin aşırı yükselmesi, güç sistemi ekipmanlarındaki yalıtımın bozulması ve mekanik etkiler sebebiyle oluşan elektriksel yalıtımın delinmesi olayıdır. Kısa devreler; arıza konumu, sistem empedansı ve sistemdeki senkron motorların bağlantı noktasına göre oluşabilecek potansiyel arıza durumlarıdır [53]. Kısa devre arızaları, konum olarak güç sisteminde bulunan jeneratörlere yaklaştıkça kısa devrenin şiddeti artmaktadır [54]. Şekil 2.24'te kısa devre akım karakteristiği verilmiştir.



Şekil 2.24: Kısa devre akımının zamana bağlı değişim grafiği [55].

Kısa devre, özellikle güç sistemlerinde iletim ve dağıtım seviyesinde oluşabilecek kısa devre arızaları, koruma sistemi ekipmanları üzerinde büyük bir etkiye sahip olabilmektedir. Şekil 2.24'te kısa devre akımlarının zamana bağlı karakteristiği gösterilmiştir. Kısa devre akımı ilk oluştuğu anda bir darbe akımı i_p'yi oluşturmaktadır. Kısa devre analizleri gerçekleştirilirken alternatif akım bileşenleri ve doğru akım bileşenine katkısı olan i_p incelenmelidir. Kısa devre analizleri incelenirken ayrıca, kısa devre empedans oranı olan X/R veya R/X oranının incelenmesi alternatif akım bileşenin azaltılması için önemli bir faktördür [56].

Şekil 2.24'te kısa devre akımının zamana bağlı değişiminde dikkat edilmesi gereken nokta, arıza akımı ilk oluştuğu t=0 anında maksimum değerdedir. Yaklaşık 10 devir sonra kalıcı durum alternatif arıza akımı sürekli kısa devre akımı I_k görülmektedir. İlk anda, darbe akımından kaynaklanan bir yüksek akım geçişi olmaktadır. Bundan dolayı, t=0 anında oluşan akım geçici arıza akımıdır. Geçici arıza akımının genliğini belirleyen i_p darbe kısa devre akımının kısa devre empedansına bağlı olması Denklem (2.9) ve (2.10)'da gösterilmiştir [56].

$$i_p = \kappa\sqrt{2}I_k'' \tag{2.9}$$

$$\kappa = 1.02 + 0.98e^{\frac{-3R}{X}} \quad (2.10)$$

Burada **κ**, kısa devre darbe akımı katsayısıdır ve kısa devre empedans oranına bağlıdır.

Başlangıç kısa devre akımı I_k'', ise kısa devre akımının simetrik alternatif bileşeninin değeridir. Bu akım değeri başlangıç geçici reaktansı X_d'' değerine bağlı olarak oluşmaktadır. Darbe akımı, başlangıç kısa devre akımına bağlı olarak oluşmaktadır. Sürekli kısa devre akımı I_k ise alternatif kısa devre akımının 10 devrinden sonra kalıcı hata akımıdır. Kalıcı kısa devre akımının temizlenmesi için güç sistemlerinde anahtarlama görevini gerçekleştiren ve arızalı bölgeyi güç sisteminden ayıran kesiciler, kısa devre açma akımı I_b değerine sahiptir. I_b'yi kesme anındaki anahtarlama elemanının kontaklarında maruz kalınan kısa devre akımı belirlemektedir. Kısa devre arızası temizlenirken I_b'ye bağlı olarak bir güç oluşur. Bu güce kısa devre açma gücü denir ve Denklem (2.11)'de eşitliği verilmiştir.

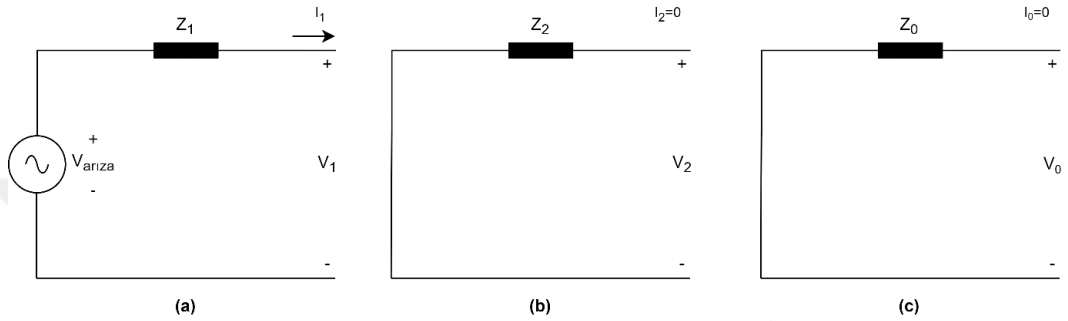
$$S_b = \sqrt{3} U I_b \quad (2.11)$$

2.5.1. Kısa Devre Çeşitleri

Alternatif akım güç sistemlerinin normal işletme koşulları 3 fazlı ve dengelidir. Güç sisteminin bir noktasında yalıtımın bozulması ve iletken malzemenin çıplak iletkene teması sonucunda istenmeyen ve normal işletme koşullarını geçici olarak bozan olaylara kısa devre arızaları denmektedir. Oluşum sebepleri değişeceği gibi kısa devre arızalarının tipi, oluşum sebeplerine bağlı olarak oluşmaktadır. Kısa devre arızalarının oluşma sebepleri; iletkene ağaç düşmesi/değmesi, yıldırım düşmesi vb. nedenlerden ötürü olabilmektedir. Güç sistemlerinde oluşan arızalar;

- Faz-toprak arızaları
- Faz-faz arızaları
- 2 Faz-toprak arızaları
- 3 Faz arızaları

olmak üzere dört sınıfta incelenmektedir . Elektrik tesislerindeki oluşan Faz-Toprak, 2 Faz, 2 Faz-Toprak, 3 Fazlı kısa devre arızaları sırasıyla %70, %15, %10 ve %5 sıklığında oluşmaktadır ve en şiddetli kısa devre arızaları 3 fazlı kısa devre arızalarıdır [57]. Arıza akımı yolu tam temaslı kısa devre arızası, sıfır empedansa ya da ark direnci nedeniyle sıfır olmayan empedansa eşittir. Kısa devre empedansı arttıkça kısa devre akımı düşeceğinden şiddeti de azalacaktır.



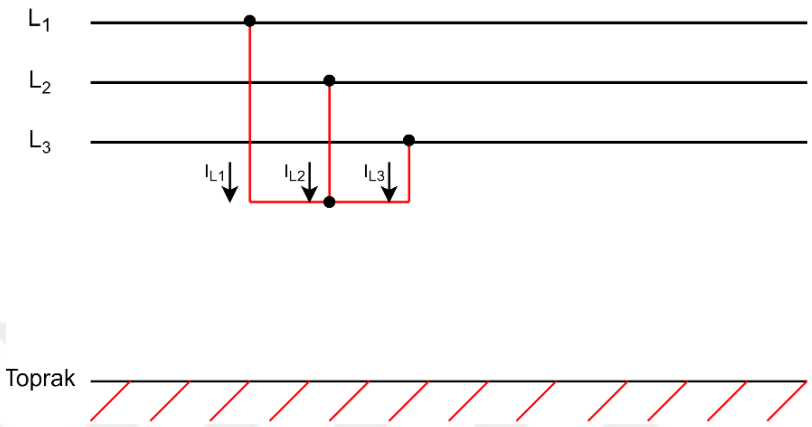
Şekil 2.25: Dengeli sistem pozitif (a), negatif (b), sıfır (c) Thévenin bileşen eşdeğerleri.

Kısa devre arızaları Thévenin eşdeğerine indirgenmiş bir şekilde Şekil 2.25'te gösterilmiştir. Simetrik arızası olan 3 fazlı kısa devre arızalarında sadece pozitif bileşen kullanılmaktadır. Simetrik olmayan kısa devre arızalarında ise bileşen devreleri arıza noktası üzerinden birbirine bağlıdır. Bu arıza hesaplamalarında empedans hesaplamaları için negatif ve sıfır bileşenleri de kullanılmaktadır. Pozitif, negatif ve sıfır Thévenin bileşen değerleri dengeli sistemlerde birbirine bağlı değildir. Arıza asimetrik ise bileşenler birbirine bağlanır. Buna örnek faz-toprak ve 2 faz-toprak kısa devre arızalarıdır.

2.5.1.1. Üç Faz Kısa Devre Arızası

Üç faz kısa devre arızaları simetrik arızalardır. En yüksek kısa devre arıza büyüklüğüne sahip arıza tipidir. Arıza anında tüm fazla birbirine temas ettiği için, temas noktası 0 V olmasından ötürü simetrik arıza tipidir. Bu arıza tipi, üç fazlı dengeli sistem olduğu için Şekil 2.26 bileşen devresi ile aynıdır. Üç fazlı kısa devrenin pozitif bileşen akımı Denklem 2.12'de verilmiştir. Üç

fazlı kısa devre arızalarında, arıza noktasında görülen eşdeğer empedans ile arıza akımı direkt bir şekilde bulunabilmektedir.



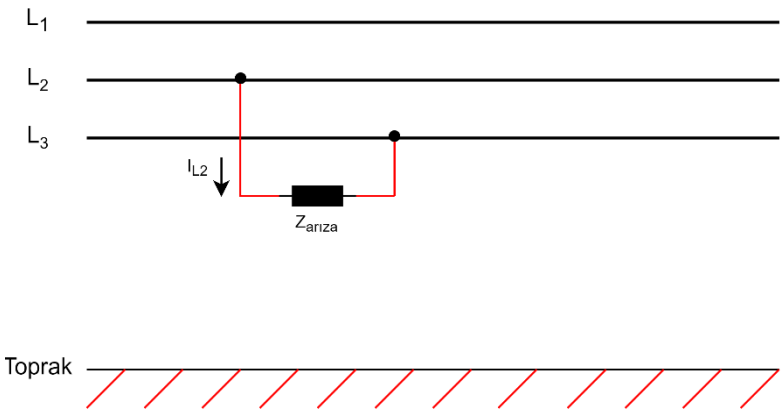
Şekil 2.26: Üç faz kısa devre arıza tipi.

$$I_1 = \frac{V_{arıza}}{Z_1} \tag{2.12}$$

2.5.1.2. Faz-Faz Kısa Devre Arızası

Faz-faz kısa devreleri bir empedans üzerinden iki fazın birbirine teması sonucunda oluşan kısa devre arıza tipidir. Güç sistemlerindeki kısa devre arızaları arasında %15 oranla oluşan arıza tipidir. Şekil 2.27'de faz-faz arıza tipi gösterilmiştir. Bu arıza tipinde toprak ile bir temas olmadığı için Thévenin sıfır eşdeğer bileşeni hesaba katılmamaktadır. Pozitif ve negatif bileşenler üzerinden asimetrik arıza hesaplaması yapılmaktadır. Birbirine temas eden faz akımları yön olarak birbirinin tersidir.

Kısa devre arızasının temas etmediği fazın akımı sıfır olarak kabul edilir. Denklem (2.13)'te kısa devre akımının pozitif akım bileşeni Denklem (2.14)'de L_2 fazının akımı verilmiştir.



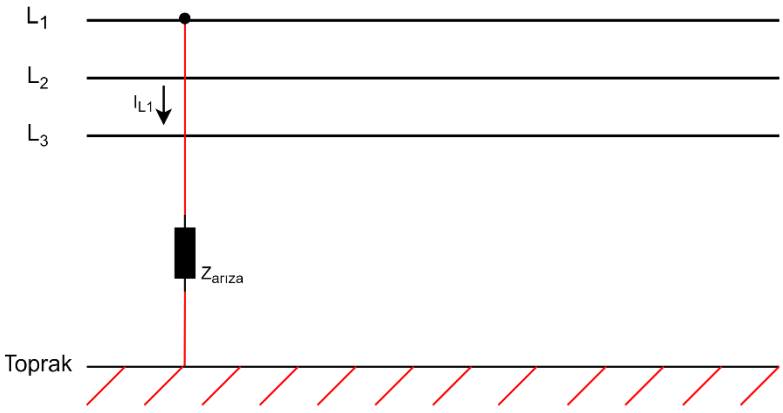
Şekil 2.27: Faz-faz kısa devre arıza tipi.

$$I_1 = \frac{V_{arıza}}{Z_1+Z_2+Z_{arıza}} \quad (2.13)$$

$$I_{L2} = \frac{-j\sqrt{3}V_{arıza}}{Z_1+Z_2+Z_{arıza}} \quad (2.14)$$

2.5.1.3. Faz-Toprak Kısa Devre Arızası

Bir fazın bir empedans üzerinden toprakla teması sonucunda oluşan kısa devre arıza tipidir. Elektrik şebekelerinde en sık oluşan arıza tipidir.



Şekil 2.28: Faz-toprak kısa devre arıza tipi.

Şekil 2.28'de faz-toprak kısa devre arızası verilmiştir. Bu kısa devre arıza tipinin başlangıç kısa devre akımı, üç fazlı kısa devre arızalarına göre daha düşüktür. Senkron generatör bulunan tesislere yakın noktalarda oluşur ise kalıcı hal kısa devre arıza büyüklüğü, üç fazlı kısa devre arızalarından daha yüksek değerlere ulaşabilmektedir. Şekil 2.28'de kısa devre arızasına dahil olmayan L_2 ve L_3 faz akımları sıfır olarak kabul edilir. Toprak teması olduğu ve asimetrik bir arıza tipi olduğu için pozitif, negatif ve sıfır dizi bileşenleri ile faz arıza akımı bulunmaktadır. Pozitif, negatif ve sıfır dizi bileşen arıza akımları birbirine eşittir. Denklem (2.15)'te pozitif, negatif ve sıfır dizi akımları Denklem (2.16)'da arıza akımının oluştuğu L_1 fazı arıza akımı verilmiştir.

$$I_0 = I_1 = I_2 = \frac{V_{arıza}}{Z_1+Z_2+Z_0+3Z_{arıza}} \tag{2.15}$$

$$I_{L1} = I_0 + I_1 + I_2 = \frac{3V_{arıza}}{Z_1+Z_2+Z_0+3Z_{arıza}} \tag{2.16}$$

2.6. Koruma Sistemlerinde RMS ve EMT Analiz Kullanım Alanları

RMS ve EMT analizleri sırasıyla Kök Kare Ortalama ve Elektromanyetik Geçici Olaylar analizleri olarak bilinmektedir. Bu analizler dünyadaki birçok elektrik şebekesinde, şebekenin dinamik performans koşullarını analiz etmek amacıyla kullanılmaktadır. EMT ve RMS analizleri arasındaki en büyük fark ise; EMT analizleri anlık gerilim ve akım analizlerine odaklanır iken, RMS analizleri ise temel frekans değişimlerini dikkate almasıdır [58]. Ayrıca, EMT analizleri yüksek frekanslı analizleri modeller için kullanılmaktadır. Bu analizlerin temel amacı; kısa ve uzun vadeli şebeke entegrasyon planlamaları için gerçekleştirilmeleridir. Kablo, hat, transformatör merkezi izolasyon tasarımı, rüzgar ve güneş enerjisinin entegrasyon çalışmaları, güç kalitesi ve sistem harmonik analizleri, koruma modellemesi ve testi için önemli bir gösterge sunmaktadır [59].

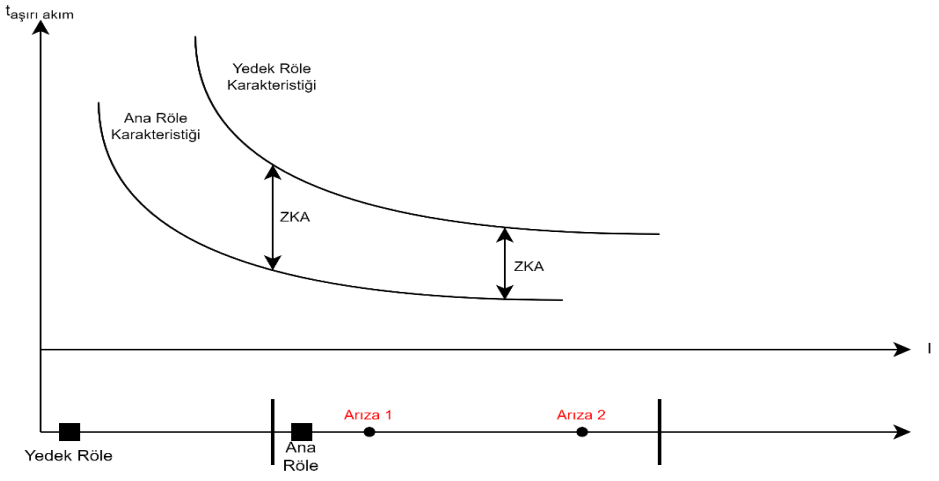
RMS ve EMT analizleri, her bir zaman adımının sonunda gerçek zamanlı analizleri ve hesaplamaları içeren işlemsel süreçtir. RMS analizleri anlık sistem tepkilerinin alınabileceği bir analiz tipi iken EMT analizi sistemdeki anahtarlamaya bağlı kumanda işlemleri için analiz sonuçlarını içermektedir. Güç sistemi koruma yapısının şebekede istenmeyen anahtarlama durumlarına karşı oluşan dinamik tepkilerin doğrulanması, RMS/EMT analizleri ile gerçekleştirilmektedir.

2.7. Elektrik Dağıtım Şebekelerinde Röle Koruma Koordinasyonu

Bu bölümde elektrik dağıtım şebekelerinde röle koruma koordinasyonu uygulamaları için önemli olan kriter ve parametreler alt başlıklar halinde açıklanmaktadır.

2.7.1. Aşırı Akım Röleleri ile Koruma Koordinasyonu

Dağıtım şebekelerinde röle koruma koordinasyonu, güç sisteminin herhangi bir noktasında kısa devre arızası olması durumunda birincil ve yedek aşırı akım rölelerinin koordine olarak sıra ile çalışması prensibine dayanmaktadır [60]. Aşırı akım rölelerinin sıra ile çalışabilmesi için ana koruma rölesi ile yedek koruma rölesi arasında bir zaman farkı oluşması gerekmektedir.



Şekil 2.29: Ana ve yedek koruma yönlü aşırı akım röleleri koruma koordinasyonu.

Arıza akımı yönü ve aşırı akım röle yönlerinin aynı olması gerekmek ile ana koruma rölesi ve yedek koruma rölesinin arasındaki koordinasyon zaman farkı 0,2 saniye ile 0,5 saniye arasında değişmektedir [61]. Arıza esnasında ana ve yedek koruma rölesinin açma sinyali üretmesi için seçicilik prensibinin sağlanması gerekmektedir. Bu sebepten ötürü, her yönlü aşırı akım rölesinin şebeke yapısına uygun bir şekilde zaman ayarı girilmelidir. Şekil 2.29'da ana röle ve yedek koruma rölesi arasındaki seçiciliğe dayalı röle koruma koordinasyonu gösterilmiştir. Arıza 1 veya Arıza 2 meydana geldiğinde ilk olarak ana röle açma sinyali üretmelidir. Yedek röle de zaman gecikmesi ile ana röleye yedek koruma işlemi fonksiyonu sağlayarak koruma koordinasyonu ve seçiciliği gerçekleştirmektedir.

2.7.1.1. Zaman Koordinasyon Aralığı (ZKA)

Şekil 2.29'da bahsedilen koruma koordinasyonunun sağlanabilmesi için arızanın oluştuğu bölge hem ana koruma rölesi hem de yedek koruma rölesinin bölgesini kapsamaktadır. Rölelerin öncelik sırasının belirlenmesi için arıza akımı büyüklüğü ve açma akımı parametrelerinin dışında zaman gecikmesi hesaplamaları ile seçicilik kriteri sağlanmaktadır. Denklem 2.17'de t_{k-1} yedek rölenin kesiciyi açtırma süresi iken; t_k ana rölenin kesicisini açtırma süresidir. Burada ZKA, iki rölenin kesicisini kumanda etme süresi arasındaki zamandır.

$$t_{k-1} \geq t_k + ZKA \tag{2.17}$$

2.7.1.2. Röle Parametrelerinin Belirlenme Esasları

Seçicilik kriterinin sağlanabilmesi için aşırı akım rölelerinde yön, zaman ve açma akımı bilgisinin belirlenmesi gerekmektedir. Şebeke topolojisi, kaynak sayısına uygun bir şekilde bahsedilen parametrelerin doğru hesaplanıp yapılandırılması seçicilik kriteri için önem teşkil etmektedir. Aşırı akım rölelerinin yapılandırılması için ZKA değeri ve açma akımı bilgisi olan I_{aa}, rölelerin yapılandırma bilgileri için önem teşkil etmektedir. Seçicilik için ilk dikkat edilmesi gereken kriter açma akım bilgisinin minimum arıza akımı veya maksimum yük akışı bilgisine

göre yapılandırılması gerektiğidir. Denklem (2.18) ve Denklem (2.19) de açma akımı seçimi için ilgili iki eşitlik verilmiştir [62].

$$I_{aa} = \frac{2 \times I_{KDA,min}}{3} \tag{2.18}$$

$$I_{aa} = 1{,}2 \times I_{\text{yük akışı},max} \tag{2.19}$$

Açma akımı Denklem (2.18) ve (2.19) arasında bir değerde seçilebilmektedir. Açma akımı için Denklem (2.18) üst limitken, Denklem (2.19) alt limittir. Denklem (2.19)'daki 1,2 katsayısı, 1,05-1,5 arasında seçilebilir. Denklem (2.20)'de açma akım aralık eşitliği gösterilmektedir.

$$1{,}2 \times I_{\text{yük akışı},max} \leq I_{aa} \leq \frac{2 \times I_{KDA,min}}{3} \tag{2.20}$$

2.7.2. Elektrik Dağıtım Şebekelerinde Güncel Koruma Sistemlerinin Gerekliliği

Son yıllarda yenilenebilir enerji kaynaklarının elektrik güç sistemlerindeki artış ve entegrasyonu önemli derecede artmıştır. Bunun nedenlerinden birisi, küresel iklim değişikliği ve çevresel sorunlardaki artışlardan dolayı alternatif kaynak arayışı içerisinde olunmasıdır. Bundan dolayı, Avrupa ve birçok diğer ülke akıllı şebeke modelini inşa etmeye başlamışlardır. Akıllı şebeke, elektrik enerjisinin ulaştırılması için dijital teknoloji ve çift yönlü haberleşmeyi sağlayan yeni nesil güç sistemi olarak adlandırılmaktadır [63]. Akıllı şebeke, güç sistemi güvenilirliğini arttırır ve yüksek talebi düşürmektedir. Ayrıca, çevresel faydalar ile kazanılan böylesine verimlilik ile enerji verimliliğinin artışına katkı sağlamaktadır. Ancak, tek yönlü güç akışı kabiliyetine göre tasarlanmış klasik güç sistemlerinden ötürü gelişmiş uygun koruma yapısı için birçok önemli teknik zorluğa sebebiyet vermektedirler [64]. Güç sisteminin ölçeğinin büyümesi ve kablo altyapısının artması kısa devre akımlarının oluşma ihtimalini

arttırmaktadır. Dağıtık üretim kaynaklarının artışı, şebekenin yeniden yapılandırılması ve mikro-şebeke teknolojilerinin artışı; yedek koruma koordinasyonu, sistem empedansında değişim, çok yönlü güç akışı ve dahasına neden olmaktadır [65].

Klasik güç sistemleri, bir arıza durumunda bir sistemi veya bir cihazı arızadan yalıtmak için çeşitli koruma röleleri kullanmaktadır. Bir güç sistemindeki bilgisayar ve haberleşme sistemleri, arıza esnasında yarım saniyeden daha kısa bir süre içerisinde hatayı temizleyici aksiyonlar alarak devre kesicisinin arızalı hattı sistemden izole ederek diğer hat ve ekipmanların zarar görmesini engellemektedirler [66].

Kısa devre akış seviyelerinin artışı ile mevcut koruma düzeni geçersiz hale gelmektedir [67]. Bu etkilerin oluşma sebebi, elektrik şebekelerinin radyal bir yapıya göre tasarlanmasından dolayı koruma yapısının da radyal şebekeye göre tasarlanmış olmasıdır. Elektrik şebekelerinde akıllı röle kullanımının yaygınlaşması ve mevcut donanımların uzaktan kumanda edilebilmesi ile mevcut dezavantajların azaltılması konusunda önemli yol kat edilmiştir. Böylece, klasik koruma düzenleri yerine kendisini sürekli güncelleyebilen akıllı bir yapıya evirme ihtiyacı ortaya çıkmıştır. DÜK'ler bağlı oldukları ekipmanların işletme gerilim profillerine direkt etki ettikleri için aşırı yüklü hatlardaki gerilim profilleri üzerinde faydası var iken yük talebinin düşük olduğu şebekelerde gerilim yükselmelerine neden olarak üst sınır değerlerine yaklaşmasına neden olacaktır. Bu bağlamda mevcut koruma yapıları yük akışına bağlı olarak yetersiz kalmaktadır. DÜK'lerin entegrasyonu ile ekonomik ve basit bir koruma düzeni oluşturmak adına yönlü aşırı akım röleleri, çoklu kaynaklı sistemlerde gereklilik haline gelmektedir.

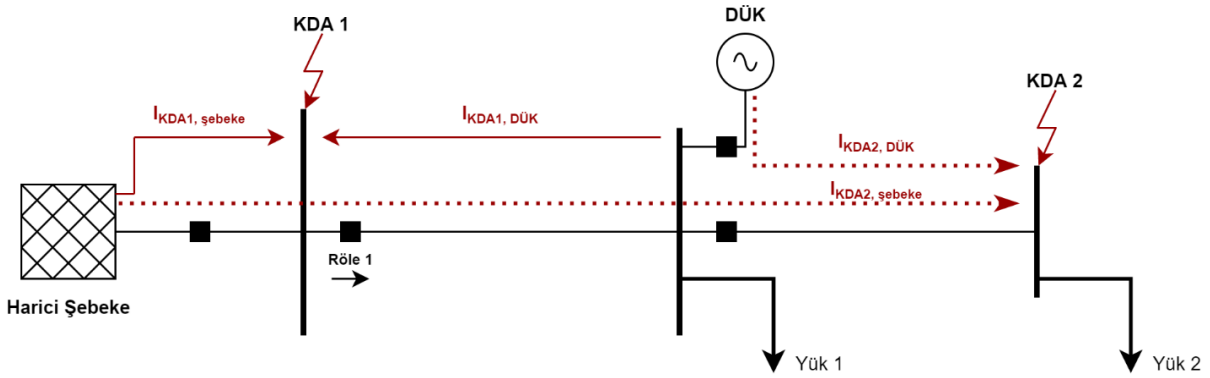
DÜK'lerin yaygınlaşması ile normal ve anormal çalışma şartları altında şebekenin geri kalanından ayrılması ile yüklerin beslenmesine adalaşma denmektedir. Ada modu, planlı ve plansız olmak üzere ikiye ayrılmaktadır [68]. Ada modunun hem avantaj hem de dezavantajları bulunmaktadır. Plansız ada modu, istenmeyen adalaşma olarak da adlandırılmaktadır ki bu elektrik şebekesi için bir dezavantajdır. IEEE'nin 1547 standartında belirlendiği üzere DÜK enterkonnekte sistemi ada modunu çalışmasını tespit etmeli ve ardından 2 saniye içerisinde ada modu enerjilendirmesi kesilmelidir [69]. Bunun sebebi ise, ada modunda çalışan bir elektrik şebekesindeki arıza senaryolarında, aşırı akım koruma röleleri düşük arıza akımlarını göreceği için röle açma sinyali üretme süresi ve arıza temizlenme süresi mevcut ters zamanlı karakteristiğe göre uzamaktadır. Bu dezavantajı aşmak için aşırı akım rölelerinin grup koruma

ayarlarının sağladığı avantajdan ötürü kısa devre akımlarına göre ada modu çalışmasının koruma düzenin yapılandırılabilmektedir [70]. Ada modu çalışma durumundan şebekeye bağlı çalışma moduna dönerek mevcut koruma düzenini oluşturmalıdır. Ada modundan şebeke moduna geçiş esnasında gerilim profilinin iyileşmesi, şebekenin yük kayıplarının azalması gibi avantajları sağlamaktadır. Akıllı şebekelerin DÜK'lerin entegrasyonu açısından sağladığı avantajlar ile neden olduğu dezavantajların en aza indirgenmesi adına koruma düzeninde bazı önlemler alınmalıdır.

2.7.3. Röle Koruma Koordinasyon Sistemlerini Bozucu Etkiler

Dağıtık üretim kaynaklarının elektrik şebekelerine senkron ve asenkron generatör olarak iki tipte bağlanabilmektedir. Dağıtım sistemlerinde dağıtık üretim kaynakları asenkron olarak bağlandığında ve arıza senaryolarındaki arıza akımına katkıları hızlı sönümlenmektedir. Bunun nedeni, asenkron generatörün şebekeye olan beslemesinin kaybolması ile generatör kapalı konuma gelir. Asenkron generatörler, bir uyartım sistemine sahip olmadıklarından statorun indüklenmesi ve mıknatıslanma akımı için uyartım akım kaynağı mevcut olmadığından şebekeden güç çekerken sürekli bir hata akımı oluşturmamaktadır. Bu nedenle sürekli bir arıza akımı için kaynak olmaktan çıkmaktadırlar. Senkron generatörler ise sabit hızda çalıştıkları için elektrik enerjisi üretimi için tercih edilmektedir. Uyartımları; serbest uyartım, özel uyartım veya kendi kendine uyartım metotlarını kapsamaktadır. Senkron generatörlerin arıza akımlarına büyüklük olarak katkısı, asenkron generatörlere göre daha fazladır. Çünkü, arıza akımı oluştuğundan senkron generatör şebeke noktasını beslemeye devam etmektedir. DÜK'ün tipi, boyutu ve konumuna bağlı olarak güç sistemi üzerinde çeşitli karakteristik değişimleri meydana gelmektedir.

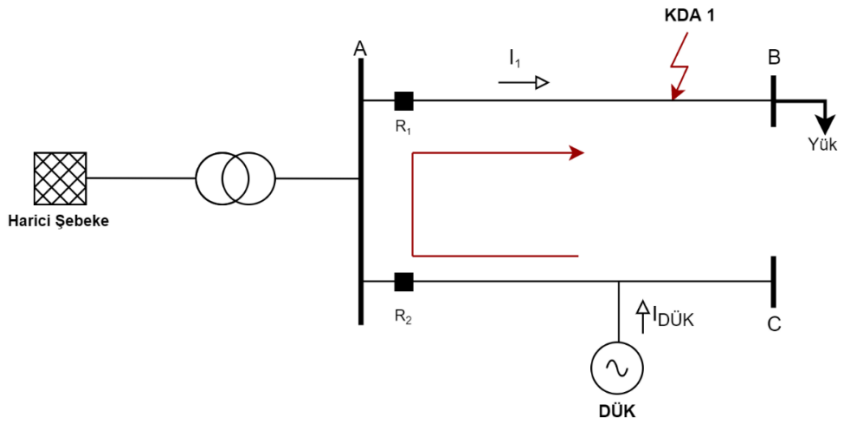
Şekil 2.30'da DÜK'ün radyal bir sisteme bağlanması ile kısa devre akımının akış karakteristiğini değiştirmesi gösterilmektedir [71]. KDA 2 kısa devre arızası meydana geldiğinde hem şebeke hem de DÜK kısa devre akımını beslemektedir. DÜK'ün kısa devre akımına olan katkısından dolayı, Röle 1'in gördüğü kısa devre akım büyüklüğü DÜK'ün devre dışı olduğu duruma göre düşmektedir. KDA 1'in oluştuğu kısa devre senaryosunda aşırı akım rölesinin gördüğü kısa devre akımı DÜK tarafından kısa devre noktasını besleyen kısa devre akımıdır. Bu bağlamda, Röle 1'in açma akımı geçersiz kalabilmektedir.



Şekil 2.30: DÜK'lerin çift yönlü güç akışı ve kısa devre akım yönleri.

2.7.3.1. Rölelerin Hatalı Açma Sinyalleri Üretmesi

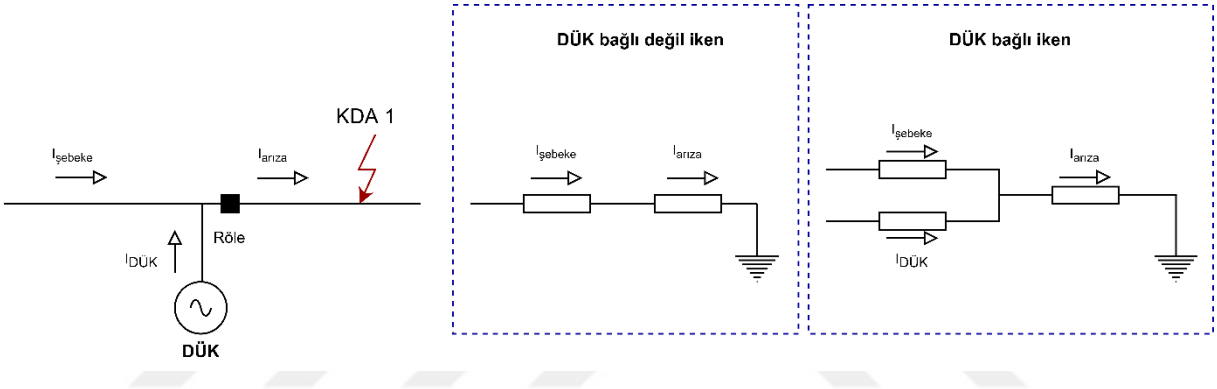
Klasik koruma sistemlerine DÜK entegre edilmesi ile güç sisteminde yük akışı çift yönlü hale gelmesi ile koruma sistemini oluşturan aşırı akım röleleri arızalı açma sinyalleri üretmektedir [72]. Bunun sebebi, klasik koruma sistemlerindeki aşırı akım rölelerinin yön tayini edememesinden dolayı arıza akımının yönü ve büyüklüğü koruma sisteminin güvenilirliğini düşürmektedir.



Şekil 2.31: Hatalı açma sinyali üretilmesi.

Şekil 2.31'de yük hem şebeke hem de DÜK ile olmak üzere iki kaynaktan beslenmektedir. KDA 1 kısa devresi meydana geldiğinde arıza akımı hem şebeke hem de DÜK olmak üzere iki kaynaktan arıza akımına bir katkı sağlanmaktadır. Bu senaryoda R_2 rölesi DÜK'ten gelen arıza

akımını algılayıp AC hattını devreden ayıracaktır. Bu R_2 rölesinin hatalı açma sinyali üretmesi anlamına gelmektedir. Bu durumun önüne geçmek adına R_2 rölesinin DÜK'ün arıza akımına duyarlı olabileceği şekilde yönlü aşırı akım rölesi olarak seçilmesi gerekmektedir. Böylece R_1 rölesine yedek koruma sağlayacağı gibi hatalı açma sinyali üretmeyecektir. Eğer, R_1 rölesi DÜK'ün devrede olmadığı duruma göre yapılandırılır ise DÜK'ün yük akışına sağladığı akım katkısından dolayı yanlış açma sinyali üretebilir. Bunun önüne geçmek adına, açma akımı hem DÜK hem de şebekenin devrede olduğu duruma göre yük akış analizi gerçekleştirilerek atanmalıdır.

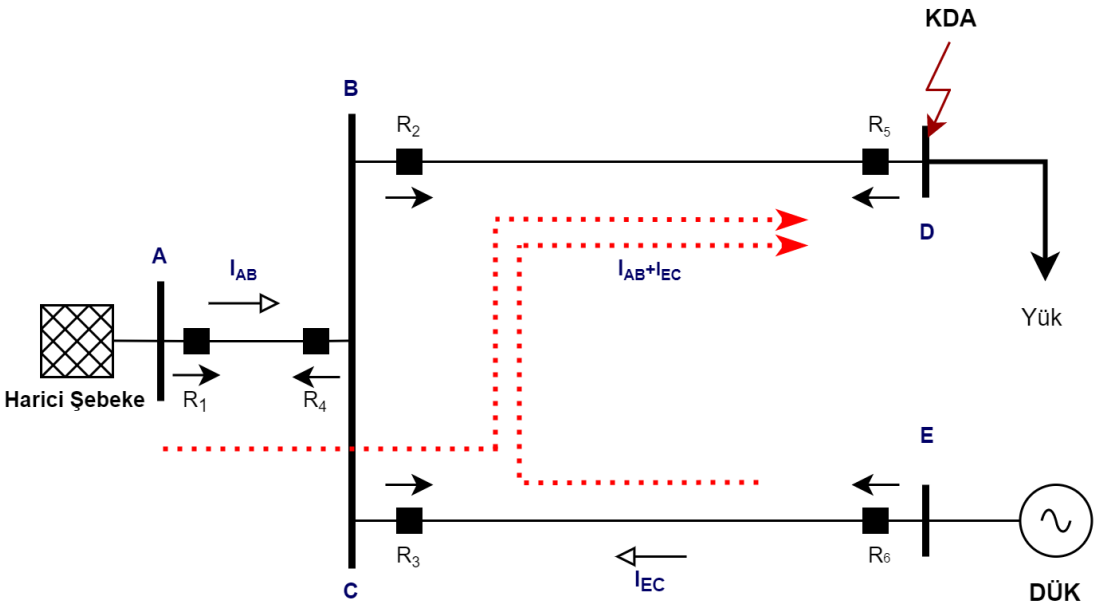


Şekil 2.32: Aşırı akım rölelerinde arıza akımı değişimleri.

Şekil 2.32'de Şekil 2.31'in basitleştirilmiş hali gösterilmiştir. AB fiderinde bir kısa devre arızası meydana geldiğinde DÜK devrede değil iken arıza akım $I_{şebeke}$ ve $I_{arıza}$ akımının büyüklüğü ve faz açısı aynıdır. Ancak, DÜK bağlı iken $I_{arıza}$, kısa devre akımı $I_{şebeke}$ ve $I_{DÜK}$ kısa devre akımlarının toplamıdır.

2.7.3.2. Koruma Körleşmesi

Bir güç sisteminde, dağıtık üretim kaynaklarının entegre edilmesi ile koruma rölelerinin mevcut koruma ayarlarının geçerliliğini kaybettiği durum olarak nitelendirilmektedir.



Şekil 2.33: Elektrik şebekelerinde koruma körleşmesi [73].

Şekil 2.33'te R_1, R_2, R_3, R_4, R_5 ve R_6 koruma röleleri aşırı akımlara karşı A, B, C, D ve E baraları ile AB, BD ve CE hatlarını korumaktadır. DÜK devre dışı iken mevcut koruma rölelerinin açma akımı ve zaman ayarı en uzak noktadaki yüke göre yapılandırılmıştır. Bu duruma göre R_4, R_5 ve R_6 koruma rölelerinin açma akımı ve zaman ayarlarının yapılandırılması şart değildir. Çünkü, olası bir kısa devre senaryosunda kısa devre arıza noktasını besleyen tek kaynak harici şebeke olacaktır. Bu durumda da R_1, R_2 ve R_6 rölesinin koruma ayarları kritik hale gelmektedir. BD hattında bir kısa devre arızası olması halinde ilk olarak R_2 rölesi açmalıdır. Eğer R_2 rölesi açma yapmaz ise yedek koruma olarak harici şebekeden akan I_{AB} arıza akımını R_1 rölesi kontrol ettiği kesiciyi kumanda ederek arızayı temizlemelidir.

DÜK, çevrimiçi ve şebekeyle senkron bir şekilde çalışırken D barasına bağlı yükü beslemek için I_{EC} ve I_{AB} akımları akmaktadır. Bu durum, DÜK'ün harici şebekenin yük noktasına olan sürekli enerji ihtiyacının karşılansa da koruma düzeni üzerinde koruma körleşmesine sebep olmaktadır. Bunun sebebi ise Şekil 2.33'te D barasında gerçekleşecek bir kısa devre arızası senaryosunda arızayı besleyen kaynak sayısının ikiye çıkmış olmasıdır. Bu kısa devre arızasında, harici şebekenin D barasına olan kısa devre arızasına olan katkısı I_{EC} akımından dolayı düşmektedir. Bu sebepten ötürü R_1 rölesinin mevcut yapılandırma ayarı geçerli kalmamaktadır. Bu açıdan koruma körleşmesi sorununun önüne geçmek adına, dağıtık üretim

kaynağı güç sistemine entegre edildiği zaman koruma rölelerinin açma akımları güncellenmelidir.

2.7.4. Elektrik Dağıtım Şebekelerinde Aşırı Akım Röle Koruma Koordinasyonu

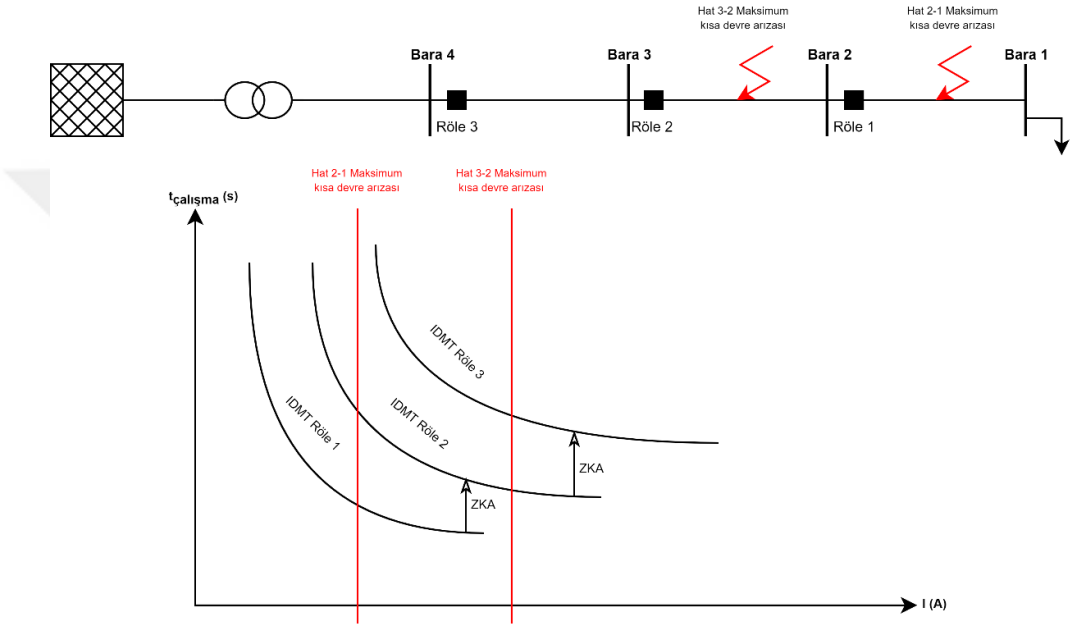
Yeni nesil elektrik dağıtım şebekelerinin getirdiği avantajlar ile koruma felsefesinde şebeke topolojisi, kaynak sayısı, yük sayısı, kaynağın konumu gibi kriterlere bağlı oluşan yenilik ihtiyaçlarından dolayı doğru bir korumanın temellerini oluşturan esasları sağlamak adına rölenin kullanılan fonksiyonları değişmektedir.

2.7.4.1. Tek Kaynaktan Beslenen Şebekelerin Aşırı Akım Röle Koruma Koordinasyonu

Geleneksel güç sistemleri tek kaynaklı şebeke karakteristiğine göre tasarlandığı için şebekenin yük akış karakteristiği radyal bir yapıda olmaktadır. Dolayısıyla, koruma koordinasyon sistemleri de radyal topoloji koruma düzenine göre yapılandırılmaktadır. Koruma koordinasyonu için aşırı akım röle yapılandırmaları, basit bir felsefeye sahiptir. Bunun sebebi ise seçicilik için röle açma akım ve zaman çarpan ayarı bilgilerinin tek bir kaynağa göre oluşturulmasıdır. Yük akışı ve kısa devre arıza akımı tek yönlü olduğu için röleler maksimum kısa devre akımına göre ters zamanlı akım karakteristiğine göre yapılandırılırlar. Bunun sebebi ise herhangi bir kısa devre arıza noktasında her aşırı akım rölesi aynı kısa devre akımını görmektedir. Bunun için farklı zaman çarpan ayar hesaplamaları yapılmaktadır. Kaynağa en uzak olan rölenin zaman çarpan ayarı bilgisi hesaplanarak röle eğri karakteristiklerine göre seçicilik doğrulanır.

Şekil 2.34'te tek kaynaktan yükü besleyen radyal bir şebekenin aşırı akım koruma röle koruma koordinasyonu gösterilmiştir. Aşırı akım röleleri ters zamanlı minimum zaman karakteristiğine sahiptir. Bara 2 ve Bara 1 arasında bir maksimum kısa devre arızası meydana geldiğinde öncelikli olarak Röle 1 kesiciyi açma süresini hesaplayacaktır. Aynı arıza, Röle 2 tarafından aynı kısa devre akım büyüklüğü ile görülmektedir. Bunun için zaman koordinasyon aralığı farkı ile Röle 2'de açma sinyalini üretecektir. Bu durumda arıza, Röle 1 tarafından temizlenmez ise

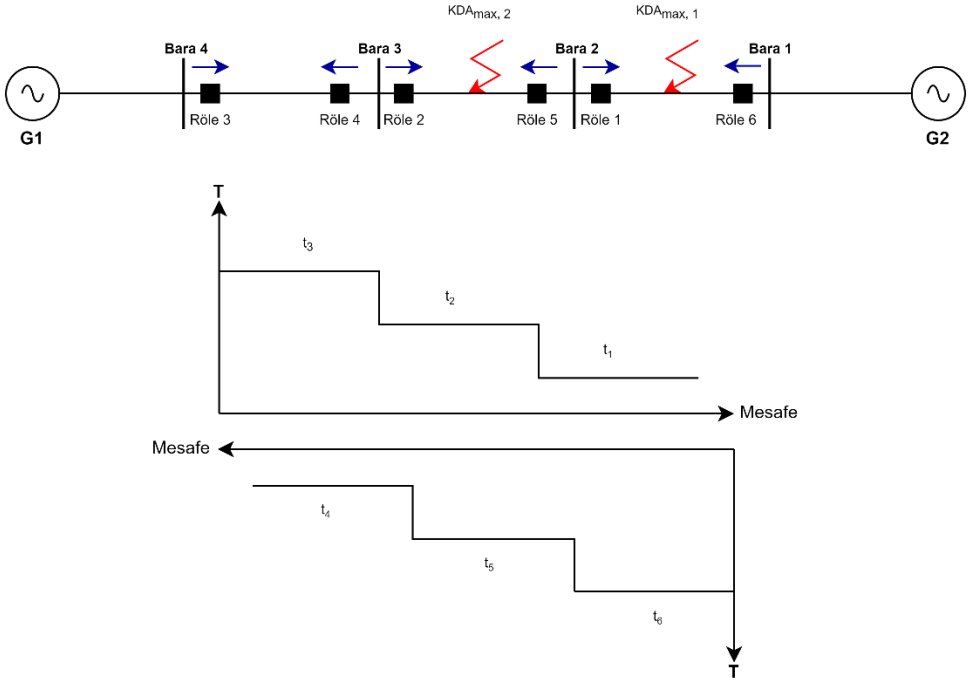
Röle 2 açma sinyali üreterek kısa devreyi temizlemektedir. Bara 3 ve Bara 2 arasında bir maksimum kısa devre arızası oluşur ise Röle 2 ana koruma rölesidir. Dolayısıyla bu senaryoda Röle 2 açma sinyali üretmeli ve Röle 3'te zaman koordinasyon aralığı farkı ile yedek koruma işlevini gerçekleştirmektedir. Böylece tek kaynaktan beslenen radyal yapılar için aşırı akım röle koruma koordinasyonu seçiciliğe dayalı olarak gerçekleştirilir.



Şekil 2.34: Tek kaynaktan beslenen şebekenin aşırı akım röle koruma koordinasyonu.

2.7.5. İki Kaynaktan Beslenen Şebekelerde Aşırı Akım Röle Koruma Koordinasyonu

Yeni nesil elektrik dağıtım şebekelerinin sağladığı avantajlardan birisi de çoklu kaynaktan beslenen şebekelerin tüketicilere enerji sağlanmasındaki sürekliliğin sağlanmasıdır. Ayrıca, dağıtım sistemleri üzerindeki generatörlerin yüklenme oranları düşürülerek kaynak donanımının zarar görmesini azaltmaktadır. Kritik yüklerin bulunduğu dağıtım şebekelerinde tesislerin enerji sürekliliğinin sağlanması yanında enerji güvenilirliğini de sağlamaktadır [74].



Şekil 2.35: İki kaynaktan beslenen şebekelerin aşırı akım röle koruma koordinasyonu [75].

Şekil 2.35'teki aşırı akım röleleri yönlü koruma fonksiyonlarına sahiptir. Bunun sebebi ise Bara 4 ve Bara 1 arasındaki iletim hattında oluşabilecek kısa devre arızasını hem G1 hem de G2 kaynağı besleyeceği için aşırı akım rölesinin seçicilik kriterini sağlayabilmesi için yönlü olması gerekir.

G1 kaynağının şebekeden ayrılması durumunda G2 kaynağı radyal bir yapıda şebekeyi besleyecektir. Böylece Röle 1, Röle 2, Röle 3 yönlü rölelerinin kısa devre oluşması durumunda hat üzerindeki kısa devre akımını görmeyeceği için açma sinyali üretmeyecektir. G2 kaynağının devrede olduğu durumda röle koruma koordinasyonu sırasıyla Röle 4, Röle 5 ve Röle 6 sırasıyla olacaktır. Örneğin G1 kaynağı devre dışı iken $KDA_{max,\,1}$ arızası meydana gelir ise Röle 6 açma sinyali üretecek ve yedek korumaya sahip olmayacaktır. $KDA_{max,\,2}$ arızası meydana gelir ise ilk olarak Röle 5 açma sinyali üretecek ve Röle 6'da yedek koruma fonksiyonuna sahip olacaktır.

G2 kaynağının şebekeden ayrılması ve G1 kaynağının şebekeyi beslemesi durumunda ise Röle 4, Röle 5 ve Röle 6 röleleri koruma fonksiyonlarına sahip olmayacaktır. Röle koruma koordinasyonu sırasıyla Röle 1, Röle 2 ve Röle 3 olacak şekilde gerçekleştirilir. Bu senaryoda $KDA_{max,\,1}$ arızası oluşur ise öncelikli olarak Röle 1 açma sinyali üretir ve Röle 2 yedek koruma

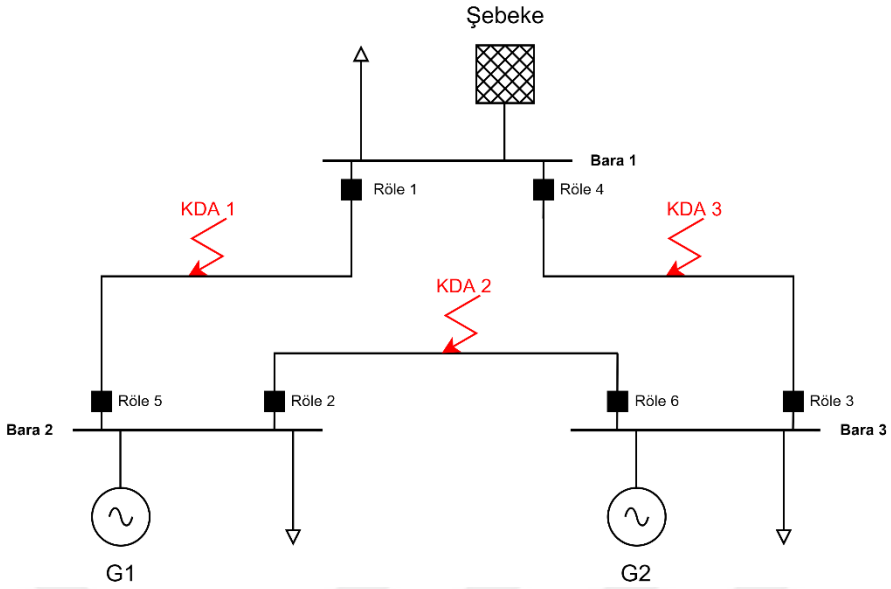
fonksiyonu ile çalışmaktadır. Eğer Röle 3'ün açma akımı bu arızayı açacak şekilde parametrelendirildi ise Röle 2'yi yedekleyecektir. $KDA_{max,\ 2}$ kısa devre arızası meydana gelir ise açma sinyalini üretmesi gereken ilk röle, Röle 2 ve yedek koruma fonksiyonuna sahip olması gereken röle ise Röle 3'tür.

Her iki kaynakta şebekeye bağlı ise kısa devre olması durumunda, kısa devre noktasını besleyen iki tane kaynak olacağı için tüm röleler koruma fonksiyonuna sahiptir. Örneğin, $KDA_{max,\ 1}$ kısa devre arızası meydana gelir ise Röle 1 ve Röle 6 açma sinyali üreterek arızalı hattı şebekeden ayırmaktadır. Röle 1'in yedek koruması ise Röle 2 olacaktır. Eğer, Bara 2'ye bağlı bir yük var ise bu kısa devre arızasından minimum derecede etkilenmektedir. Bunun sebebi ise Röle 1 ve Röle 6 kesicilerini açtırdıktan sonra Bara 2'ye bağlı yük G1 kaynağından beslenecektir. Bu iki kaynaktan beslenen elektrik şebekelerinin sağladığı avantajlardan birisidir. Eğer, elektrik şebekesinde $KDA_{max,\ 2}$ kısa devre arızası meydana gelir ise Röle 2 ve Röle 5 ana koruma rölesi olarak çalışmalı ve Röle 3 ile Röle 6'da yedek koruma işlevine sahip olmalıdır.

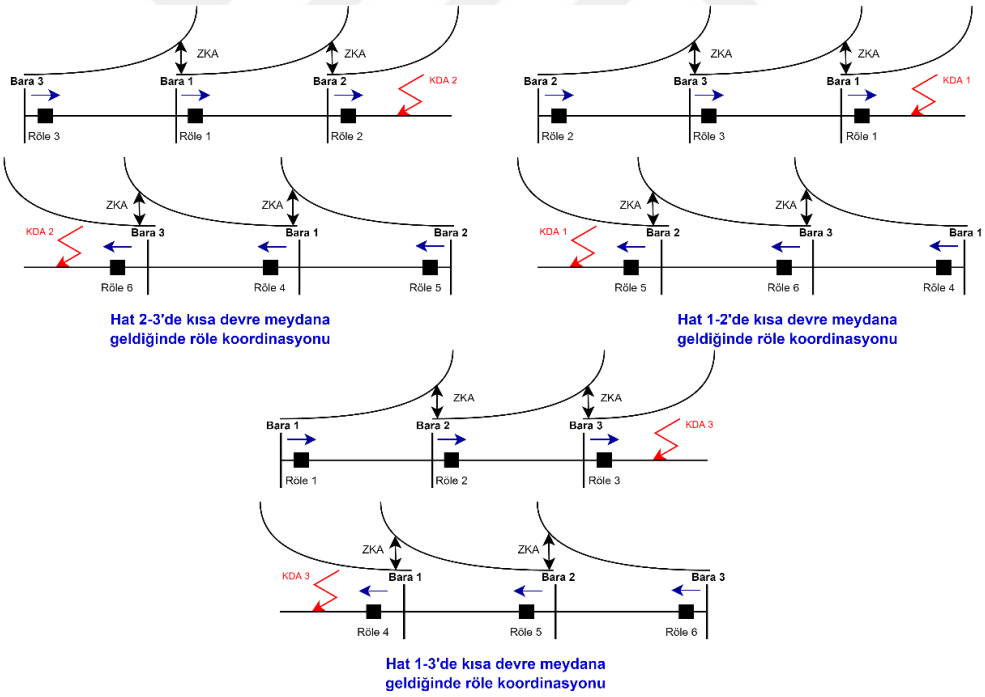
2.7.6. Halka Yapılı ve Çok Kaynaklı Şebekelerde Röle Koruma Koordinasyonu

Güç sistemlerinin modernleşmesi ve günden güne yük sayısının artmasıyla dağıtık üretim kaynaklarının da yaygınlaşması ile şebekelerin modernleşmesi paralel ilerlemektedir. Kritik üretim tesislerinin enerji sürekliliğinin sağlanması için birden fazla kaynaktan birden fazla hat üzerinden enerji beslemesi gerçekleştirilmektedir. Ancak bu durum, koruma sistemlerini karmaşık bir yapı haline dönüştürmektedir. Dağıtım şebekelerindeki koruma röle parametrelerinin atanması kritik bir hale gelmek ile yüke en yakın röleden kaynağa en yakın röleye doğru koordine edilmektedir [76].

Şekil 2.36'da halka şebeke yapısında kısa devre durumları gösterilmiştir. Şebekeye göre Bara 1 ve Bara 2 arasında bir kısa devre arızası meydana gelirse hattı koruyan yönlü aşırı akım röleleri, Röle 1 ve Röle 5 açma sinyali üretmelidir. Röle 1 açma sinyali üretemez ise yedek koruma rölesi olan Röle 3 açma sinyali üretmelidir. Benzer bir şekilde Röle 5 açma sinyali üretemez ise Röle 6 aça sinyali üreterek röle koruma koordinasyonunu sağlamalıdır.



Şekil 2.36: Halka yapılı şebeke yapısı.



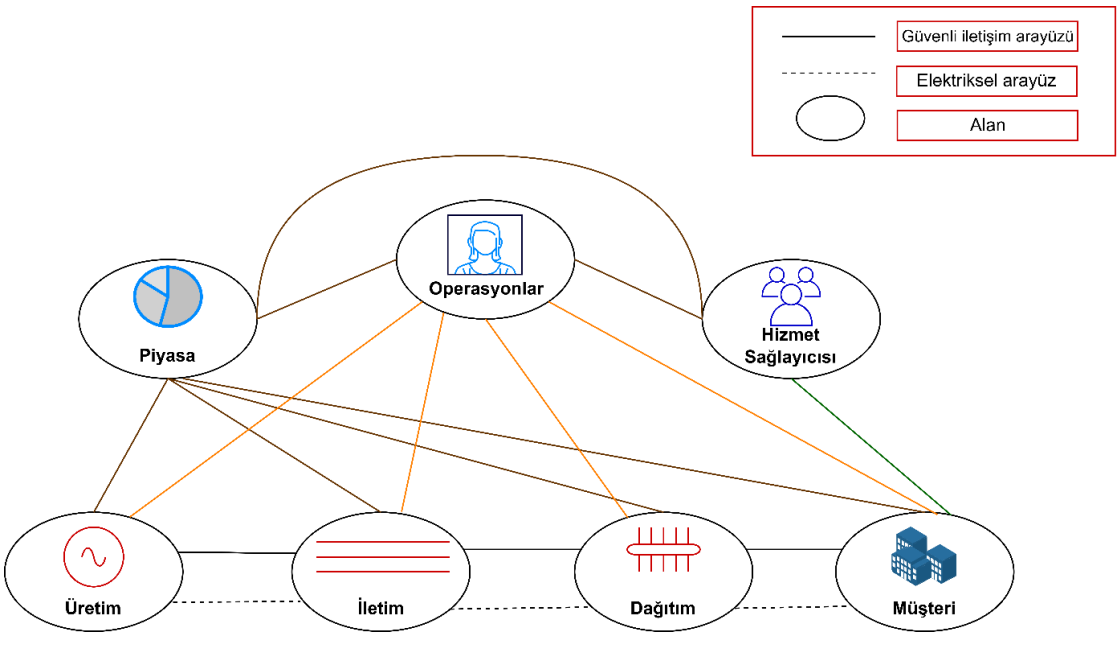
Şekil 2.37: Halka yapılı şebekede aşırı akım röle koruma koordinasyonu.

Şekil 2.37'de Şekil 2.36'daki her bir kısa devre durumu senaryosunda röle koruma koordinasyonu gösterilmiştir. Burada seçicilik adına dikkat edilmesi gereken nokta, kaynağa en

uzak ve ileri yönlü aşırı akım koruma rölelerinin en düşük zaman çarpanı ayar değerine sahip olamayabileceğidir. Dolayısıyla, her bir röle noktasının maksimum kısa devre analizleri ve açma akım değerleri test edilerek yedek koruma işlevini destekleyecek bir zaman çarpan ayarı ataması gerekmektedir. Eğer ki kısa devre noktasında birincil koruma rölesinden önce yedek koruma rölesi açma sinyali üretiyor ise koordinasyon başarısız olmaktadır.

2.8. Akıllı Şebekeler ve Koruma

Akıllı şebeke, bilgi işlem gücünün ve her yerde bulunan iletişim ağlarının hızlı artışından yararlanan akıllı cihazlarla, otomatikleştirilmiş ve dağıtılmış gelişmiş bir enerji dağıtım şebekesi oluşturmak için iki yönlü elektrik ve bilgi akışıyla geleneksel elektrik şebekesini geliştirmektedir [77]. Akıllı şebekeler; enerji üretimi, iletimi, dağıtımı ve tüketimi gibi farklı yönlerden gelen risklerle başa çıkabilir ve bunlara karşılık gelen gerçek zamanlı stratejiler geliştirebilir. Akıllı şebeke vizyonu, daha fazla sensör kullanımı, daha hızlı haberleşme teknolojileri, daha yüksek hesaplama yeteneği ve daha doğru kontrol yöntemleri ile karakterize edilir ve sonuçta kapsamlı bir mimari oluşturmaktadır [78].



Şekil 2.38: Akıllı şebekeler için USTE'nin konsept modeli.

Ulusal Standartlar ve Teknoloji Enstitüsü, Şekil 2.38'de gösterilen, elektrik güç sisteminin farklı bileşenlerinin standartlaştırılması için referans olarak kavramsal bir model sağlamıştır.

Akıllı şebekelerin karakteristik olarak karşılaşacağı teknik zorluklar; güvenilirlik, verimlilik, karşılanabilirlik, güvenlik, iklim değişiklikleri olarak sıralanmaktadır [79]. Bu zorlukları daha iyi bir şekilde aşmak için altyapı, yönetim ve koruma sistemleri akıllı şebekeler için önemli bileşenlerdir. Altyapı; enerji alt sistemleri, bilgi ve haberleşme olarak üçe ayrılmaktadır. Geleneksel enerji sistemleri, daha iyi bir güç üretimi, iletimi ve dağıtımı için akıllı şebeke altyapısı ile güncellenmelidir. Enerji üretim sistemleri, yenilenebilir enerji kaynaklarının bağlanması avantajına sahiptir. Böylece, dağıtık üretim ile küçük ölçekli generatörlerin mikro şebeke yapısı ile ana şebekeye bağlanması ve bağlantısının kesilmesi avantajını da sunmaktadır. Daha kaliteli ve güvenilir bir sistem geliştirmek için mikro şebeke yapısı, elektrik şebekeleri için önemli hale gelmektedir. İletim sistemleri için akıllı bir kontrol merkezi; güç kullanımı, güç kalitesi ve güç güvenliğini geliştirmek için yeni görüntüleme ve analitik özellikleri sunmaktadır. Bu da akıllı dağıtım şebekelerinde dağıtık kaynakların yayılması için daha esnek bir yapı sağlanması için önemlidir. Ancak, DÜK'lerin ana şebekeye entegre olması ile güç akışının kontrolü karmaşık hale gelmektedir. Bu durum, akıllı cihazların ve akıllı dağıtım yöntemlerinin gerekliliğini ortaya çıkarmaktadır. Birçok şebekenin büyük güç sistemlerine entegre olması olmasıyla daha güvenilir ve operasyonel müdahalelerin hızlı bir şekilde yapılması gerekmektedir. Bir kontrol merkezinden ani bir şekilde müdahalelerin uygulanması zordur. Merkezi kontrol olarak güç sistemlerinde SCADA ve otomasyon sistemleri kullanılmaktadır. Modernize bir bilgi sistemi, mevcut veya yeni nesil cihazlar, sistemler ve uygulamalar arasında bilgi alışverişi için önemli bir hale gelmektedir. Akıllı şebekelerin gerçek zamanlı ve isteğe bağlı veri toplaması şebekenin durumunu görüntüleme ve ölçümü için çok önemlidir. Bu nedenle; SCADA, Otomatik Ölçüm Altyapısı, Dağıtım Yönetim Sistemleri, Enerji Yönetim Sistemleri ve Fazör Ölçüm Birimi teknolojileri uygulamaları akıllı şebekelere uyarlanması hedeflenmektedir [80].

2.8.1. Akıllı Şebekelerde Koruma için Veri Toplama ve Haberleşme

Akıllı şebekelerde, sistemin durumuna karşılık gelen veriler üretilmelidir. Ardından veriler, şebeke durumu izleme, kullanıcı cihazı kontrolü ve diğer özellikler için kullanılan yerel veya

daha yüksek seviyeli kontrol merkezinde toplanıp işlenmektedir. Akıllı şebekelerde FÖB, gelişmiş veri toplama performansına sahiptir. Gerilim açısı, faz büyüklükleri gibi elektriksel bileşenleri ölçmek için kullanılmaktadır. FÖB, bir güç sisteminde ayrık konumlarda bulunmaktadır ve tüm cihazlar GPS ile eş zamanlı çalışmaktadır.

Ayrıca, Akıllı şebekelerde haberleşme teknolojileri kablolu ve kablosuz olmak üzere ikiye ayrılmaktadır. Kablosuz haberleşme teknolojileri; ZigBee, hücresel ağlar ve uydu haberleşmesidir. Bu teknolojiler, düşük kurulum maliyeti, hızlı yayılım, geniş kapsamlı bölge, taşınabilirlik ve uzaktan uygulama erişimi için uygundur. Ancak kablosuz ağlar, potansiyel yol hataları ve nispeten yüksek veri gecikmelerinden dolayı yüksek doğruluk gerektiren gerçek zamanlı uygulamalarda ideal bir çözüm olmamaktadır. Kablolu haberleşme, özellikle fiber optik teknolojisi, yüksek bant genişliği kapasitesi ve elektromanyetik ve radyo parazit bağışıklığı ile gerçek zamanlı sistem kontrolü için ideal hale getirmektedir [81].

Akıllı şebekelerde veri aktarımı ve haberleşme, TCP/IP ve UDP teknolojileri ile aktarılmaktadır. Farklı bileşenler arasında bilgi alışverişini desteklemek için haberleşme standartları ve protokollerinin akıllı dağıtım şebekelerinde standartlaştırılması önemli rol oynamaktadır. Çeşitli uygulama kısıtlamalarını aşabilmek için geliştirilen birkaç protokol bulunmaktadır.

- Dağıtık Ağ Protokolü (DAP3)
- IEEE C37.118
- IEC 61850

DAP3, otomasyon sistem süreçlerinde bileşenler arasında kullanılan bir haberleşme protokolüdür. SCADA sistemlerinde önemli bir role sahiptir. Çünkü, kontrol merkezleri ve akıllı elektronik cihazlar arasında güvenli bir haberleşme için kullanılmaktadır.

IEEE C37.118 standartı, güç şebeke uygulamaları arasında eş zamanlı fazör ölçüm bilgi değişimleri için tanımlanmaktadır. FÖB için haberleşme kurallarını tanımlamaktadır. Bu metot için GPS kullanılmaktadır.

IEC 61850, elektrik transformatör merkezi otomasyonu için tasarlanan bir standarttır. Daha doğrusu, IEC 61850-8-1 ve IEC 61850-9-2'de tanımlanan haberleşme protokollerine eşleme,

orijinal olarak iletim seviyesindeki transformatör merkezlerinde tasarlanmıştır. Ancak, güncel transformatör merkezleri, kontrol merkezleri ve etki alanları arasında haberleşme sağlaması beklenmektedir. IEC61850 akıllı elektrik şebekelerinde transformatör merkezleri ile hızlı haberleşme sağlaması nedeniyle en yaygın kullanılan haberleşme protokolüdür.

2.9. Akıllı Dağıtım Şebekelerinde Adaptif Koruma

Adaptif koruma kavramı 1980'li yıllarda geliştirilen röle karakteristik değişim ihtimallerine izin veren hesaplama tabanlı uygulamaların artışına olanak sağlayan gelişmiş sistemlerdir [82]. "Adaptif koruma, çeşitli koruma fonksiyonlarının mevcut güç sistemi koşullarına daha uyumlu hale getirmek için otomatik olarak ayarlamalar yapmaya izin veren ve bunu arayan bir koruma felsefesidir". Gelişen şebeke yapıları ile mevcut röle ayarları ve koruma metotları uygun olmadığı için adaptif koruma ihtiyacı oluşmuştur. Bu noktada adaptif koruma, dört adaptif özelliği içermelidir [83]:

- Değişen durumları belirleme
- Adaptiflik için karar verme
- Korumanın ayarlanması
- Sorumlu personele raporlanması

Tanımın, adaptif bir koruma sistemi elde etmek için gereksinimleri oluşturduğundan da bahsedilmektedir. Gereksinimler, sistemin kendisinin harici bilgi alırken önceden belirlenmiş ayarlamaların yapılmasına izin vermesi veya kendi içinde ayarlamalar bulmaya çalışması ve bilgilerin normal ölçümlerden veya harici kaynaklardan çıkarılabilmesini içermektedir [83].

Akıllı dağıtım şebekelerinde yenilenebilir enerji kaynaklarının artışı ile şebeke topolojisinin değiştirilmesi ve işletilmesinde esneklik sağlamaktadır. YEK'lerin dağıtım şebekesine bağlanması ile iletim sistemlerinin yükünün azaltılması ile mikro şebeke işletme imkanı da tanımaktadır. Şebekenin ada ve normal çalışma modunda olmak üzere iki modda çalışma imkânı sunmaktadır. Ayrıca, DÜK'lerin entegre edilmesi ile şebekedeki yüklerin enerji

sağlanma güvenilirliğinin artmasına olanak tanımaktadır. Şebekedeki DÜK'lerin planlı bir şekilde şebekeden ayrılması ile şebeke topolojisinin değişimine olanak sağlaması koruma düzenlerindeki seçicilik üzerinde dezavantajlara sebebiyet vermektedir. Geleneksel aşırı akım koruma düzenleri, ada modu ve şebeke bağlantılı mod için farklı arıza akım seviyelerine sahip olduğu için seçicilik sorununa yol açmaktadır. Tek kaynaklı ve/veya çok kaynaklı radyal veya halka şebekelerde farklı topolojilerin oluşması ile mevcut koruma yapısı geçerliliğini kaybetmektedir. Koruma gereksinimleri adına dağıtım şebekesinin durum bilgisi için bazı önemli maddeler adaptif koruma adına önem teşkil etmektedir [84]:

- Şebekenin yapılandırılması
- DÜK ünitelerinin çalıma durumu
- Topraklama düzenlemeleri

Dağıtım sistemindeki durum değişim olaylarını etkileyen şebeke topolojilerinin tespit edilmesi gerekmektedir. Bu diğer bir deyişle; şebeke yapısı, kesiciler ve anahtarlama cihazlarının bağlantı durumlarının şebeke yapılandırmaları üzerinde dikkate alınması gerektiğidir.

Geleceğin akıllı dağıtım şebekelerinde sistem yapılandırmalarının değişmesi için çeşitli sebepler bulunmaktadır. Bunlar, enerji yönetim aksiyonları ve piyasadan kaynaklanan sebeplerdir. Şebekenin radyal veya kapalı halka fiderlerine sahip olan yapısı koruma gereksinimlerini değiştirmektedir.

Akıllı şebekelerde üretim; DÜK birimlerinin bağlantı durumlarına göre değiştiği için aktif DÜK sayısı bilinmelidir. Muhtemelen, DÜK birimlerinin arıza akımı üretme kapasitesi hakkında bilgi mevcut olmalıdır. DÜK birimlerinin çalışma durumu, kısa devre üretme yeteneklerini bilmek anlamına gelir. Bunun bir örneği, dağıtım şebekesinde bir noktaya bağlı birden fazla rüzgâr enerjisi santraline sahip bir rüzgâr türbin tesisidir. Değişen sayıda operasyonel ünite, rüzgâr santralinin üretebileceği toplam kısa devre akımını etkilemektedir.

Koruma ve kontrol için adaptif korumada; röleler ve koruma sistemleri daha gelişmiş hale geldikçe, işlevler genellikle aynı fiziksel cihazlarda bulunduğundan ve aynı işlevleri yerine getirdiğinden, koruma ve kontrol işlevleri arasındaki farkı ayırt etmek zorlaşır [83]. Acil durumlardan sonra şebekeyi yeniden yapılandırma gibi röleler tarafından gerçekleştirilen bazı işlevlerin, her ikisinin de işlevlerine sahip olduğundan, her iki kategoriye de kategorize edilmesi

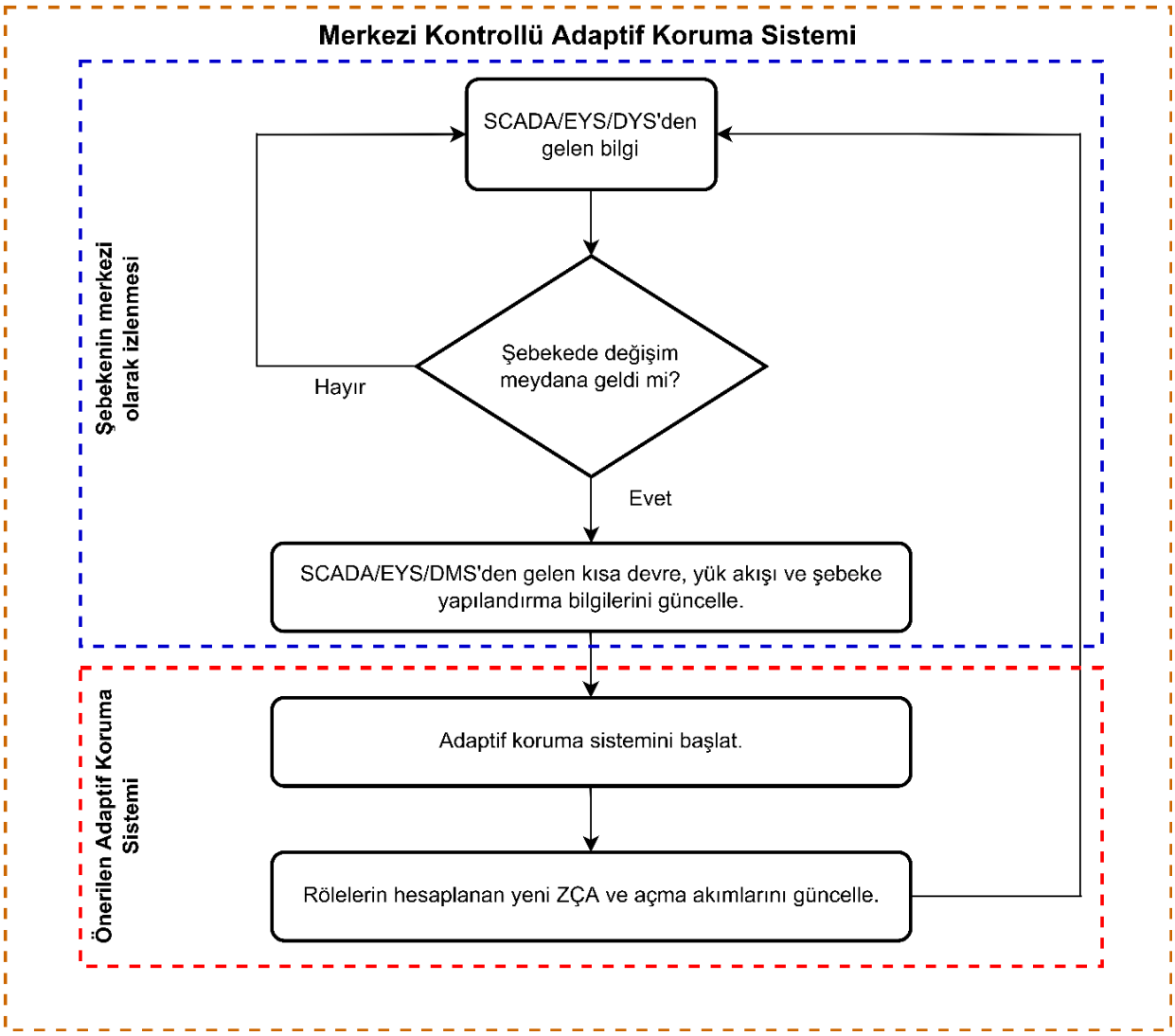
zordur. Ayrıca, adaptif koruma kavramları geliştikçe koruma ve kontrol arasındaki ayrımın daha az kesin olacağına işaret etmektedir [83]. Adaptif koruma stratejileri ve kontrol arasındaki benzerlikler, adaptif korumanın temellerinde bulunabilir. Çünkü adaptif koruma geri bildirim gerektirir ve geri bildirim de kontrolün temel bir unsurudur. Kendini iyileştirme gibi bazı akıllı şebeke işlevleri hem koruma hem de kontrol ile yakından ilişkilidir. Arızalı bir dağıtım şebekesinin kendi kendini iyileştirmesi hem koruma hem de kontrol eylemlerinden oluşmaktadır. Geleneksel anlamda koruma sistemi arızayı izole eder ve kontrol sistemi otomatik olarak yedek bağlantıları kapatır veya mikro şebekeye geçişi başlatır. Bununla birlikte, koruma ve kontrol arasındaki çizgi o kadar basit değildir, çünkü çoğu zaman her iki işlem de aynı cihazdan gerçekleştirilebilir.

IEC 61850 standardı, adaptif korumanın ideal olan kontrol ve şebeke otomasyonu için mesajlaşma protokollerini içermektedir [85]. IEC 61850 standardını kullanan bir iletişim kurulumu, normalde 4 ms civarında koruma amaçları için ideal olan düşük gecikme süresinin elde edilmesini nispeten basit hale getirir. Bu standardı kullanan mevcut uygulamaların birçoğu kablolu ethernet veya fiber optik fiziksel katmanlar kullansa da transformatör merkezi elemanları arasındaki iletişim için IEC 61850 kullanılarak kablosuz iletişim de gerçekleştirilebilir [86]. Aşırı akım ile adaptif koruma uygulamaları, algılama/ölçüm ve kontrol amaçları için %99,999 güvenilirlik ile iletişim sisteminden 12 ile 20 ms arasında bir gecikme süresi gerektirmektedir. Aşırı akım koruma, arızalı noktaya çift yönlü akım akışı nedeniyle DÜK bağlantısı ile diğer koruma fonksiyonlarından daha fazla etkilenmektedir [86]. Bu noktada SCADA sistemleri, DYS sistemleriyle birlikte tüm şebeke üzerinde şebeke değerlendirme görevlerini gerçekleştiren kontrol merkezini temsil etmektedir [87].

2.9.1. Merkezi Yapılı Adaptif Koruma Sistemi

Haberleşme sisteminin sunduğu avantajlar ile SCADA sistemi, EYS, CBS ve DYS birbiriyle bağlantılıdır. Röle koruma analiz uygulaması, şebeke üzerinde analitik çalışmalar gerçekleştirmektedir. Bir sistem adaptif koruma ile korunuyor ise yeni şebeke yapılandırmalarını desteklemek için doğru röle koruma ayarını belirleyebilmektedir. Yeni yapılandırma ayarları, kapalı çevrim bir uygulama ile tanımlanmasının ardından sistem

operatörün müdahalesine gerek kalmadan otomatik olarak röle ayarlarını yeniden yapılandırılma avantajı sunmaktadır [88].

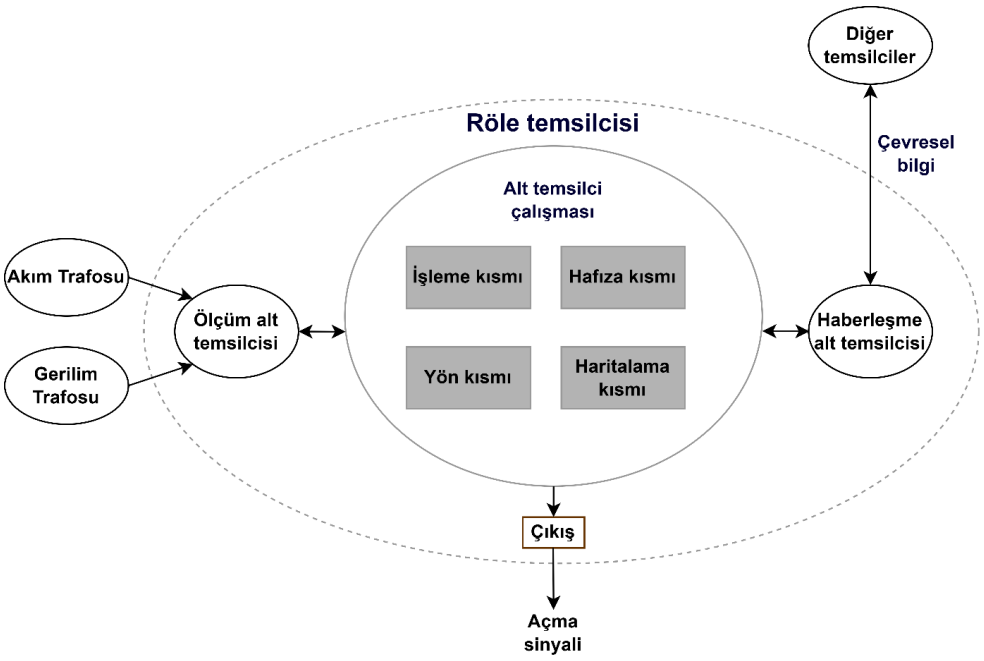


Şekil 2.39: Merkezi kontrollü adaptif koruma blok şeması.

Şekil 2.39'da SCADA/EYS/DYS sistemi ile merkezi kontrollü adaptif koruma sistemi blok diyagramı gösterilmiştir. Şekil 2.39'da SCADA/EYS/DYS sistemi ile merkezi olarak dağıtım şebekesi izlenmektedir. Şebekede DÜK durum değiştirir veya topolojide bir değişim meydana gelir ise adaptif koruma sistemi başlatılmaktadır. İdeal röle ayarları bulunması ile röle yapılandırmaları güncellenmektedir.

2.9.2. Dağıtık Yapılı Adaptif Koruma Sistemi

Akıllı şebekelerin ve akıllı teknolojilerin koruma için sunduğu bir avantaj da dağıtık koruma yapısıdır. Modern mikroişlemci tabanlı dijital röleler, geleneksel elektromekanik rölelerden daha güvenilir ve verimlidir. Her rölede bir yazılım temsilcisi bulunabilmektedir. Şekil 2.40'da mikroişlemci tabanlı dijital bir rölenin çoklu temsilci blok diyagramı gösterilmiştir. Akım ve gerilim transformatöründen alınan bilgiler, ölçüm alt temsilcisine iletilmektedir. Ölçülen veriler, röle alt temsilcisine aktarılmaktadır. Ölçüm bilgileri, röle tarafından işlenerek hafıza kısmı temsilcisine kaydedilmektedir. Gerilim açısı ile akımın açısı karşılaştırılarak yön kısmı tayin edilmektedir. Haritalama kısmı, şebekedeki topoloji ve DÜK değişimleri meydana geldiğinde akım ve gerilim transformatöründen aldığı ölçüm bilgileri ile hafıza kısmında yer alan bir önceki ölçüm bilgilerini karşılaştırmaktadır. Dağıtım şebekesinde topolojik veya dağıtık tesislerin çalışma durumlarında bir değişim meydana geldiğinde çoklu temsilciye sahip röle diğer röleler ile haberleşme alt temsilcisi ile haberleşmektedir. Böylece koruma ayarlarını güncellemektedir. Eğer, rölenin kendi koruma bölgesinde belirlenen üst limiti aşan ölçüm bilgileri mevcut ise kesiciyi kumande ederek arızanın temizlenmesi amaçlanmaktadır.



Şekil 2.40: Dağıtık koruma rölesinin çoklu temsilci blok diyagramı [89].

3. YÖNTEM

Akıllı dağıtım şebekeleri, SCADA/EYS/DYS ile merkezi kontrol mekanizması ile izlenmektedir. Ayrıca, merkezi olarak izlenen şebeke iki şekilde korunmaktadır. Teze ait merkezi ve merkezi olmayan iki adaptif koruma yöntemi kullanılmıştır. Bu yöntemler, graf teorisi tabanlı Merkezi Yapılı Adaptif Koruma Sistemi ve çift yönlü aşırı akım röle teknolojili Dağıtık Yapılı Adaptif Koruma Sistemidir. MYAKS, merkezi bir koruma felsefesine sahipken DYAKS, dağıtık bir koruma felsefesine sahiptir. Aşırı akıma dayalı koruma yöntemleri için ters zamanlı karakteristik kullanılmaktadır. Denklem (3.1), bir aşırı akım rölesinin ters zamanlı karakteristiğine göre çalışma zamanı eşitliğidir.

$$T_i = \frac{\alpha \times ZÇA_i}{\left(\frac{I_{kda,i}}{I_{aa,i}}\right)^{\beta} - 1} \ (saniye) \tag{3.1}$$

Burada, T_i ana rölenin çalışma zamanıdır. $ZÇA_i$, ana rölenin zaman çarpan ayarıdır. $I_{kda,i}$ ana rölenin gördüğü arıza akımıdır. $I_{aa,i}$, ana rölenin koruduğu hattaki yük akışının müsaade edilebilecek yüklenme oranına çevrilmesi için bir sabit ile çarpılması ile açma akımını temsil eder. α ve β ise rölenin ters karakteristiğini belirleyen sabitlerdir. Ana rölenin yedek koruma fonksiyonuna sahip rölesinin çalışma zamanı, Denklem (3.2) ile bulunmaktadır.

$$T_{i+1} = T_i + ZKA \ \ (saniye) \tag{3.2}$$

Burada, T_{i+1} yedek koruma rölesinin çalışma zamanıdır. ZKA ise zaman koordinasyon aralığıdır. Yedek koruma rölesinin ana koruma bölgesi için ZÇA değeri hesaplanmadan önce Denklem (3.2)'deki yedek koruma rölesinin çalışma zamanı hesaplanmalıdır. Denklem (3.3)'te yedek koruma rölesinin ana koruma rölesi olarak çalıştığı bölgedeki ZÇA değeri eşitliği verilmiştir.

$$ZÇA_{i+1} = \frac{\left(\left(\frac{I_{kda,i}}{I_{aa,i+1}}\right)^{\beta} - 1\right) \times T_{i+1}}{\alpha} \ (saniye) \tag{3.3}$$

Burada $ZÇA_{i+1}$, i+1. ana koruma rölesinin zaman çarpan ayarıdır.

Geri yönlü aşırı akım röleleri için ana koruma rölesinin çalışma zamanı eşitliği Denklem (3.1)'deki gibidir. Geri yönlü aşırı akım rölelerinin yedek koruma zamanı Denklem (3.4)'te ve yedek koruma rölesinin ZÇA değeri Denklem (3.5)'te verilmiştir.

$$T_{i-1} = T_i + ZKA \ (saniye) \tag{3.4}$$

$$ZÇA_{i-1} = \frac{\left(\left(\frac{I_{kda,i}}{I_{aa,i-1}}\right)^{\beta} - 1\right) \times T_{i-1}}{\alpha} \ (saniye) \tag{3.5}$$

Hem geri yönlü hem de ileri yönlü aşırı akım röleleri için röleye ait olan açma akımı değeri Denklem (3.6) ile hesaplanmaktadır.

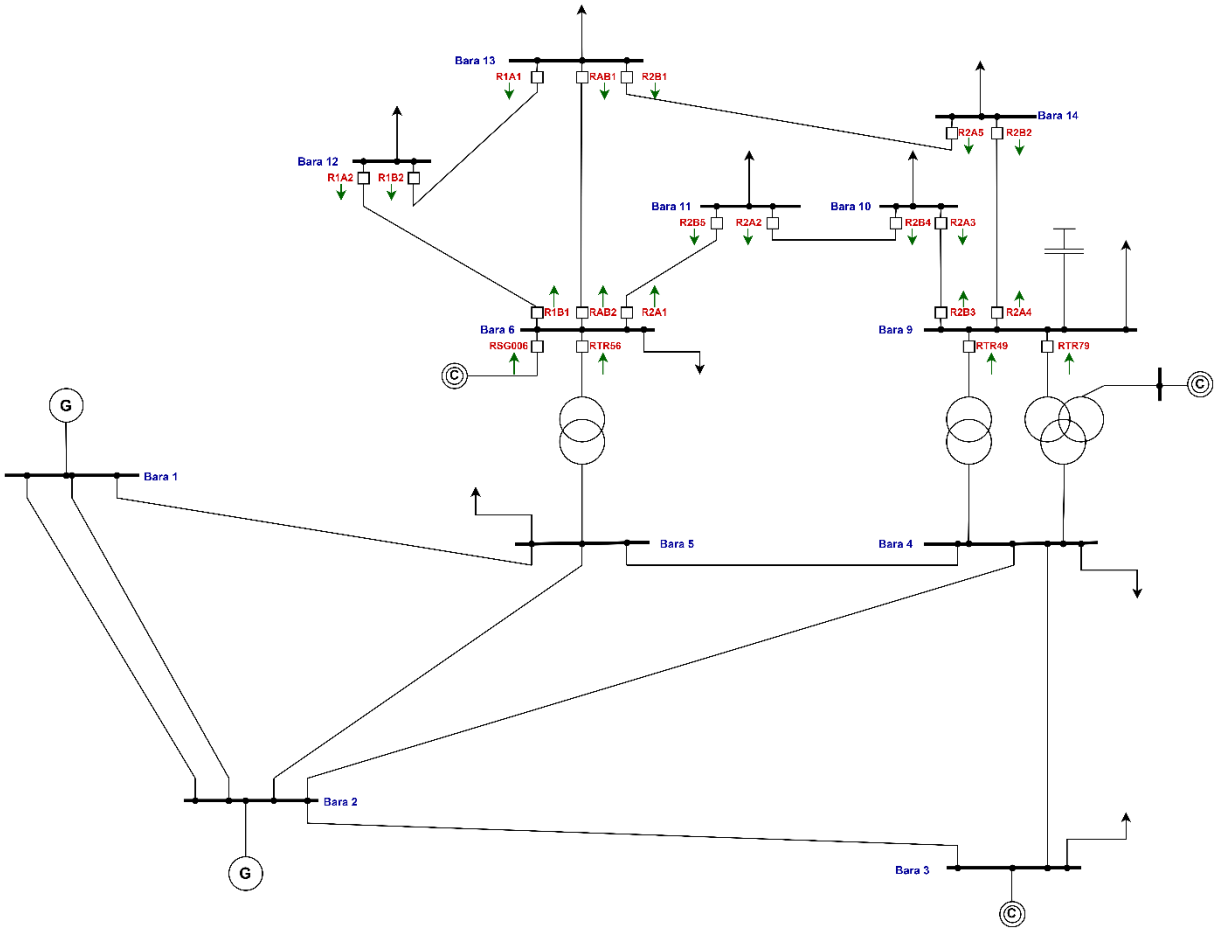
$$I_{AA,i} = k \times I_{YA,i} \ (A) \tag{3.6}$$

Burada k, hattın maksimum yüklenme oranı için sabit olan katsayıdır. Hatlar için bu oran, yük akımının %20-25 oranında üstünde seçilir. Aşırı akım röleleri normalde açma akımı olarak adlandırılan %25'lik adımlarla %50 ila %200 arasında değişen akım ayar çarpanlarına sahiptir [90].

3.1. Materyal

Tez çalışması kapsamında IEEE'nin 14 baralı sisteminin 7 baralı dağıtım şebekesinin röle koruma koordinasyonu ve adaptif koruması yapılmıştır. Adaptif koruma ve röle koruma

koordinasyonu Bara 6 ve Bara 9'a bağlı 33 kV gerilim seviyesindeki örgülü dağıtım şebekesinde gerçekleştirilmektedir. Toplamda 20 adet yönlü aşırı akım rölesi kullanılmıştır. Bu rölelerin 16 tanesini ileri yönlü iken 4 tanesi geri yönlü aşırı akım röleleridir. Şekil 3.1'de YAAR'lara ait yön ve isimleri, dağıtım şebekesi üzerinde gösterilmiştir.



Şekil 3.1: IEEE 14 baralı test sistemindeki yönlü aşırı akım röleleri.

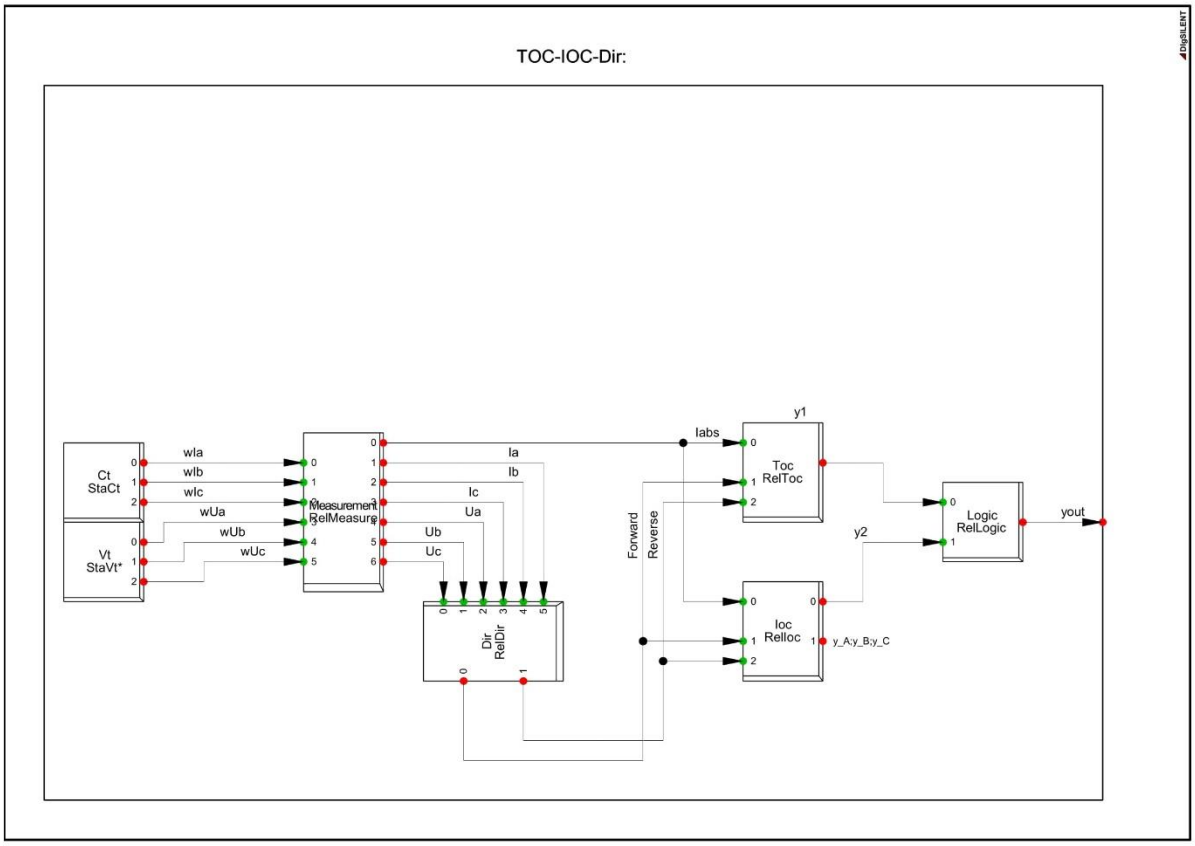
Şekil 3.1'deki IEEE 14 baralı sistemin 7 baralı dağıtım şebekesinde; RSG006, RTR56, RTR49 ve RTR79 röleleri geri yönlüdür. Bu rölelerin haricinde konumlandırılan röleler ileri yönlü olup hat koruması yapmaktadır. IEEE 14 baralı test şebekesinin detaylı hat, bara, generatör, transformatör, yük, şönt kapasitör bilgileri EK A [91] kısmında yer almaktadır.

Tablo 3.1'de her bir YAAR'ın gerilim ve akım transformatörlerinin dönüşüm değerleri verilmiştir. Gerilim ve akım transformatörlerinin dönüşüm oranları tabloda özetlenmiştir.

Tablo 3.1: YAAR'ların akım ve gerilim transformatörü dönüşüm değerleri.

Gerilim t-Transformatörü	**Primer/Sekonder Gerilimleri (V/V)**	**Akım Transformatörü**	**Primer/Sekonder Akımları (A/A)**
AB2	33000/100	AB2	1000/5
AB1	33000/100	AB1	200/5
1A1	33000/100	1A1	200/5
1A2	33000/100	1A2	150/5
1B1	33000/100	1B1	800/5
1B2	33000/100	1B2	700/5
2A1	33000/100	2A1	800/5
2A2	33000/100	2A2	700/5
2A3	33000/100	2A3	500/5
2A4	33000/100	2A4	700/5
2A5	33000/100	2A5	400/5
2B1	33000/100	2B1	600/5
2B2	33000/100	2B2	200/5
2B3	33000/100	2B3	900/5
2B4	33000/100	2B4	700/5
2B5	33000/100	2B5	600/5
TR79	33000/100	TR79	1400/5
TR56	33000/100	TR56	2000/5
TR49	33000/100	TR49	800/5
SG006	33000/100	SG006	800/5

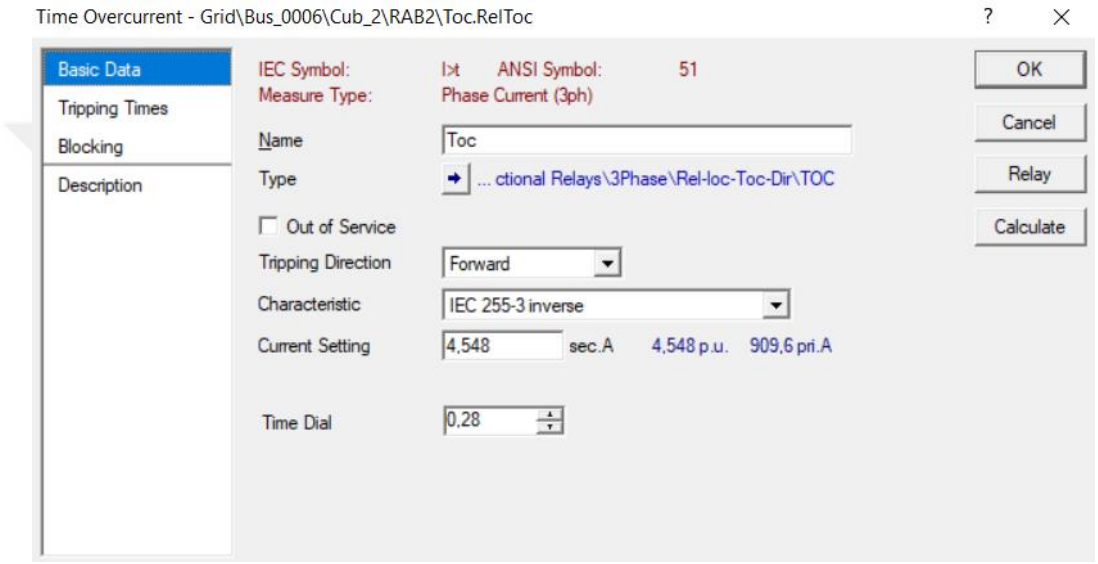
Tez kapsamında yük akış, kısa devre, RMS/EMT ve koruma analizleri için DIgSILENT PowerFactory yazılımı kullanılmıştır. Her bir DM konumuna aşırı akım rölesi, nesne olarak eklenmiştir. Yönlü aşırım akım röle seçimi, DIgSILENT PowerFactory yazılımının kütüphanesinde bulunan 3 fazlı yönlü "**TOC-IOC-Dir-Logic**" rölesi seçilerek gerçekleştirilmiştir [92]. Bu röle, IEC sembolü I>t ve ANSI sembolü 51 olan yönlü 3 faz koruması için zaman koruması bileşenini sunar. IEC sembolü I>> ve ANSI sembolü 50 olan ani aşırı akım koruma bileşenini de sunmaktadır. Ayrıca, IEC sembolü I-> ve ANSI sembolü 67 olan 3 fazlı yön bileşenini de kapsamaktadır. Tezde kullanılan bu röle, ani aşırı akım ve ters zaman eğrilerini görmek için yönlü koruma röle avantajı sunmaktadır. Rölenin mantıksal blok diyagramı Şekil 3.2'de gösterilmiştir.



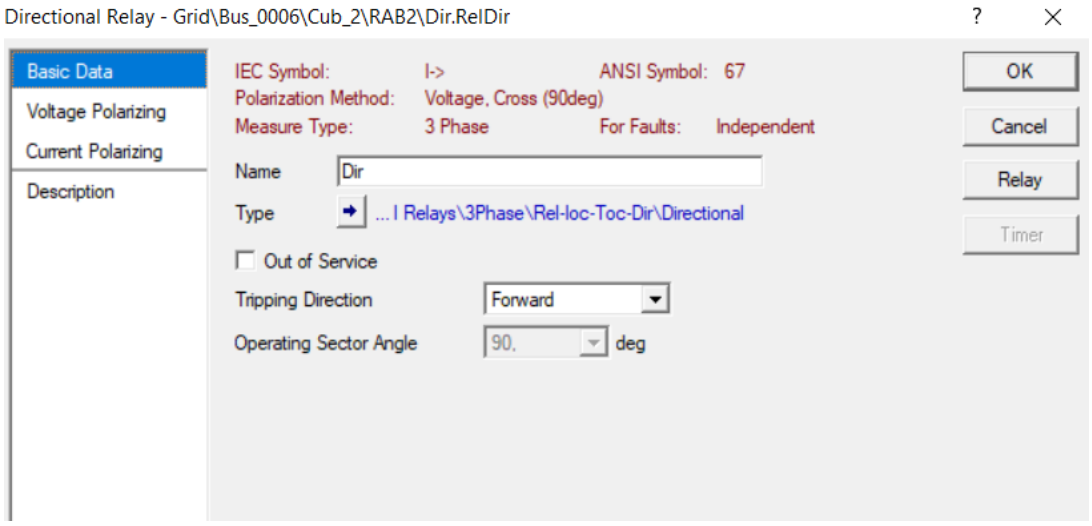
Şekil 3.2: 3 fazlı yönlü aşırı akım rölesi mantıksal blok diyagramı.

Şekil 3.2'de bulunan YAAR'ın çalışma prensibine göre akım ve gerilim transformatörlerinin primer tarafından sekonder tarafına düşürülen akım ve gerilim büyüklükleri, ölçüm ünitesi aracılığıyla yön bloğuna aktarılır. Yönü tayin edilen büyüklük, aşırı akım veya ters zamanlı

aşırı akım korumasına göre mantıksal bloğa aktarılır ve rölenin açma/kapama sinyalini bağlı olduğu kesiciye göndermesi gerekmektedir. Bu röleye ait ters zamanlı aşırı akım koruma rölesinin yapılandırılması için açma yönü, ters zamanlı aşırı akım rölesinin karakteristiği, sekonder akımı ayarı ve zaman aralığı girilmelidir. Şekil 3.3'te bir röleye ait TOC bileşeninin yapılandırılması için DIgSILENT PowerFactory yazılımında ayarlarının girilmesi gösterilmiştir.

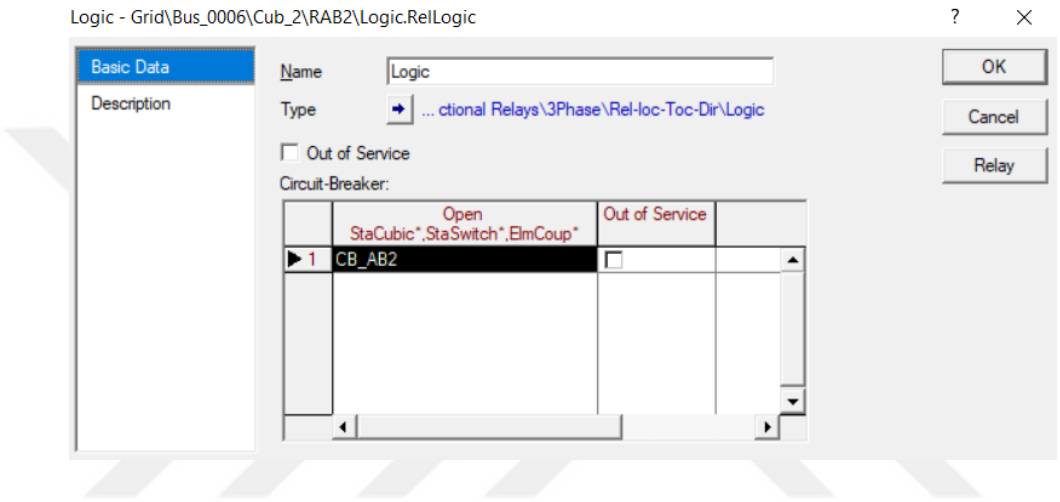


Şekil 3.3: Bir röleye ait ters zamanlı aşırı akım parametrelerinin girilmesi.

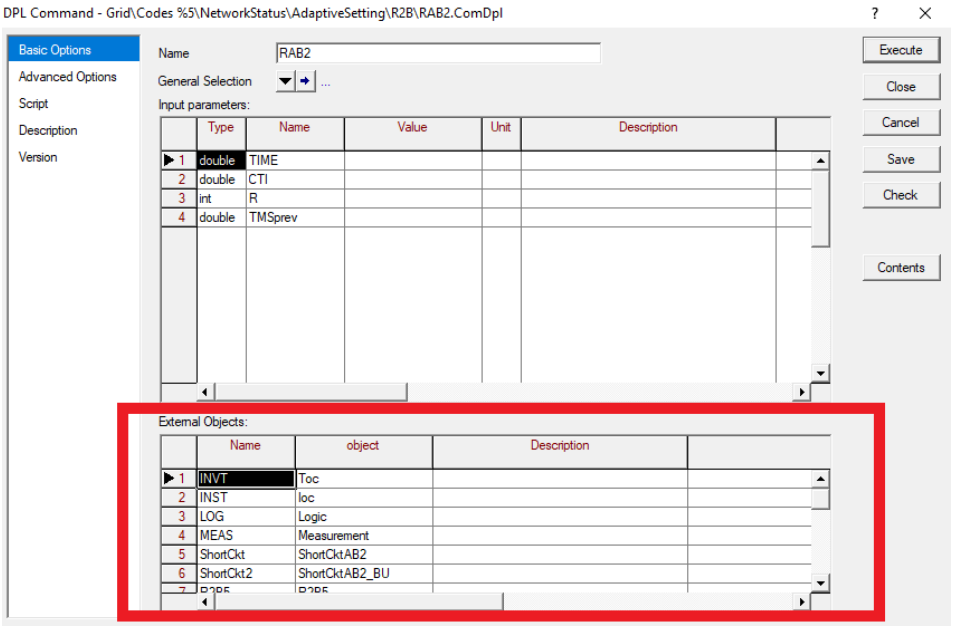


Şekil 3.4: Bir röleye ait yön parametresinin girilmesi.

Şekil 3.4'te rölenin ileri veya geri yönde koruma yapacağı yön tayin edilir. Şekil 3.5'te bir rölenin açma/kapama sinyalini göndereceği kesicinin röleye tanımlanması gösterilmiştir. YAAR'lar nesne olarak tanımlanır, yön bilgisi girilir ve kesicisi tanıtılır. YAAR'ların parametrelerini otomatize etmek için DPL kullanılmaktadır. Şekil 3.6'da DPL ile otomatize edilecek rölelerin zaman, mantık, ölçüm blok bilgileri tanıtılır ve alt scriptler, harici bir nesne olarak DPL komut scriptine tanımlanmaktadır.



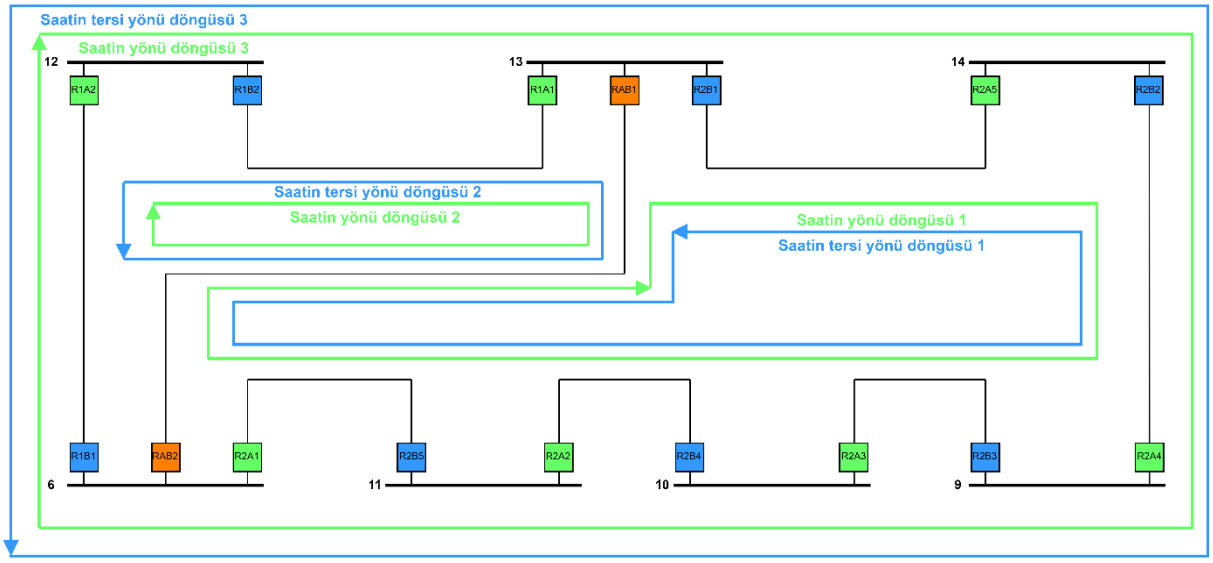
Şekil 3.5: Bir rölenin kontrol ettiği kesicinin tanımlanması.



Şekil 3.6: Bir röleye ait harici nesnelerin DPL'de tanımlanması.

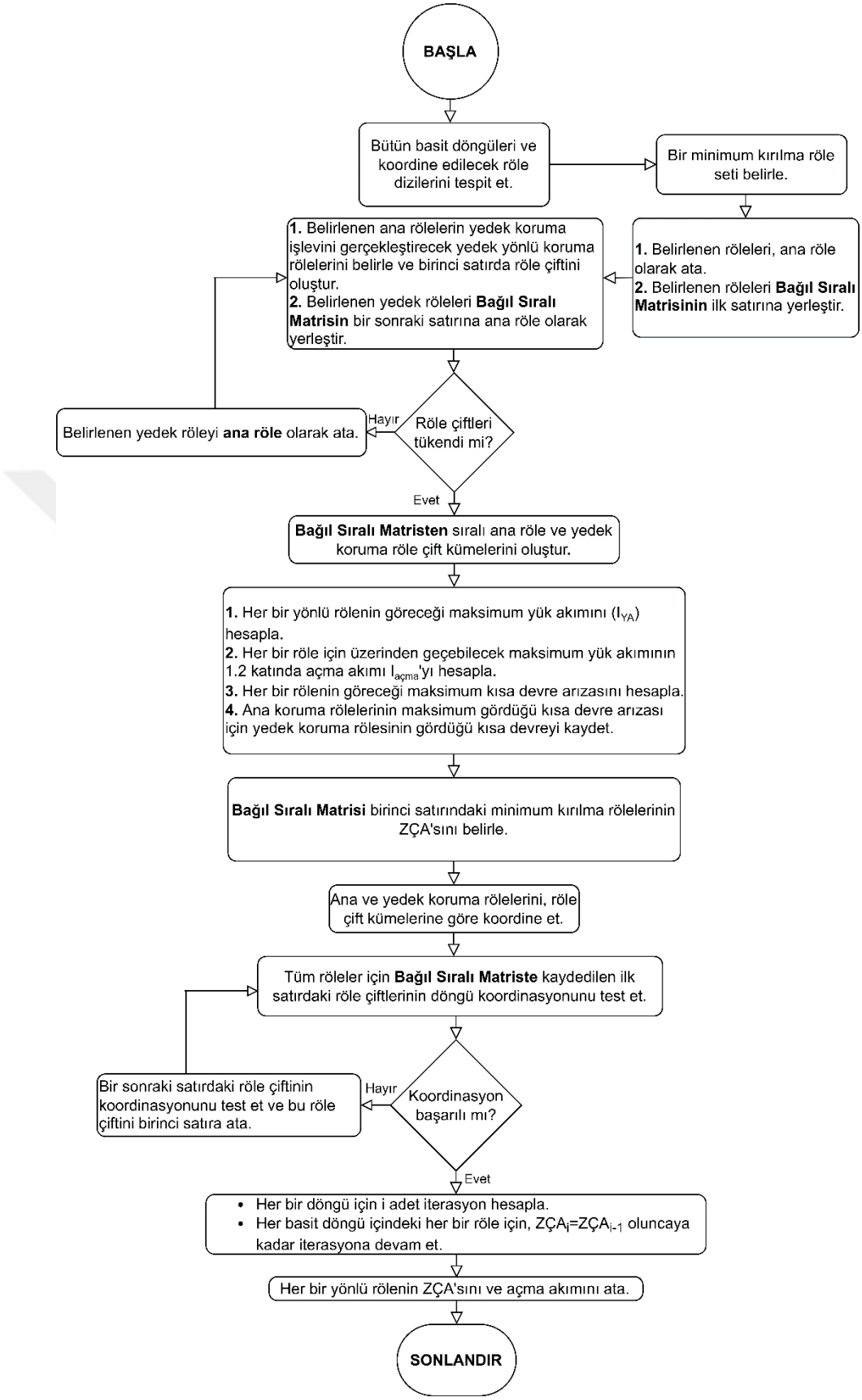
3.2. Merkezi Yapılı Adaptif Koruma Sistemi (MYAKS)

Şekil 3.8'de MYAKS'ın graf teorisi yöntemi tabanlı en basit algoritma şeması gösterilmiştir. Röle koruma koordinasyonu, dağıtım şebekesinin MYAKS ile farklı dağıtım merkezlerindeki yönlü aşırı akım rölelerinin ana ve yedek koruma fonksiyonuna bağlı olarak gerçekleştirilmektedir. Şekil 3.8'de MYAKS yönteminin temel çalışma mantığının akış şeması gösterilmektedir.



Şekil 3.7: Şebekeye ait basit döngülerin ve minimum kırılma rölelerinin tespit edilmesi.

Örgülü yapılı dağıtım şebekeleri için geçerli olmak şartıyla, her bir basit döngü tespit edilmektedir. Her bir döngü için ideal ZÇA değerlerinin hesaplanması için bir minimum kırılma noktası seçilmektedir. Minimum kırılma noktası, her bir basit döngüyü kesecek röle seçimi ile gerçekleştirilir. Şekil 3.7'de koruma koordinasyonu gerçekleştirilecek IEEE 14 baralı şebekesine ait her basit döngü ve minimum kırılma röleleri gösterilmektedir. Saat ile aynı yönde 3, saatin tersi yönünde de 3 basit döngü olmak üzere toplamda 6 basit döngü mevcuttur. Minimum kırılma röleleri olarak; R1B1, RAB2 ve R2A1 röleleri seçilmektedir. Bunun sebebi minimum röle sayısıyla, koruma koordinasyonunun sağlanmasıdır. Döngüleri kesecek bir röle seti de R1B1, R1A2, R2B2 ve R2A4 olarak gerçekleştirilebilir. Ancak, daha fazla röle içermesinden hesaplanan iterasyon sayısı artmaktadır. Bu nedenle R1B1, RAB2, R2A1 röleleri başlangıç röleleri olarak seçilmiştir.



Şekil 3.8: Döngülü sistemler için merkezi tabanlı röle koruma koordinasyonu akış şeması.

Şekil 3.8'deki akış şemasında minimum kırılma noktası röleleri, ana koruma röleleri olarak atanır. Ardından, ana koruma röleleri ile aynı yönde olan yedek koruma röleleri tespit edilir ve koruma koordinasyonu için oluşturulan bağıl sıralı matrisinin ilk satırına birinci röle çifti olarak kaydedilmektedir. Ancak, her bir basit döngüye ait olan röle çiftleri tespit edilmelidir. Her basit döngüye ait bağıl bir matris oluşturulmaktadır. Bağıl sıralı matrisinin ikinci satırındaki ana koruma rölesi olarak birinci röle çiftinin yedek koruma rölesi atanmaktadır. Bağıl sıralı matrisinin ikinci satırındaki yedek koruma rölesi olarak, ikinci ana koruma rölesi olarak atanan röle ile aynı yöndeki röle seçilir. Böylece, bağıl sıralı matrisinin ikinci satırı tamamlanmaktadır. Döngüdeki röle çiftleri tükenene dek, bu matristeki ana ve yedek rölelerin atanması devam ettirilmektedir. Röle çift eşleştirmelerinin tükenmesinin ardından, rölelerin ana koruma bölgesindeki hatlarda ana rölenin gördüğü yük akımları ve kısa devre akımları hesaplanmaktadır. Aynı koruma bölgesindeki yedek koruma rölelerinin gördüğü kısa devre akımları da hesaplanıp kaydedilmektedir. Tüm sayısal verilerin kaydedilmesinin ardından minimum kırılma noktasındaki ana rölelere belirlenen başlangıç ZÇA değeri atanmaktadır. Her bir döngüde başlangıç ana koruma rölesi ve yedek koruma rölesinin ZÇA değerleri hesaplatılmasının akabinde, bağıl matrisin ikinci sırasındaki ana rölenin ZÇA değeri belirlenmiş olmaktadır. Ardından bağıl matrisin ikinci satırındaki yedek koruma rölesinin ZÇA değeri hesaplatılmaktadır. Döngü tamamlanıncaya kadar, her bir YAAR'ın ZÇA değeri ana ve yedek koruma rölesi ilişkisi ile hesaplatılmaktadır. Hesaplamalar için Denklem (3.1), (3.2) ve (3.3) kullanılmaktadır. Döngünün tamamlanmasının ardından koordinasyon testi gerçekleştirilir. Eğer koordinasyon başarısız ise bağıl matrisin bir sonraki satırında bulunan röleler, ana ve yedek koruma röleleri olarak atanmaktadır. Bu röleler için de başlangıç ZÇA değerleri atanır ve koordinasyon test edilir. Koordinasyonun başarılı olduğu noktada koruma rölelerinin ideal ZÇA değerlerinin iterasyon yöntemiyle hesaplatılması gerekmektedir. Bunun sebebi, belirlenen başlangıç ZÇA'sının atanmış olduğu ana koruma rölesinin yedek koruma işlevine sahip olduğu koruma bölgesinde seçicilik yapmamasından kaynaklanmaktadır. Bu nedenle, o döngüye ait *i* adet iterasyon gerçekleştirilmektedir. Her bir röleye ait ZÇA değeri, *i.* ve *i-1.* iterasyonda aynı ise ideal değerine yakınsamaktadır. Böylece, her bir döngü için ideal ZÇA değerleri hesaplatılır ve koruma yapılması istenen örgülü yapılı dağıtım şebekesinde bütüncül koruma sağlanması hedeflenmektedir.

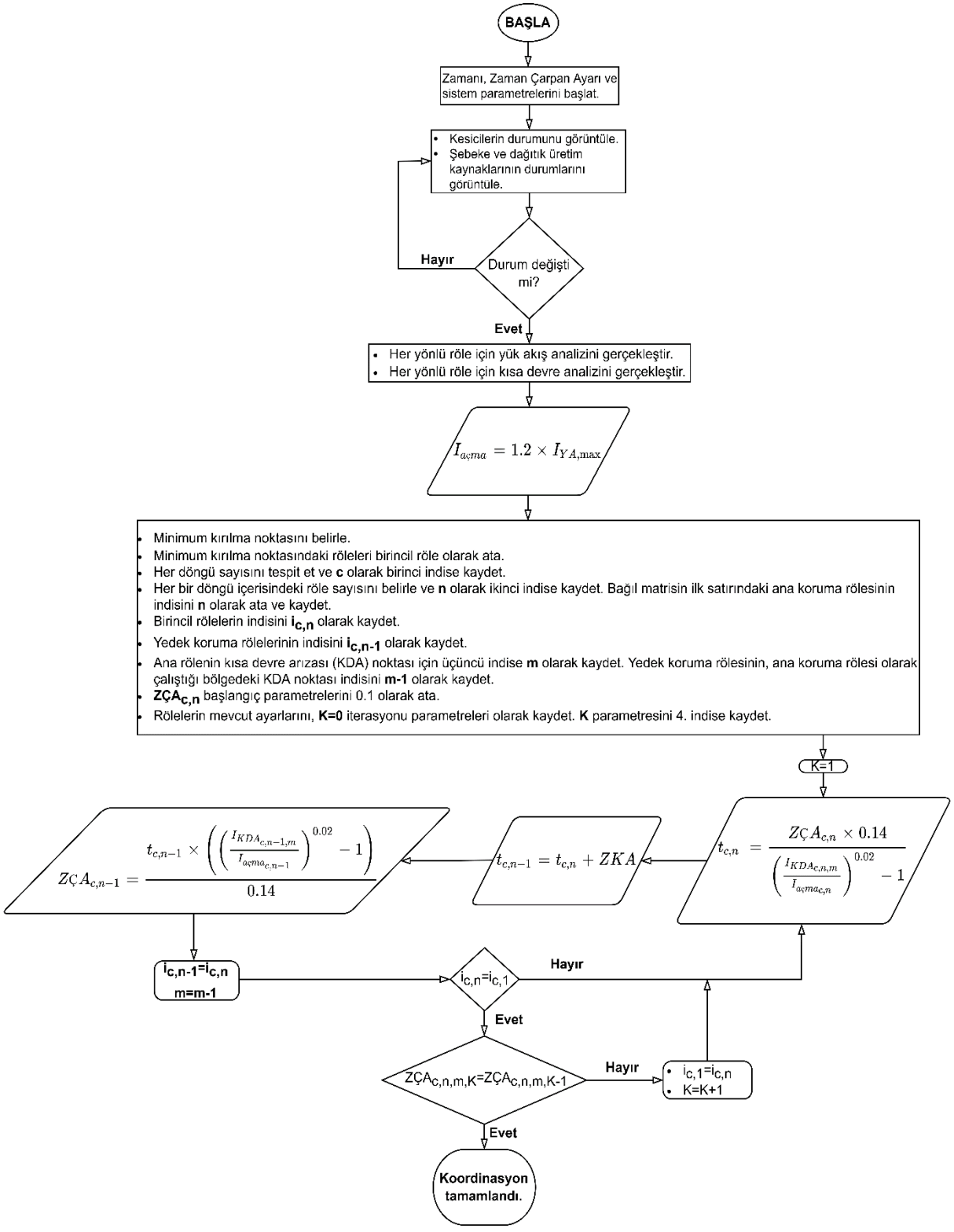
Tablo 3.2'de Şekil 3.7'deki şebekeye ait her bir basit döngüdeki röleler gösterilmektedir. SY, saatin yönünü temsil eder iken; STY, saatin tersi yönünü temsil etmektedir. Örneğin, SY

Döngüsü 1 için R2A1 ana koruma rölesi olarak seçilir ise, RAB1 yedek koruma rölesidir. Bağıl sıralı matrisin birinci satırına kaydedilmektedir. Bağıl sıralı matrisin ikinci satırına ana röle olarak RAB1 rölesi, yedek koruma rölesi olarak R2A5 rölesi kaydedilmektedir. Döngü tamamlanıncaya kadar bağıl sıralı matris oluşturulmaktadır. Ardından tüm rölelerin ana koruma bölgelerindeki kısa devre akımları, yedek koruma fonksiyonuna sahip olduğu bölgedeki kısa devre akımları ve yük akış akımları hesaplatılıp kaydedilmektedir. Ardından başlangıç rölesi olarak seçilen R2A1 rölesi için başlangıç ZÇA'sı verilmektedir. Denklem (3.1), (3.2) ve (3.3) ile döngünün birinci iterasyonu hesaplatılmaktadır. Birinci iterasyon sonunda her bir rölenin ZÇA'sı belirlenmiştir. Her bir rölenin ZÇA değerleri, i ve i-1. iterasyondaki değerleri ile aynı ise iterasyon sonlanır ve koordinasyon testi gerçekleştirilir.

Tablo 3.2: MYAKS için belirlenen dağıtım şebekesine ait röle grupları.

Döngü	Döngü içindeki röleler
SY Döngüsü 1	R2A1, RAB1, R2A5, R2A4, R2A3, R2A2
SY Döngüsü 2	RAB2, R1A2, R1A1
SY Döngüsü 3	R2A1, R1A2, R1A1, R2A5, R2A4, R2A3, R2A2
STY Döngüsü 1	RAB2, R2B5, R2B4, R2B3, R2B2, R2B1
STY Döngüsü 2	R1B1, RAB1, R1B2
STY Döngüsü 3	R1B1, R2B5, R2B4, R2B3, R2B2, R2B1, R1B2

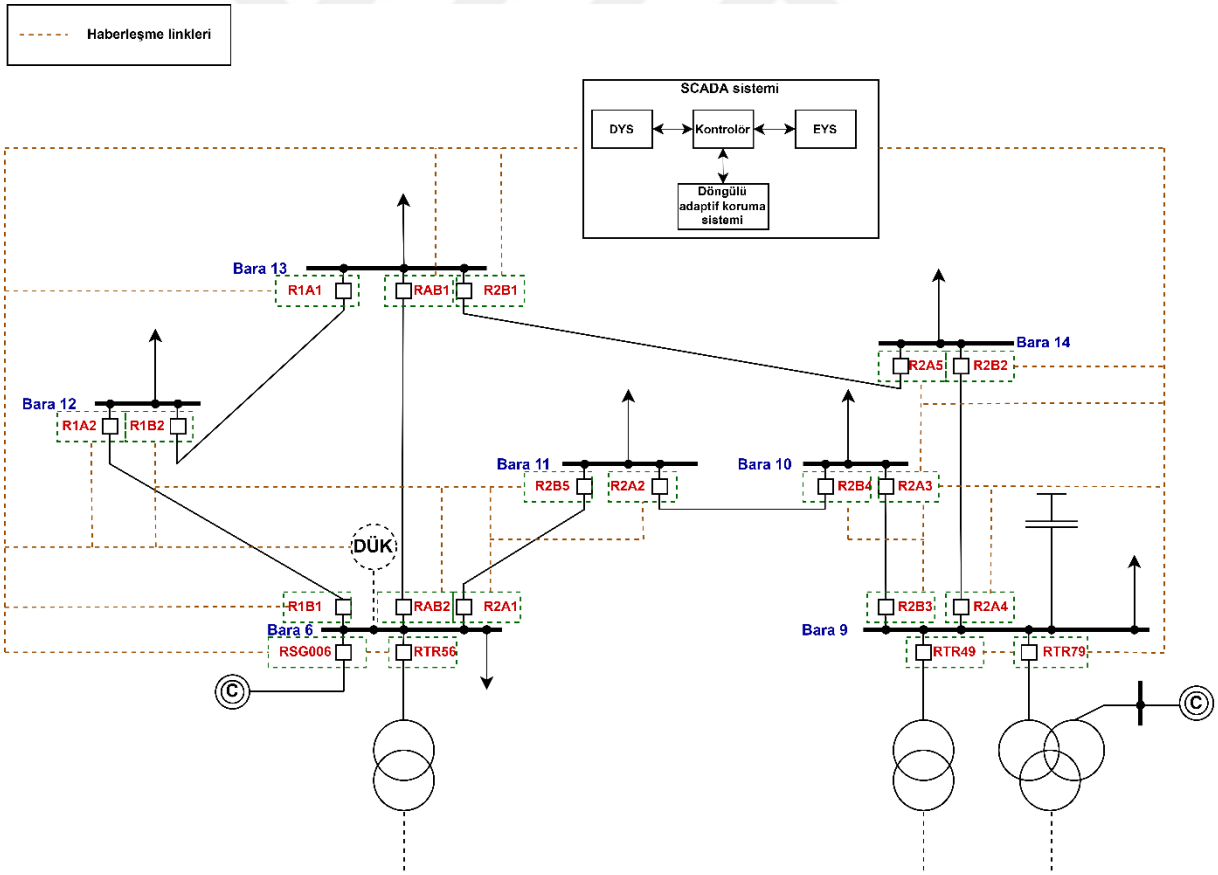
Şekil 3.9'da MYAKS'a ait algoritma bulunmaktadır. Bu yöntemin temeli Şekil 3.8'deki röle koruma koordinasyonu akış şemasına dayanmaktadır. Adaptif koruma yönteminin oluşturulması için şebeke merkezi olarak izlenmektedir. DÜK'lerin devreye girmesi, şebekenin ada moduna geçmesi, kesicilerin durum değiştirmesi durumlarında MYAKS algoritması rölelerin parametrelerini güncellemektedir. Şekil 3.8'deki döngülü sistemler için merkezi tabanlı adaptif koruma koordinasyonu algoritması, Şekil 3.7'deki röle koruma koordinasyonu algoritmasına benzer olarak gerçekleştirilmektedir.



Şekil 3.9: Merkezi Yapılı Adaptif Koruma Sistemi algoritması.

MYAKS'ta, YAAR'ların ilk ZÇA ve açma akımı değerleri atanır. DÜK'lerin bağlantılarında bir değişim olması durumunda, yük akımları ve kısa devre akımları değişeceği için mevcut röle yapılandırmaları geçerliliğini kaybedebileceği için ZÇA zamanları tekrardan hesaplanarak adaptif koruma gerçekleştirilir.

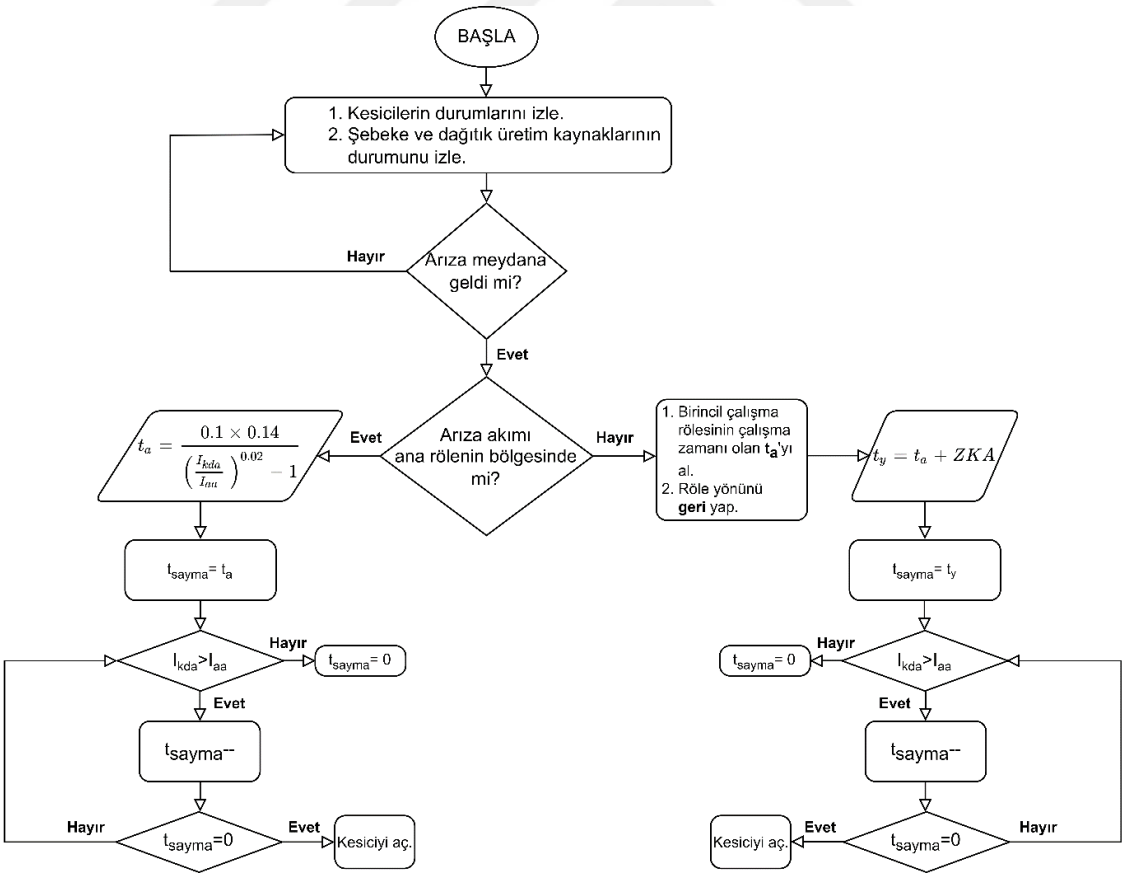
MYAKS'taki I_{YA} yük akımı, I_{KDA} kısa devre akımı, $I_{açma}$ açma akımı ve t_n ise röle çalışma zamanıdır. Ayrıca $t_{n,n}$ alt indisinde birinci indis, belirlenen döngüdeki röle sayısı ve ikinci alt indis ise o döngüdeki röle numarasıdır. Dikkat edilmelidir ki; döngüdeki minimum kırılma setine göre birincil koruma rölesi olarak belirlenen rölenin alt indisi tercihe bağlı olarak n seçilmiştir. Alt indis 1 olarak seçilirse Denklem (3.2)'deki ileri yönlü röleler için indisler tekrar düzenlenmelidir. Şekil 3.10'da röle ayarlarının merkezi olarak MYAKS ile güncellenmesi için akıllı röleler ile merkezi SCADA/DYS/EYS sistemi ile etkileşimi gösterilmiştir.



Şekil 3.10: MYAKS ile SCADA/DYS/EYS sisteminden merkezi olarak röle ayarlarının otomatik güncellenme mantığı.

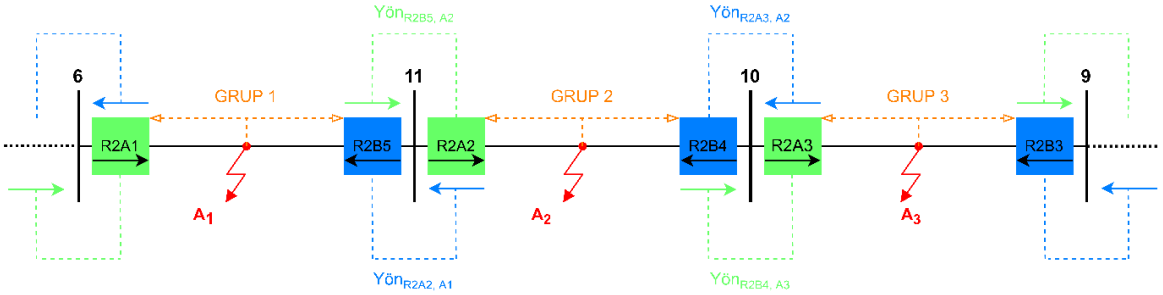
3.3. Dağıtık Yapılı Adaptif Koruma Sistemi (DYAKS)

Şekil 3.11'de ÇAYAAR tabanlı dağıtık yapılı adaptif koruma sistemi akış şeması gösterilmiştir. Bu yönteme ait rölelerin YAAR'lar çift yönlü çalışmaktadırlar. Bu adaptif koruma algoritmasında, bir arıza meydana gelmesi halinde her bir yönlü aşırı akım rölesi merkezi kontrolörden bağımsız olarak dağıtık bir koruma yapısına sahip olmaktadır. Test şebekesindeki her bir röle çoklu temsilci röle yapısındadır. Her bir akıllı röle şebekedeki DÜK'lerin durumunu, kesicilerin durumunu ve şebekenin durumunu izlemektedir. Bir arıza meydana geldiği durumda, akıllı röle arızanın kendi bölgesinde olup olmadığına karar vermektedir. Eğer arıza, akıllı rölenin bölgesinde ise belirlenmiş ZÇA değerine göre standart ters zamanlı karakteristik formülü ile t_a çalışma zamanını hesaplamaktadır. Bu zaman, bir sayıcı zamanı olan t_{sayma} zamanına eşitlenmektedir. Eğer bu sayıcı zaman içerisinde arıza temizlenir kesiciyi kumanda edecek olan sinyal gönderilmemektedir. Arızanın ortadan kalması, açma akımı I_{aa}'nın arıza akımı I_{kda}'dan büyük olduğunda gerçekleşmektedir. Eğer t_{sayma} zamanı içerisinde arıza ortadan kalkmamış ise kesici kumanda edilerek açma işlemi gerçekleştirilmektedir.



Şekil 3.11: Dağıtık yapılı adaptif koruma koordinasyonu algoritması.

Eğer arıza, akıllı rölenin koruma bölgesinde değil ise ana röleden alınan t_a zamanına ZKA zamanı eklenerek yedek koruma rölesinin çalışma zamanı olan t_y bulunmaktadır. Yedek koruma rölesinin çalışma zamanı, t_{sayma} zamanına eşitlenerek kesiciyi kumanda etme süresi hesaplanmaktadır. Eğer bu süre içerisinde arıza ortadan kalkmış ise kesici açılarak kumanda edilmemektedir. Yedek koruma fonksiyonu, ana koruma rölesi işlevini yerine getirmediği durumlarda kesicisini kumanda ederek arıza akımını temizleme görevi sahiptir. Şekil 3.12'de IEEE 14 baralı sistemin 7 baralı dağıtım şebekesindeki ÇAYAAR tabanlı dağıtık yapılı adaptif koruma sistemi algoritmasının ana ve yedek koruma rölesi seçim mekanizması gösterilmiştir.



Şekil 3.12: Çift ayarlı yönlü aşırı akım rölelerinin ana ve yedek röle olarak belirlenmesi.

Tablo 3.3: Ana ve yedek koruma rölelerinin arıza noktasına göre seçilimi.

GRUP	Röleler	Kısa devre arızasının meydana geldiği hat								
		A_1	A_2	A_3	A_1	A_2	A_3	A_1	A_2	A_3
		KDA'yı lojik olarak görme			Lojik olarak çalışacak grup			Yedek koruma rölesi		
GRUP 1	R2A1	**1**	1	1	1	0	0	0	0	0
	R2B5	**1**	0	0				0	**1**	0
GRUP 2	R2A2	0	**1**	1	0	1	0	**1**	0	0
	R2B4	1	**1**	0				0	0	**1**
GRUP 3	R2A3	0	0	**1**	0	0	1	0	**1**	0
	R2B3	1	1	**1**				0	0	0

Tablo 3.3'te Şekil 3.12'deki ana ve yedek koruma rölelerinin seçilim mantığı verilmiştir. Örneğin A_2 noktasında bir kısa devre arızası olması durumunda, R2A2 ve R2B4 röleleri birbiri ile haberleşerek arızanın kendi bölgelerinde olup olmadığını tespit eder. Her iki rölede kısa devre arızasını görüyor ise lojik olarak **1** sinyali üretilir ve ana koruma röleleri olarak seçilir.

Şekil 3.11'deki akış şemasına göre röle açma sinyali üretme süresini sırasıyla R2A2 ve R2B4 röleleri hesaplamaktadır. Sırasıyla R2B5 ve R2A3 röleleri, polaritesini değiştirir ve R2A2 ve R2B4 rölelerine yedek koruma sağlar. Burada, R2A3 ve R2B5 röleleri mevcut açma akımları ve ZÇA değerlerinden bağımsız olarak ana koruma rölesinin ürettiği açma sinyali zamanına ZKA zamanını ekleyerek yedek koruma sağlamaktadır. Hesaplanan açma sinyali üretme süresi içerisinde kısa devre akımı arıza temizlenir ise ana ve yedek koruma röleleri, kesicilerini kumanda etmeyecek ve gereksiz topoloji değişimlerine gerek kalmayacaktır. Bu durumun kontrolü kısa devre akımı, açma akımından küçük ise arızanın olmadığı röle tarafından belirlenerek t_{sayma} zamanını sıfırlayarak gerçekleştirilmektedir.

4. BULGULAR

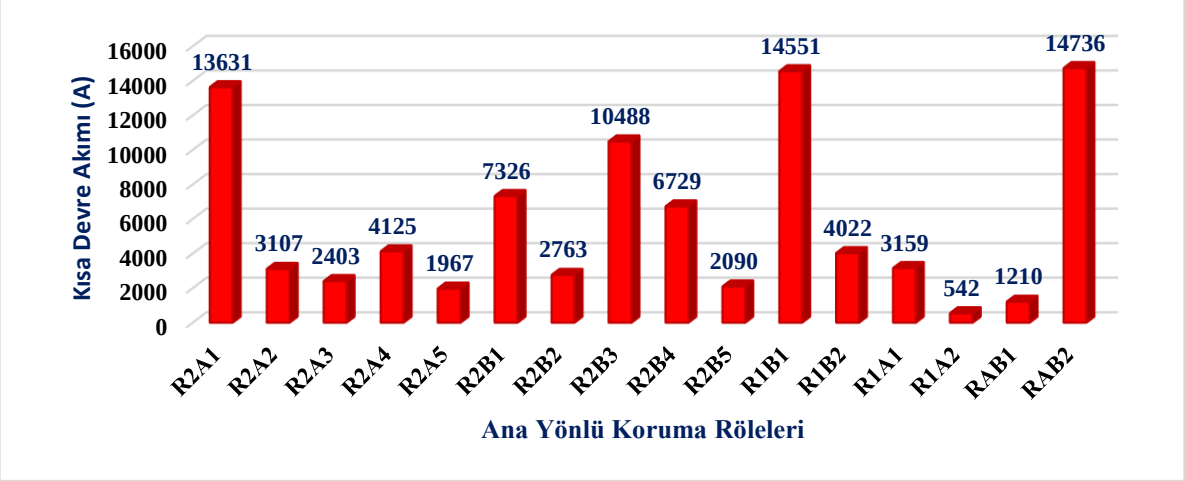
Bulgular bölümünde, çeşitli adaptif koruma analizleri gerçekleştirilmiştir. DIgSILENT PowerFactory yazılımının Koruma, RMS/EMT, Yük Akış, Kısa Devre simülasyon araçları ve DPL dili kullanılarak röle koruma koordinasyonu sağlanmış ve adaptif koruma analizleri iki yöntem ile gerçekleştirilmiştir. Bu yöntemler, graf teorisi tabanlı Merkezi Yapılı Adaptif Koruma Sistemi ve çift ayar yönlü aşırı akım röleleri teknolojisi tabanlı Dağıtık Yapılı Adaptif Koruma Sistemidir. Yöntemleri doğrulamak için materyaller kısmında bahsedilen IEEE 14 baralı test şebekesi kullanılmıştır.

Test şebekesi üzerinde 3 farklı durumun analizi yapılmıştır. Analiz 1, test şebekesinin röle koruma koordinasyonunu içermektedir. Analiz 2, test şebekesine dağıtık üretim kaynaklarının entegre edilmesi ile adaptif koruma analiz sonuçlarını alınmıştır. Analiz 3'te, şebekenin ada modunda çalışması ile adaptif koruma yöntemlerinin uygulanması gerçekleştirilmiştir. 3 analize ait Merkezi ve Dağıtık Yapılı Adaptif Koruma Sisteminin bulgularını doğrulamak için RMS/EMT analizleri kullanılmıştır. RMS analizleri ile akıllı rölelerin açma sinyali üreterek kumanda ettiği zaman ile rölenin çalışma zamanı arasındaki uyum incelenmiştir. EMT analizleri ile YAAR'ların koruma bölgesindeki hatlar üzerindeki kısa devre akım büyüklükleri ve karakteristikleri incelenmiştir. RMS/EMT analizleri ile koruma ayarlarını doğrulamak için Hat 10-11 seçilmiştir.

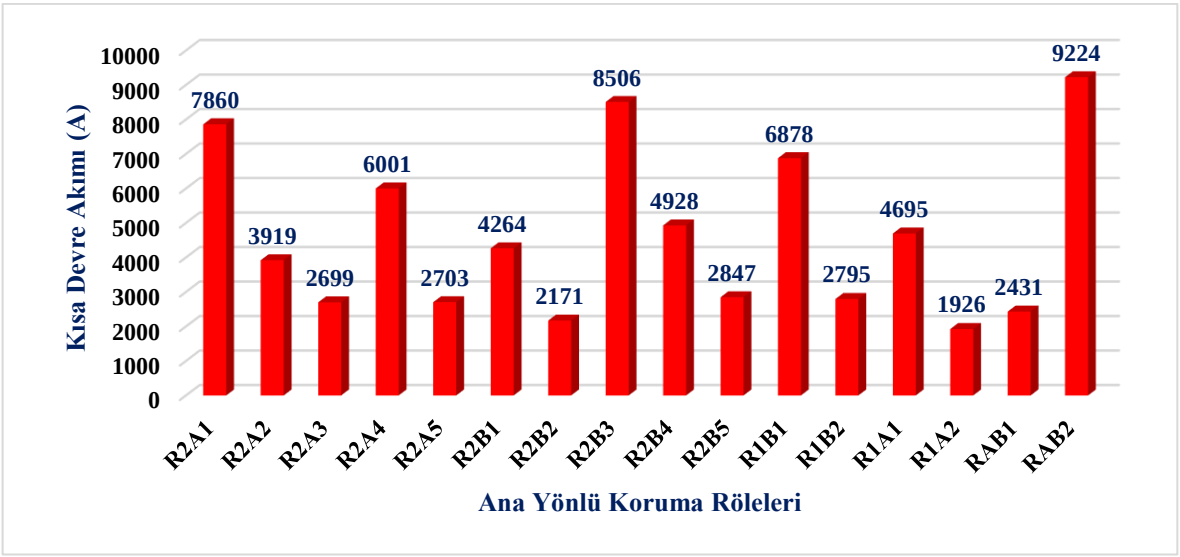
YAAR'ların zaman koordinasyon aralığı değeri 0,3 olarak alınmıştır. MYAKS'ın minimum kırılma rölelerinin başlangıç ZÇA'ları 0,05 olarak verilmiştir. MYAKS için ideal ZÇA değerleri, DPL ile otomatik bir şekilde hesaplanmıştır. DYAKS'ın ZÇA değeri ise sabit olarak 0,1 alınmıştır. DYAKS yöntemiyle arıza konumunda, ana ve yedek koruma rölelerinin çalışma zamanları DPL ile otomatik bir şekilde hesaplatılmıştır. Maksimum kısa devre arızası için 3 fazlı kısa devre arızası olarak seçilmiş ve kısa devre empedansı 0 Ω olarak alınmıştır. 3 analiz için Hat 6-11, Hat 6-12, Hat 6-13, Hat 12-13, Hat 13-14, Hat 10-11, Hat 14-9 ve Hat 9-10 için sırasıyla %5, %50 ve %95 konumlarında arıza akım büyüklükleri verilmiştir. Hatların yakın ucu olan %5 konumu hat isminin ilk rakamı olarak seçilmiştir. Hatların uzak ucu olan %95 konumu ise hat isminin ikinci rakamı olarak seçilmiştir. Yedek koruma için fazla alan kapladığı için bulgular kısmına koyulmamıştır.

4.1. Analiz 1: IEEE 14 Baralı Sisteminin 7 Baralı Dağıtım Şebekesinin Merkezi Yapılı Adaptif Koruma Sistemi ve Dağıtık Yapılı Adaptif Koruma Sistemi

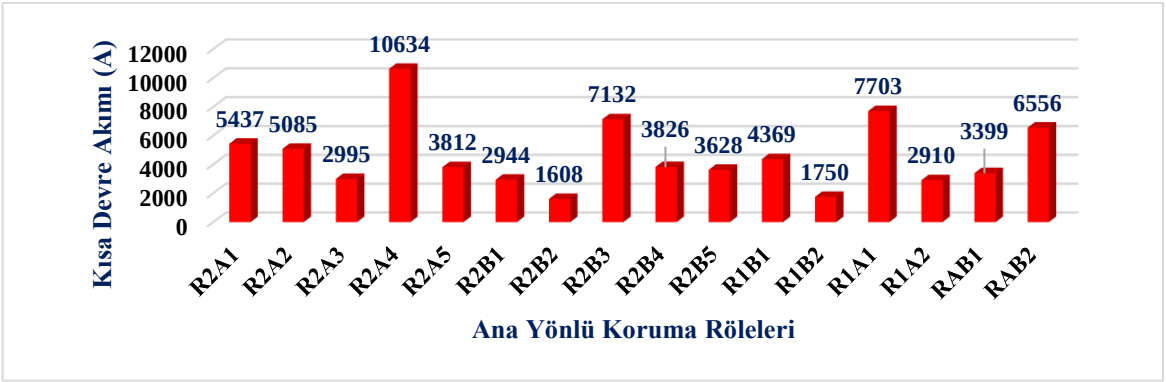
Bu analiz, IEEE 14 baralı test şebekesinin 33 kV'luk dağıtım şebekesi üzerinde gerçekleştirilmiştir. Şekil 4.1, 4.2 ve 4.3'te hatların yakın ucu, ortası ve uzak ucunda ana koruma rölelerinin gördüğü kısa devre akımları gösterilmektedir.



Şekil 4.1: Analiz 1 için hatların %5 konumunda ana rölelerin gördüğü 3 fazlı kısa devre arıza akımları.



Şekil 4.2: Analiz 1 için hatların %50 konumunda ana rölelerin gördüğü 3 fazlı kısa devre arıza akımları.



Şekil 4.3: Analiz 1 için hatların %95 konumunda ana rölelerin gördüğü 3 fazlı kısa devre arıza akımları.

Tablo 4.1: Analiz 1 için akım transformatörlerinin ölçtüğü yük akış değerleri.

Hat	Hat Akımı (A)	Akım Transformatörleri	Akım Transformatörü Ölçümleri (A)
Hat 6-11	133	CT 2A1	133
		CT 2B5	0
Hat 6-12	134	CT 1B1	134
		CT 1A2	0
Hat 6-13	313	CT AB2	313
		CT AB1	0
Hat 12-13	29	CT 1B2	29
		CT 1A1	0
Hat 13-14	98	CT 2B1	98
		CT 2A5	0
Hat 10-11	68	CT 2A2	68
		CT 2B4	0
Hat 14-9	168	CT 2B2	0
		CT 2A4	168
Hat 9-10	112	CT 2A3	0
		CT 2B3	112

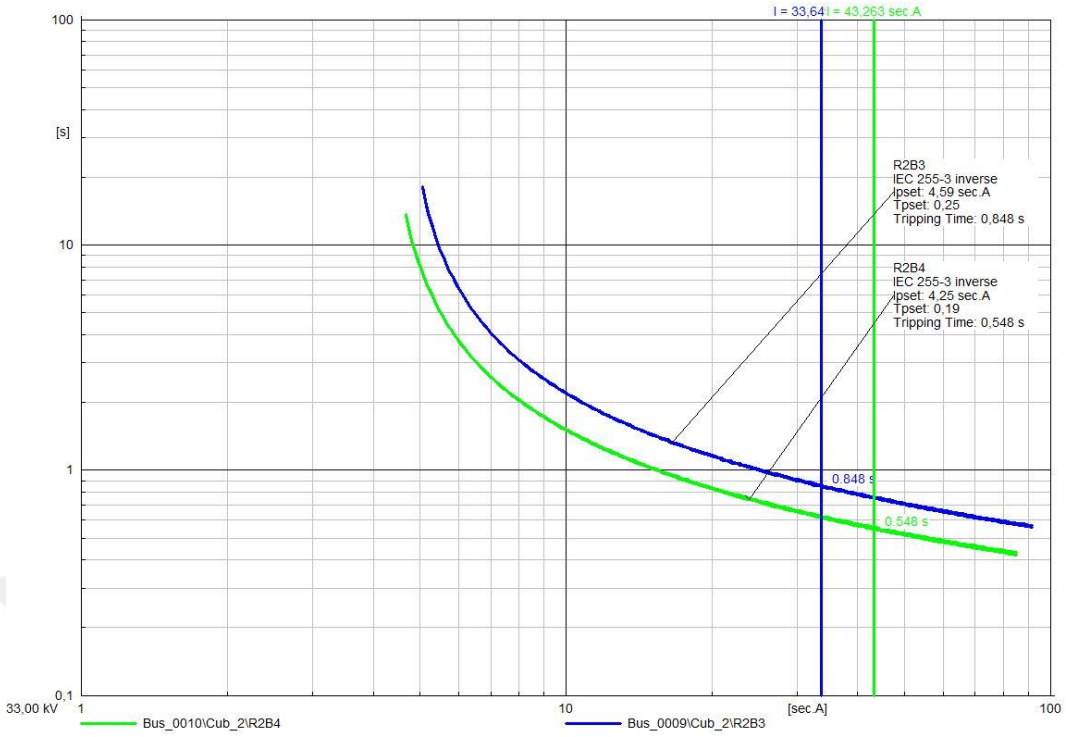
Tablo 4.2: Analiz 1 için MYAKS ile yönlü aşırı akım rölelerinin zaman çarpan ayarı ve açma akımı ayarı.

Röleler	Zaman Çarpan Değeri	Açma Akımı Ayarı (sec.A)
RAB2	0.279525	4.548
RAB1	0.28	1.25
R1A1	0.288260	4.170
R1A2	0.246696	1.333
R1B1	0.248138	3.125
R1B2	0.1569	3.571
R2A1	0.278695	4.875
R2A2	0.213173	4.782
R2A3	0.185105	4.632
R2A4	0.216249	4.800
R2A5	0.203303	3.945
R2B1	0.271592	4.190
R2B2	0.321970	4.410
R2B3	0.274114	4.593
R2B4	0.211634	4.251
R2B5	0.145034	4.210
RSG006	0.358651	4.396
RTR56	0.197559	2.883
RTR49	0.212673	4.383
RTR79	0.230107	4.873

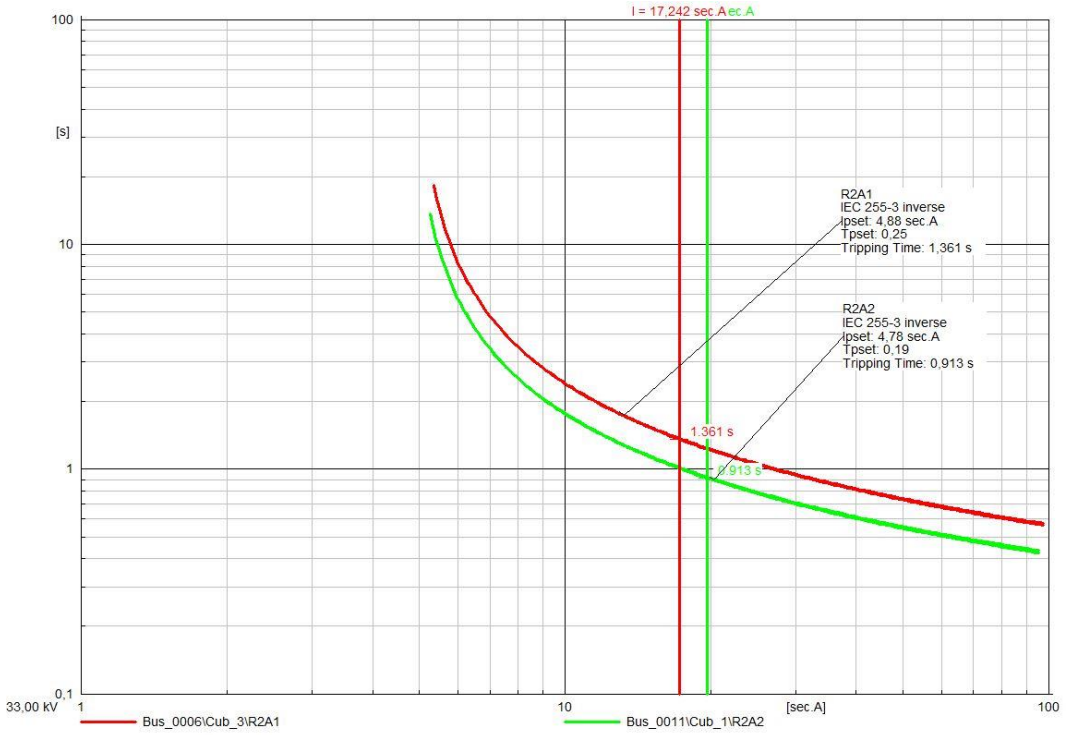
Tablo 4.1'de şebekede bulunan akım transformatörlerinin ölçtüğü yük akımları gösterilmiştir. MYAKS ile ZÇA değerleri ve sekonder açma akımları yönlü aşırı akım rölelerine Tablo 4.2'deki gibi atanmıştır. Tablo 4.2'deki açma akım ayarı ve akım transformatörü değeri çarpıldığında röleye ait açma akım değeri olan $I_{açma}$ bulunmaktadır. Açma akım değeri, 1.2'ye bölündüğünde rölenin koruduğu hattaki maksimum yük akımı bulunmaktadır. ZÇA atamaları için dikkat edilmesi gereken husus, ana ve yedek koruma röleleri arasında seçicilik ve hız kriterlerinin sağlanması gerekliliğidir. Ayrıca akım transformatörü doyuma ulaştıysa, nominal akımın 20 katından sonra lineerlik kaybolduğu için okunan akım değeri sabit kalmaktadır.

Tablo 4.3: Analiz 1 için hatların %50 konumlarında oluşan kısa devre arızasının MYAKS ile ana ve yedek koruma röleleri tarafından temizlenme zamanları.

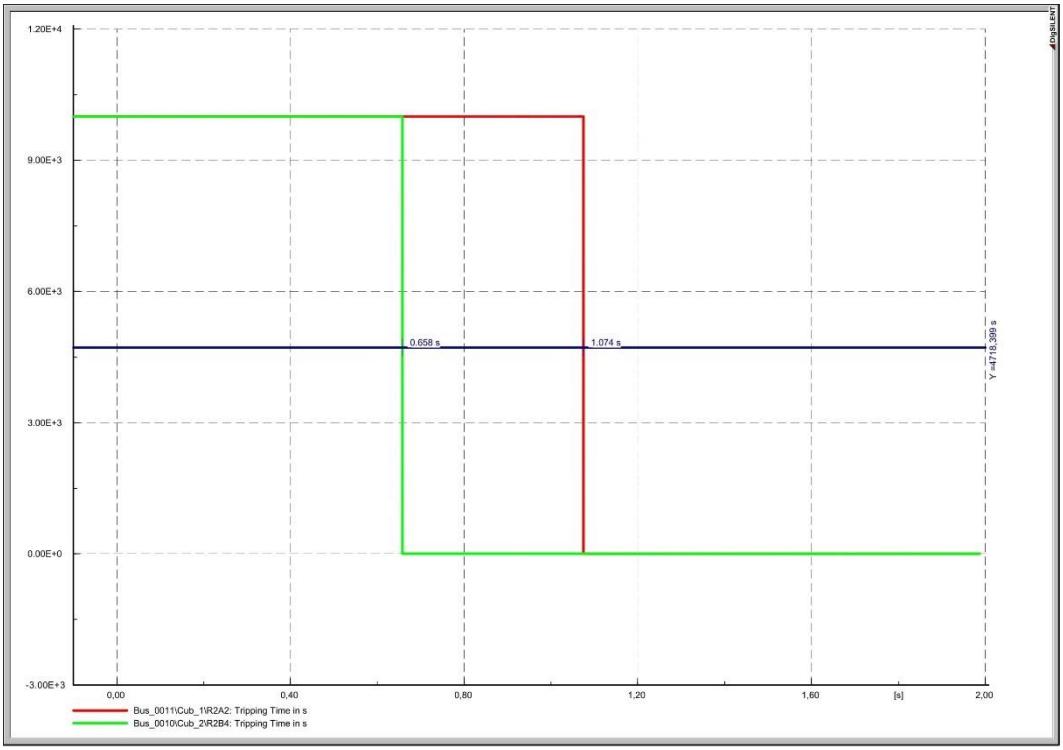
Kısa Devrenin Oluştuğu Konum	Ana Koruma Rölesi	Ana Koruma Rölesi Açma Zamanı (sn)	Yedek Koruma Rölesi	Yedek Koruma Rölesi Açma Zamanı (sn)	Ana Koruma Rölesi	Ana Koruma Rölesi Açma Zamanı (sn)	Yedek Koruma Rölesi	Yedek Koruma Rölesi Açma Zamanı (sn)
Hat 6-11	R2A1	0.825	R1A2	2.572	R2B5	0.577	R2B4	0.932
			RAB1	1.789				
			RSG006	1.270				
			RTR23	1.755				
Hat 6-12	R1B1	0.645	R2A5	1.615	R1A2	0.559	R1A1	0.805
			RAB1	-				
			RSG006	1.340				
			RTR23	1.838				
Hat 6-13	RAB2	0.825	R1A2	-	RAB1	0.660	R1B2	1.962
			R2A5	1.262				
			RSG006	1.171			R2A5	0.877
			RTR23	1.375				
Hat 12-13	R1B2	0.627	R1B1	0.992	R1A1	0.664	RAB2	1.440
							R2A5	1.038
Hat 13-14	R2B1	0.870	R1B2	2.238	R2A5	0.649	R2A4	1.073
			RAB2	1.463				
Hat 10-11	R2A2	0.830	R2A1	1.189	R2B4	0.686	R2B3	1.056
Hat 14-9	R2B2	0.876	R2B1	1.281	R2A4	0.676	R2A3	1.623
							RTR49	1.846
							RTR79	1.724
Hat 9-10	R2A3	0.722	R2A2	1.056	R2B3	0.804	R2B2	1.197
							RTR49	1.226
							RTR79	1.206



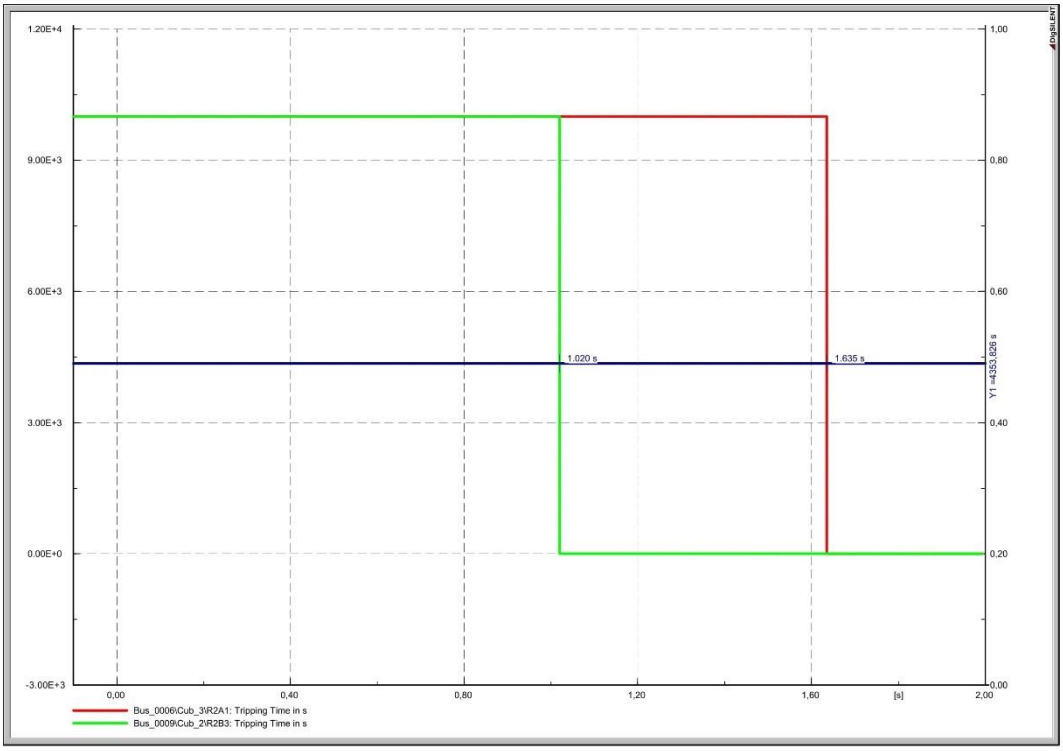
Şekil 4.4: Hat 10-11'in yakın ucunda 3 fazlı bir kısa devre arızası oluştuğunda MYAKS ile R2B4 ve R2B3 röle eğrileri ve açma sinyali üretme süreleri.



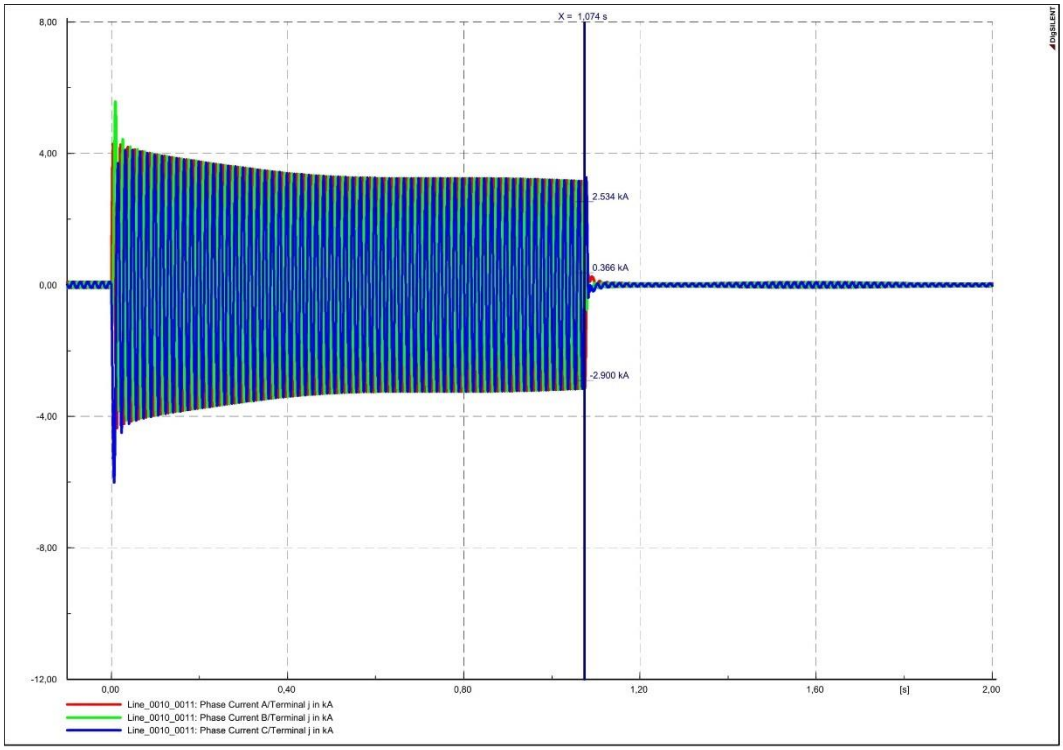
Şekil 4.5: Hat 10-11'in yakın ucunda 3 fazlı bir kısa devre arızası oluştuğunda MYAKS ile R2A2 ve R2A1 röle eğrileri ve açma sinyali üretme süreleri.



Şekil 4.6: Hat 10-11'in %5 arıza konumunda MYAKS ile ana röle açma süreleri.



Şekil 4.7: Hat 10-11 %5 arıza konumunda MYAKS ile yedek koruma röleleri açma süreleri.

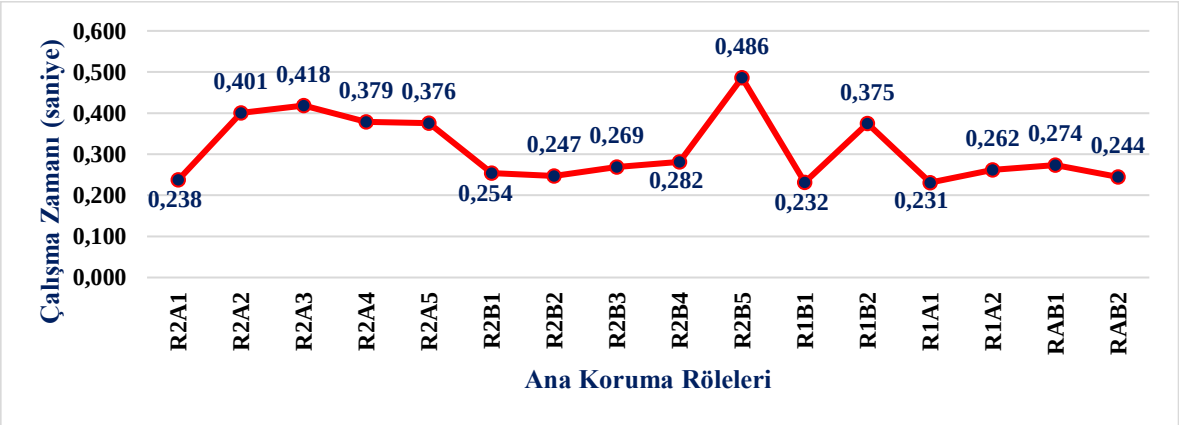


Şekil 4.8: Hat 10-11'in %5 arıza konumunda MYAKS ile faz akımları.

Şekil 4.4 ve 4.5'te Hat 10-11'in %5 arıza konumunda MYAKS yöntemine ait ana ve yedek koruma rölelerinin eğrileri verilmiştir. Şekil 4.6'da MYAKS yöntemiyle hesaplanan röle parametreleri için Hat 10-11'de RMS/EMT analizleri ile ana rölelerin açma zamanları verilmiştir. Şekil 4.7'de ana röleler devre dışı iken yedek koruma rölelerinin RMS/EMT analizleri ile açma süresi zamanları verilmiştir. Şekil 4.8'de Hat 10-11'in arıza konumunda faz akımları gösterilmiştir. Başlangıç kısa devre akımı, yük akımının 5 katına çıktığı görülmektedir.

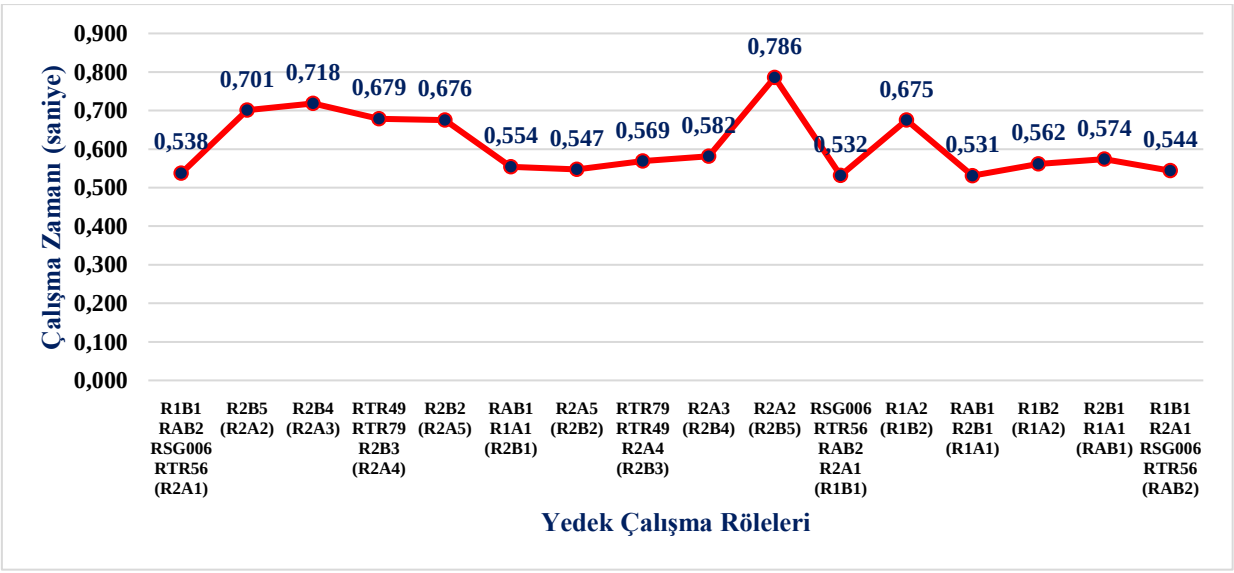
Şekil 4.9, 4.11 ve 4.13'te sırasıyla hatların %5, %50 ve %95 konumlarında DYAKS yöntemiyle ana rölelerin açma sinyali üretme süreleri verilmiştir. Şekil 4.10, 4.12 ve 4.14'te sırasıyla hatların %5, %50 ve %95 konumlarında DYAKS yöntemiyle yedek rölelerin açma sinyali üretme süreleri verilmiştir. Görülmektedir ki ana röle ve yedek rölelerin arasında belirlenen ZKA zamanı değeri kadar fark olmaktadır. Şekil 4.15 ve Şekil 4.16'da Hat 10-11'deki arıza konumunda ana ve yedek rölelerin eğrileri gösterilmektedir. DYAKS yöntemiyle röle eğrileri, ZKA değeri kadar bir öteleme ile oluşmuştur. Şekil 4.17'de Hat 10-11'de RMS/EMT analizleri neticesinde ana rölelerin açma süreleri verilmiştir. Şekil 4.18'de ana röleler devre dışı iken Hat 10-11'de RMS/EMT analizleri neticesinde yedek rölelerin açma süreleri verilmiştir. Şekil

4.19'da EMT analizi sonucu, Hat 10-11 üzerinde faz akımları gösterilmiştir. Başlangıç kısa devre akımı, yük akımının yaklaşık 8 katına çıkmıştır.

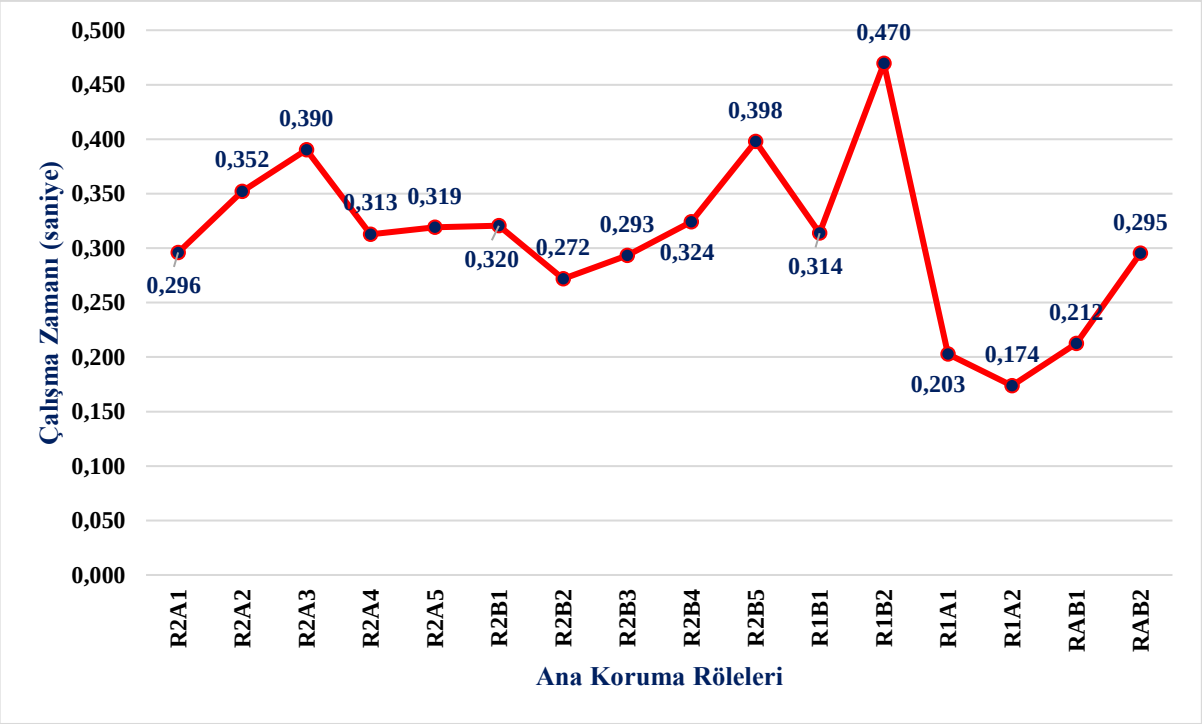


Şekil 4.9: DYAKS ile hatların %5 konumlarında ana rölelerin açma süreleri.

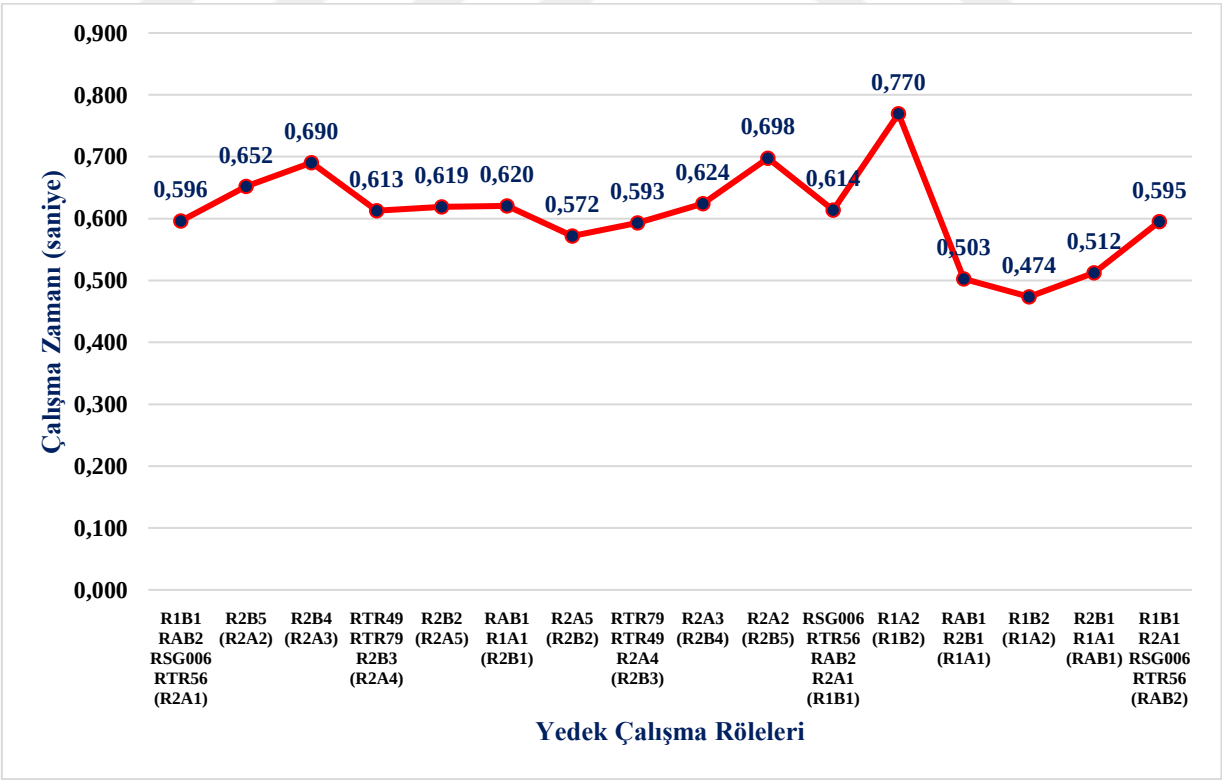
Şekil 4.10 ve benzeri görsellerde parantez içerisindeki röle ismi ana koruma rölesidir. Üzerinde bulunan röle isimleri ana koruma rölesine yedek koruma yapan röle isimleridir. Çalışma zamanları yedek koruma rölelerine aittir.



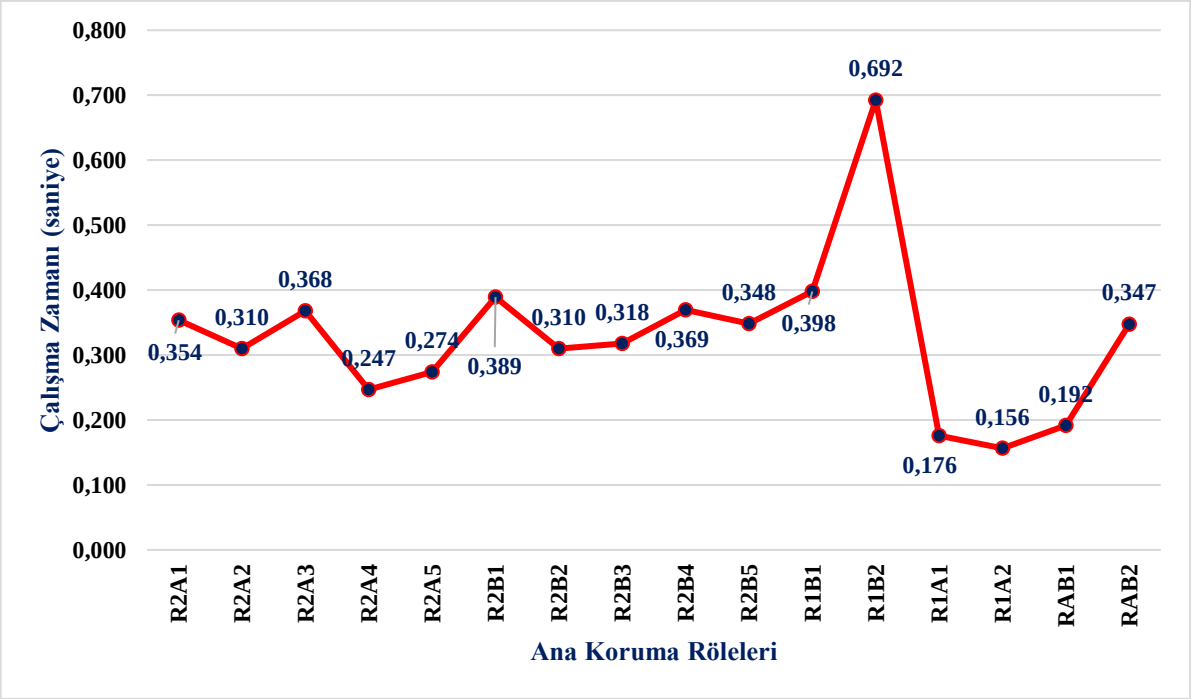
Şekil 4.10: DYAKS ile hatların %5 konumlarında yedek rölelerin açma süreleri.



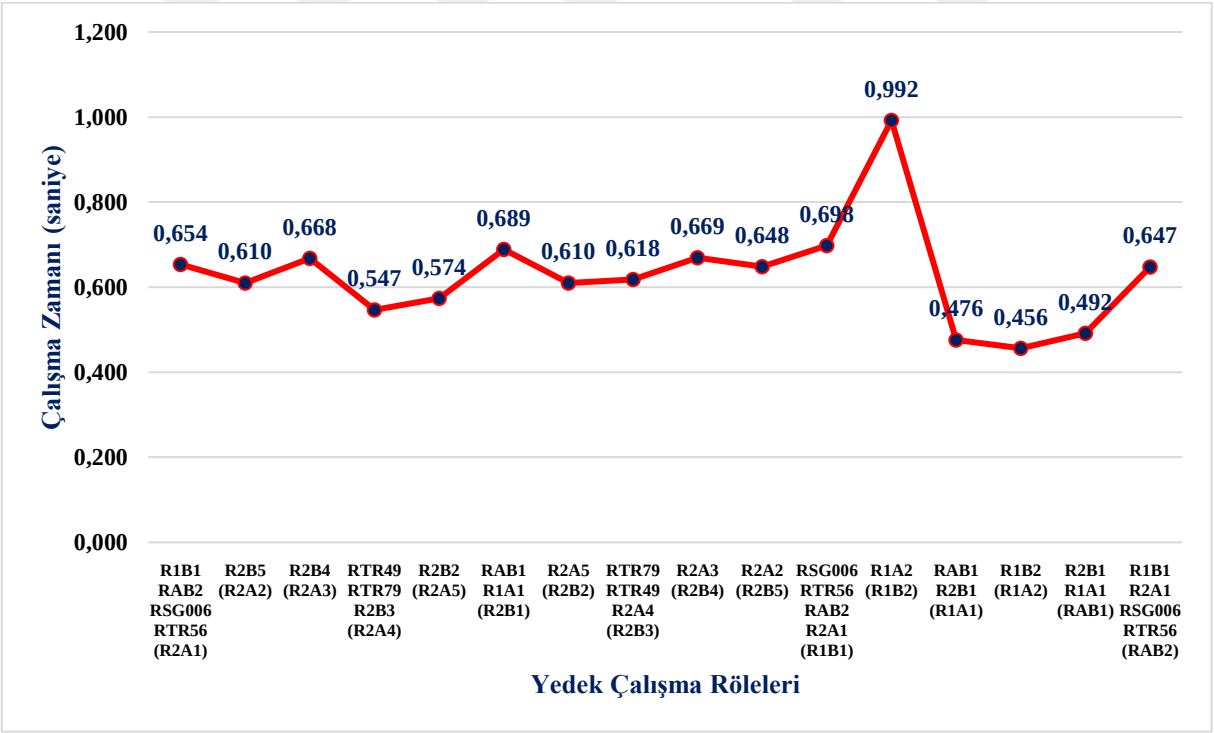
Şekil 4.11: DYAKS ile hatların %50 konumlarında ana rölelerin açma süreleri.



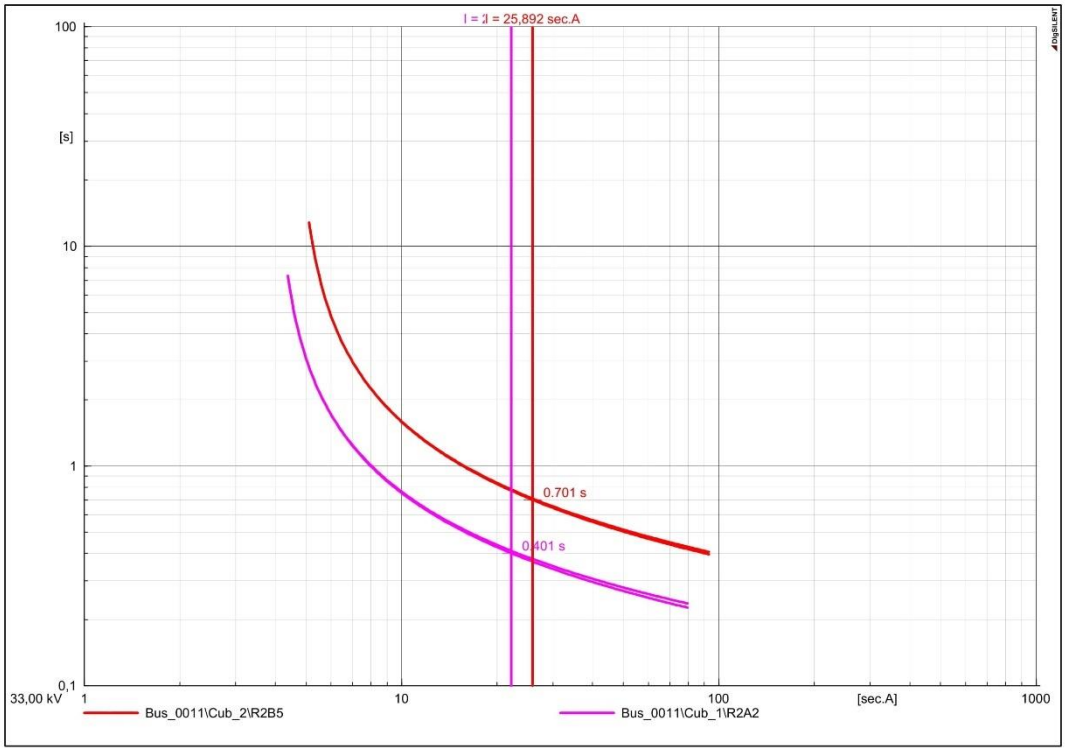
Şekil 4.12: DYAKS ile hatların %50 konumlarında yedek rölelerin açma süreleri.



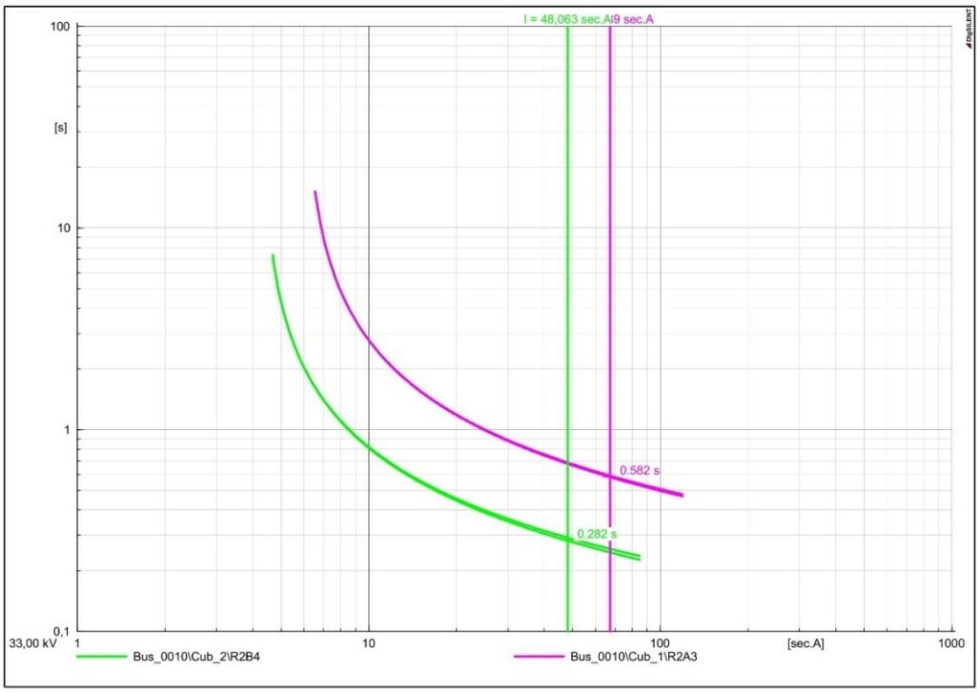
Şekil 4.13: DYAKS ile hatların %95 konumunda ana röle çalışma süreleri.



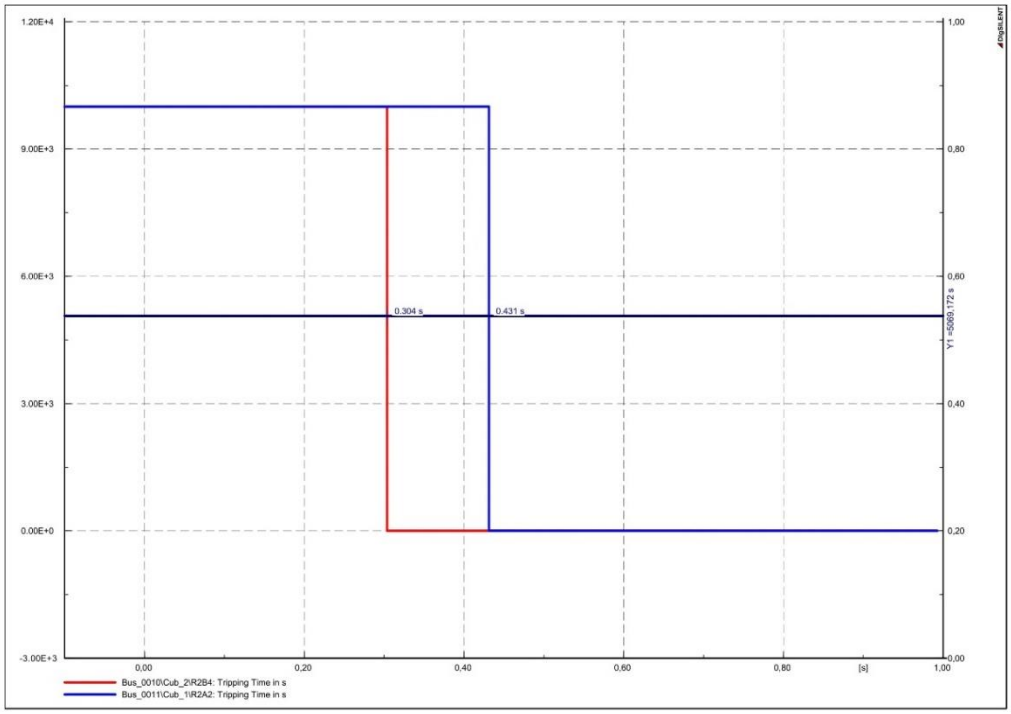
Şekil 4.14: DYAKS ile hatların %95 konumlarında yedek rölelerin açma süreleri.



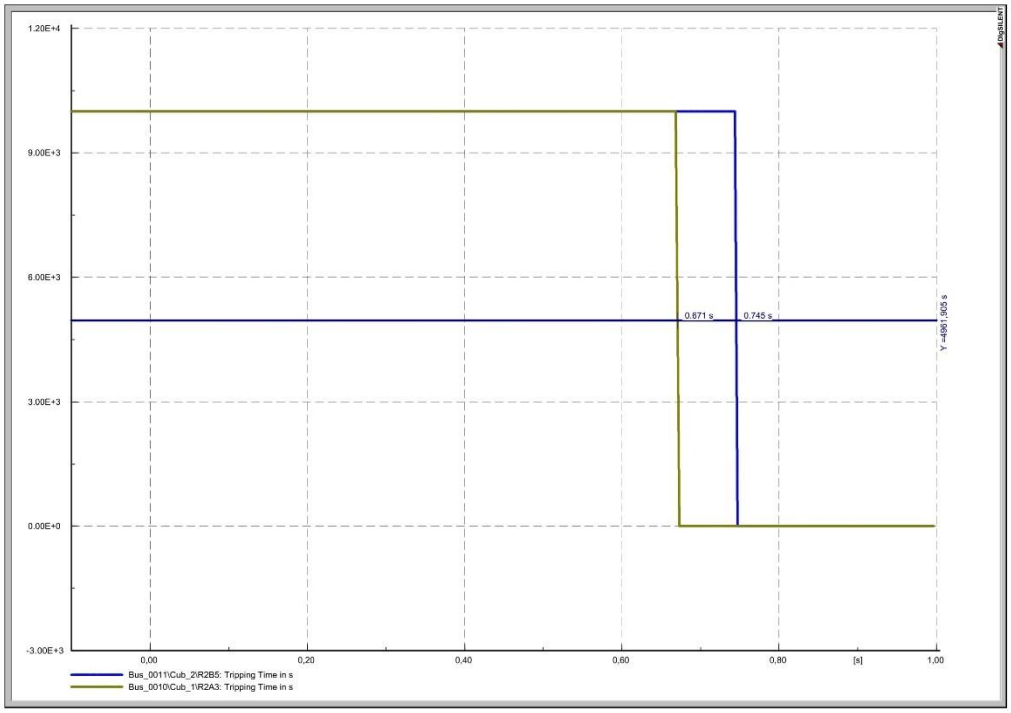
Şekil 4.15: DYAKS ile hat 10-11'in %5 arıza konumunda ana R2A2 rölesi ve yedek R2B5 rölesinin oluşan eğrileri.



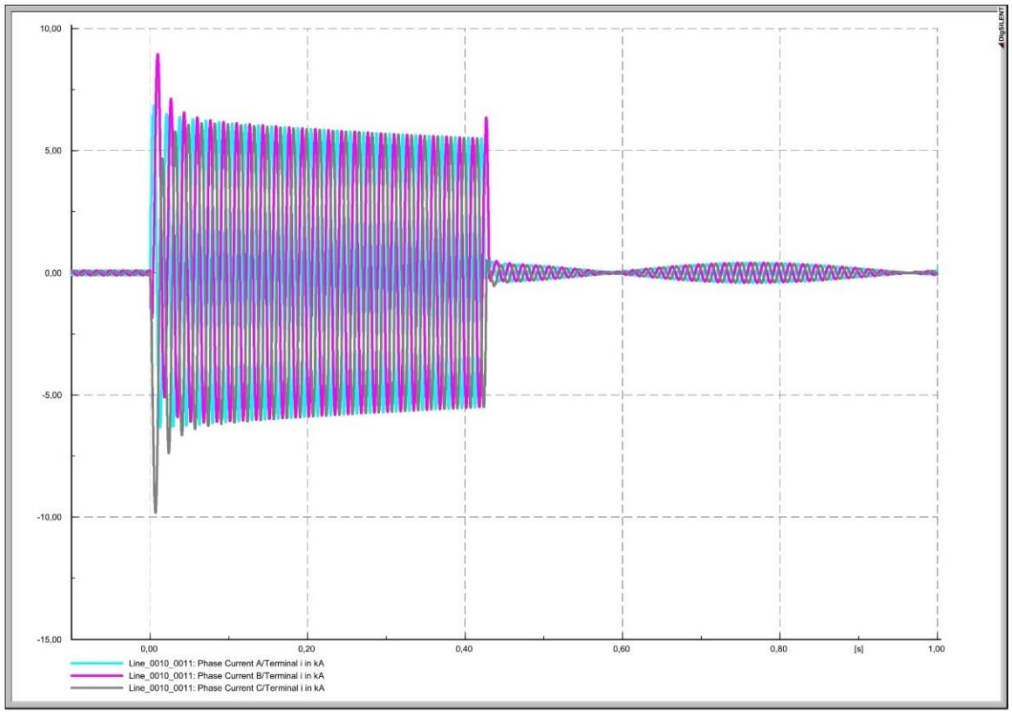
Şekil 4.16: DYAKS ile hat 10-11'in %5 arıza konumunda ana R2B4 rölesi ve yedek R2A3 rölesi oluşan eğrileri.



Şekil 4.17: DYAKS ile hat 10-11'in %5 arıza konumunda RMS analizi sonucu ana R2A2 ve R2B4 röleleri açma sinyali üretme süreleri.



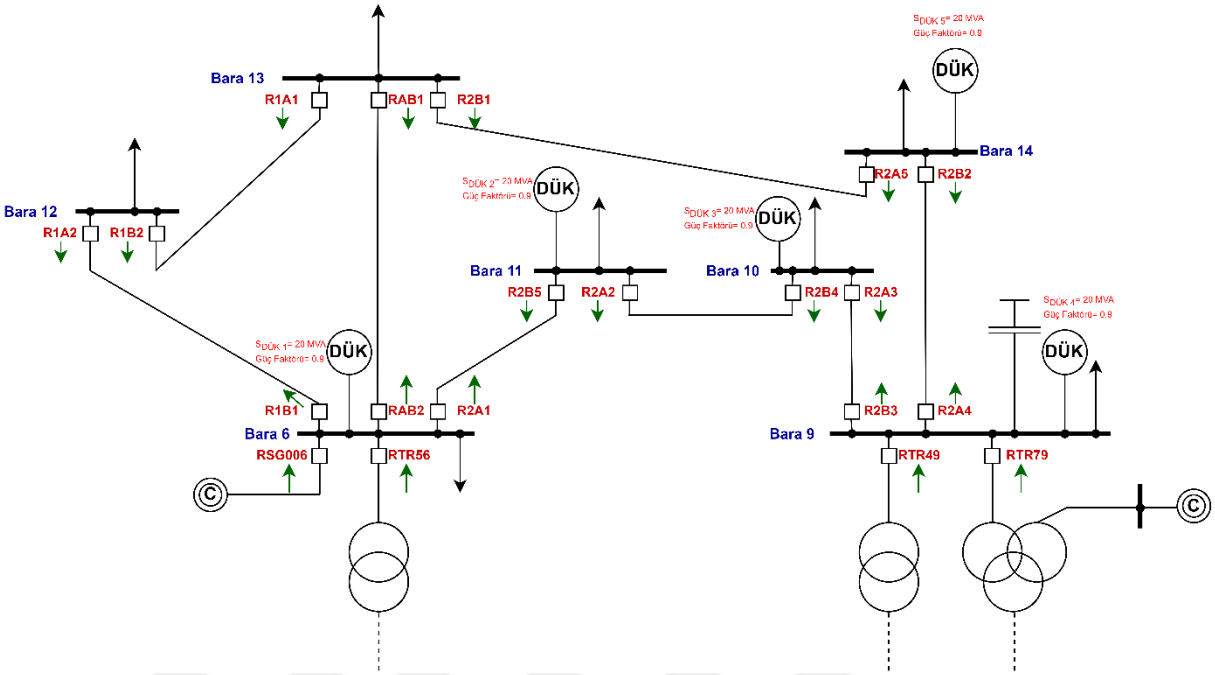
Şekil 4.18: DYAKS ile hat 10-11'in %5 arıza konumunda RMS analizi sonucu yedek R2A3 ve R2B5 röleleri açma sinyali üretme süreleri.



Şekil 4.19: DYAKS ile hat 10-11'in %5 arıza konumunda EMT analizi sonucu hat akımları.

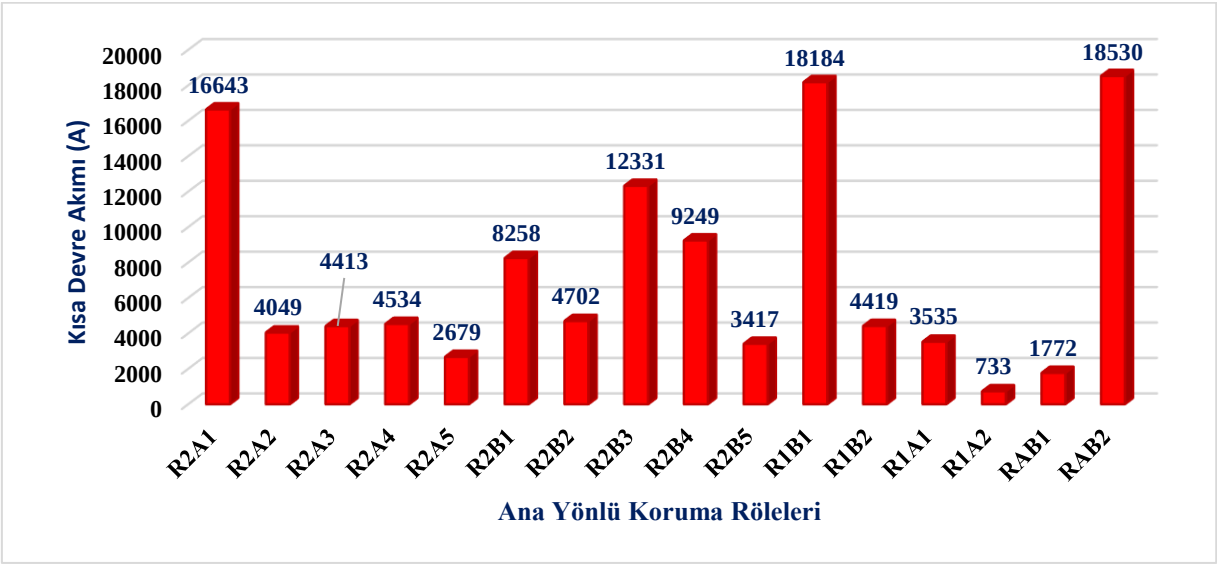
4.2. Analiz 2: Dağıtık Üretim Kaynakları Bağlı iken Merkezi Yapılı Adaptif Koruma Sistemi ve Dağıtık Yapılı Adaptif Koruma Sistemi

Bu senaryoda, test sistemine yenilenebilir enerji kaynaklarının çeşitli lokasyonlarda entegre edilmesi ile test sisteminde adaptif koruma yapılma senaryosu gerçekleştirilmiştir. Öncelikli olarak senaryo test edilir iken rölelerin yapılandırılmış ilk zaman çarpan ayarı ve açma akımının test sisteminde hangi noktada geçerli olmadığı test edilmiştir. Bunun sebebi ise test edilen sistemi besleyen DÜK 1, DÜK 2, DÜK 3, DÜK 4 ve DÜK 5'in sisteme entegre edilecek dağıtık üretim kaynaklarından kurulu güç boyutu olarak büyük olmasıdır. Bu sebepten sistemin yük akış karakteristiğinin değişmesi için konum ve DÜK konumu önem arz etmektedir. Bu noktada yönlü aşırı akım rölelerinin mevcut yapılandırılmış parametreleri geçersiz kalmaktadır. Bu sebepten adaptif koruma ihtiyacı ortaya çıkmaktadır. Bu senaryoda adaptif korumanın gerekliliği için test çalışmaları gerçekleştirilmiştir. İlk aşamada test sistemine entegre edilen YEK'lerin boyutu ve konumlarına göre mevcut olan ayarlar ile koruma yapılabilirliği test edilmiştir. Şekil 4.20'de test şebekesine bağlanan DÜK'lerin konumları ve boyutları verilmiştir.

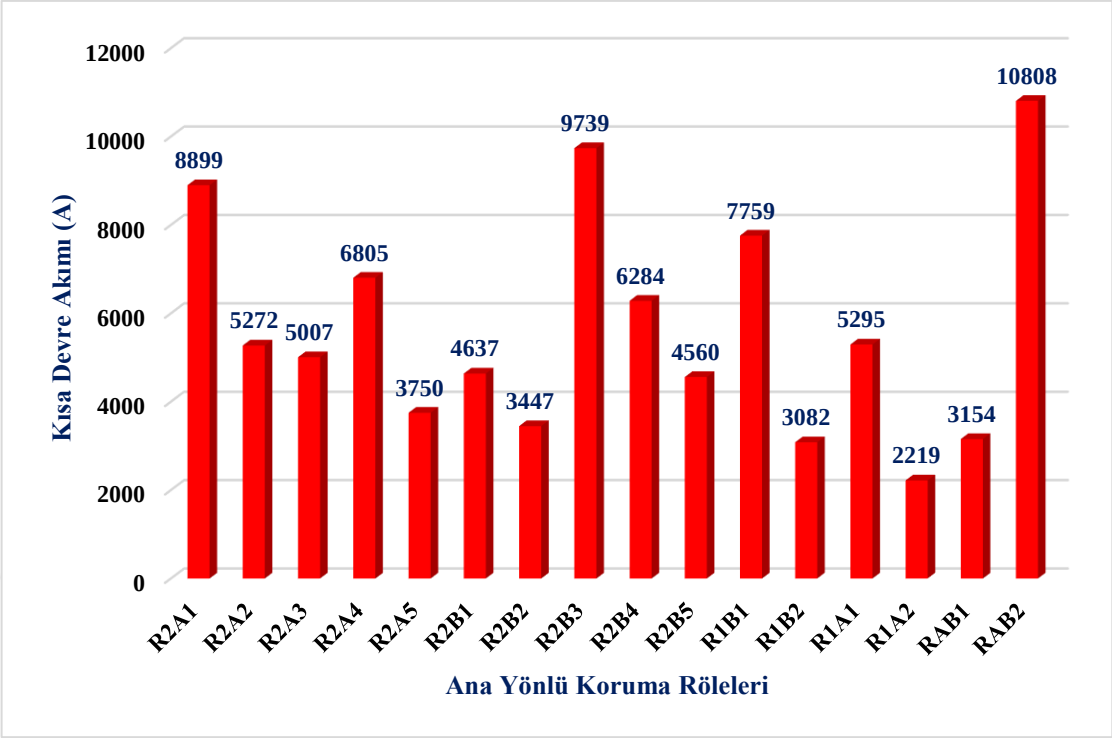


Şekil 4.20: Dağıtık üretim kaynaklarının şebekeye entegre edilmesi.

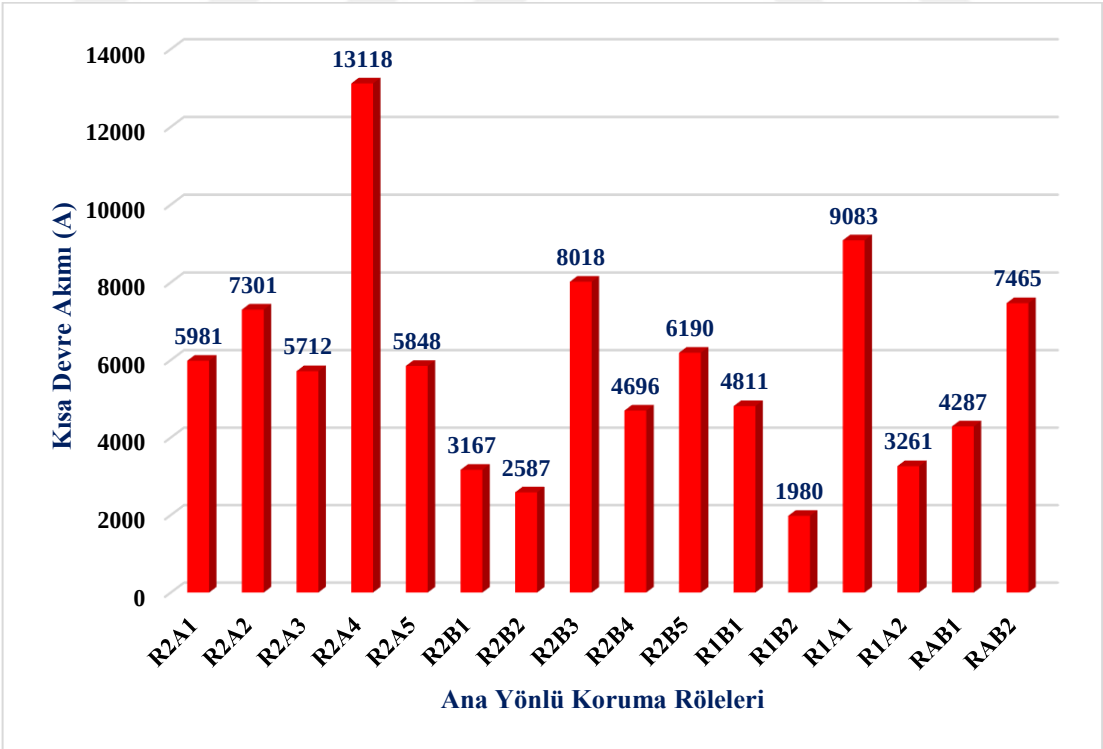
Şekil 4.21, 4.22 ve 4.23'te DÜK'ler test şebekesine entegre edildikten sonra sırasıyla %5, %50 ve %95 arıza konumlarında ana koruma rölelerinin gördüğü kısa devre akım büyüklükleridir. Analiz 1'deki arızalara göre, kısa devre akım büyüklükleri artmıştır.



Şekil 4.21: Hatların %5 arıza konumunda 3 fazlı kısa devre arıza akım büyüklükleri (A)



Şekil 4.22: Hatların %50 arıza konumunda 3 fazlı kısa devre arıza akım büyüklükleri (A)



Şekil 4.23: Hatların %95 arıza konumunda 3 fazlı kısa devre arıza akım büyüklükleri (A).

Tablo 4.4: Analiz 2'ye göre akım transformatörlerinin gördüğü yük akış akımları (A).

Hat	Hat Akımı (A)	Akım Transformatörleri	Akım Transformatörleri Ölçümleri (A)
Hat 6-11	194	CT 2A1	0
		CT 2B5	194
Hat 6-12	100	CT 1B1	100
		CT 1A2	0
Hat 6-13	181	CT AB2	181
		CT AB1	0
Hat 12-13	8	CT 1B2	0
		CT 1A1	8
Hat 13-14	66	CT 2B1	0
		CT 2A5	66
Hat 10-11	94	CT 2A2	94
		CT 2B4	0
Hat 14-9	236	CT 2B2	0
		CT 2A4	236
Hat 9-10	114	CT 2A3	0
		CT 2B3	114

Tablo 4.5'te yük akış analizi neticesinde akım transformatörlerinin gördüğü akım değerleri gösterilmektedir. Analiz 1'e göre akım akış karakteristiği değişmiştir. Analiz 1'e göre Bara 6'dan Bara 11'e akan akım yönü ve şiddeti değişmiştir. Analiz 1'e göre Bara 9'dan Bara 14'e akan akım yönü ve şiddeti değişmiştir. Bu nedenle rölelere ait mevcut yapılandırma ayarlarının güncellenmesi gerekmektedir. Analiz 2'de MYAKS yöntemiyle hesaplanan ZÇA ve açma akımı değerleri Tablo 4.5'te gösterilmiştir. ZÇA değerlerinin güncellenmesinin nedeni kısa devre akımlarının artması ve açma akımı değerlerinin değişmesinden kaynaklanmaktadır.

Tablo 4.5'teki rölelere ait açma akımı ve maksimum yük akışı değerleri bulunmak istenirse Tablo 3.1'deki akım transformatör dönüşümleri baz alınarak bulunabilmektedir. Örneğin AB2 transformatörünün dönüşüm oranı 200'dür. Tablo 4.5'teki açma akımı ayarı değeri olan 4,548

ile çarpılır ise RAB2 rölesinin gördüğü maksimum yük akım değeri 909,6 A olarak bulunmaktadır. Burada dikkat edilmesi gereken husus, açma akım değerinin Denklem (2.20)'ye göre daha yüksek bir değer olabileceğidir.

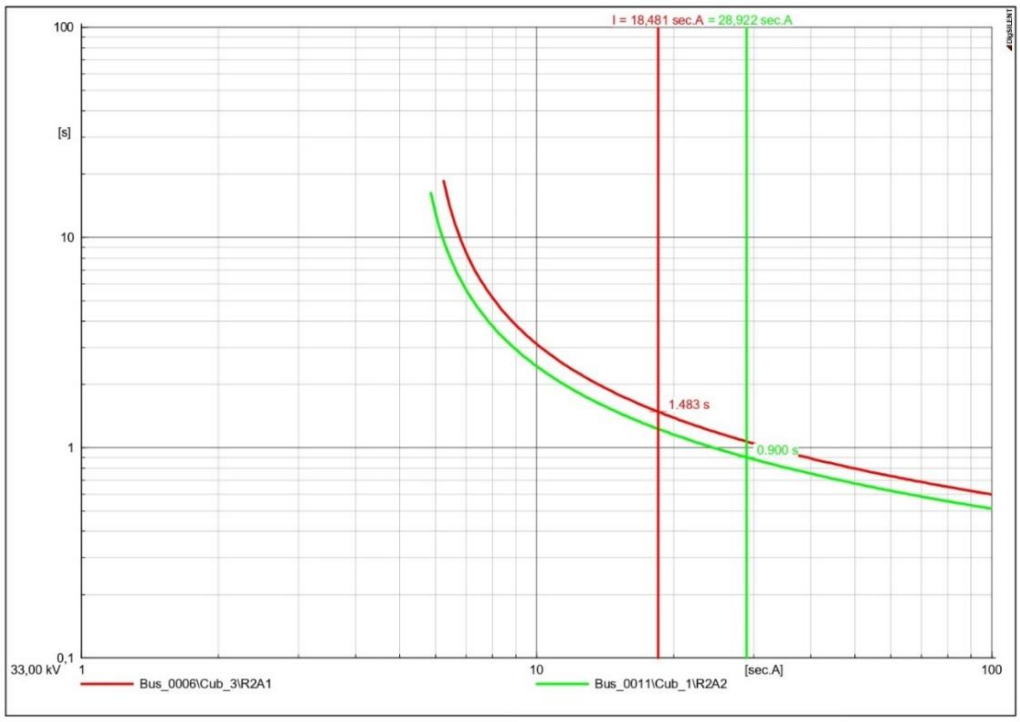
Tablo 4.6'da Analiz 2 için MYAKS yöntemiyle hesaplanan ZÇA ve açma akım değerlerine göre hatların %50 konumlarındaki arızaların temizlenme süreleri gösterilmektedir. Ana koruma röleleri ve yedek koruma röleleri arasındaki seçicilik ve hız kriterleri sağlanmaktadır.

Tablo 4.5: Analiz 2 için MYAKS ile yönlü aşırı akım rölelerinin zaman çarpan ayarı ve açma akımı ayarı.

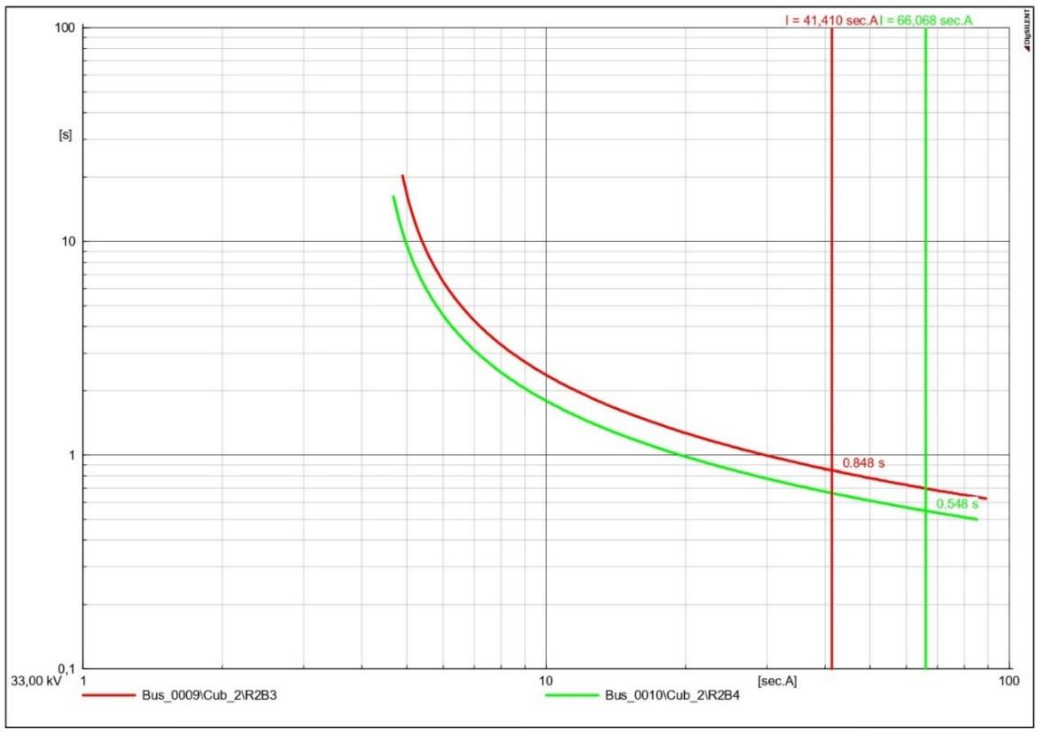
Röleler	Zaman Çarpan Değeri	Açma Akımı Ayarı (sec.A)
RAB2	0,20652	4,548
RAB1	0,30769	1,25
R1A1	0,32518	3,99
R1A2	0,283	1,333
R1B1	0,190	4,0375
R1B2	0,116	3,828
R2A1	0,25268	5,685
R2A2	0,22132	5,322
R2A3	0,1999	6,372
R2A4	0,1794	6,522
R2A5	0,18192	6,81
R2B1	0,1101	10,58
R2B2	0,159	19,8
R2B3	0,27639	4,453
R2B4	0,22078	4,26
R2B5	0,15978	4,79
RSG006	0,30666	4,727
RTR56	0,19677	2,833
RTR49	0,37977	2
RTR79	0,44693	1,077

Tablo 4.6: Analiz 2 için hatların %50 konumlarında oluşan kısa devre arızasının MYAKS ile ana ve yedek koruma röleleri tarafından temizlenme zamanları.

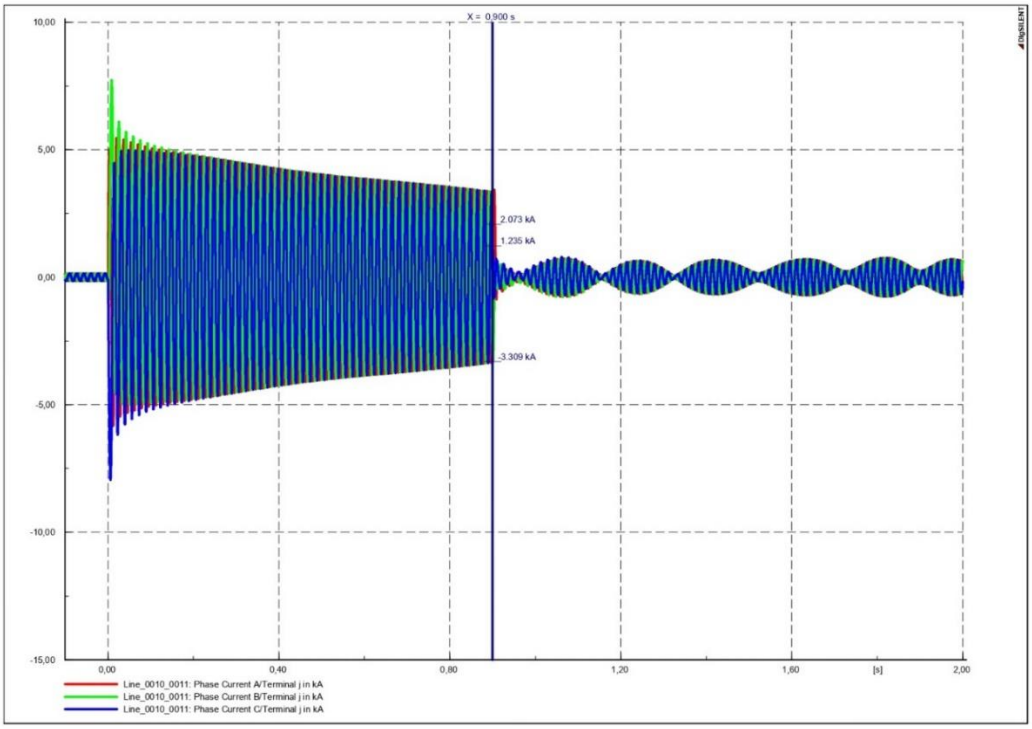
Kısa Devrenin Oluştuğu Konum	**Ana Koruma Rölesi**	**Ana Koruma Rölesi Açma Zamanı (sn)**	**Yedek Koruma Rölesi**	**Yedek Koruma Rölesi Açma Zamanı (sn)**	**Ana Koruma Rölesi**	**Ana Koruma Rölesi Açma Zamanı (sn)**	**Yedek Koruma Rölesi**	**Yedek Koruma Rölesi Açma Zamanı (sn)**
Hat 6-11	R2A1	0.758	R1A2	1.491	R2B5	0.529	R2B4	0.911
			RAB1	1.201				
			RSG006	1.192				
			RTR56	1.548				
Hat 6-12	R1B1	0.522	R2A5	1.224	R1A2	0.644	R1A1	0.842
			RAB1	-				
			RSG006	1.287				
			RTR56	1.694				
Hat 6-13	RAB2	0.570	R1A2	-	RAB1	0.698	R1B2	1.338
			R2B5	0.941				
			RSG006	1.079			R2A5	0.908
			RTR56	1.231				
Hat 12-13	R1B2	0.458	R1B1	0.838	R1A1	0.737	RAB2	1.014
							R2A5	1.180
Hat 13-14	R2B1	0.587	R1B2	1.425	R2A5	0.647	R2A4	1.197
			RAB2	1.016				
Hat 10-11	R2A2	0.776	R2A1	1.189	R2B4	0.641	R2B3	1.035
Hat 14-9	R2B2	0.746	R2B1	1.542	R2A4	0.613	R2A3	1.259
							RTR49	2.850
							RTR79	1.296
Hat 9-10	R2A3	0.665	R2A2	1.013	R2B3	0.756	R2B2	1.301
							RTR49	1.859
							RTR79	1.071



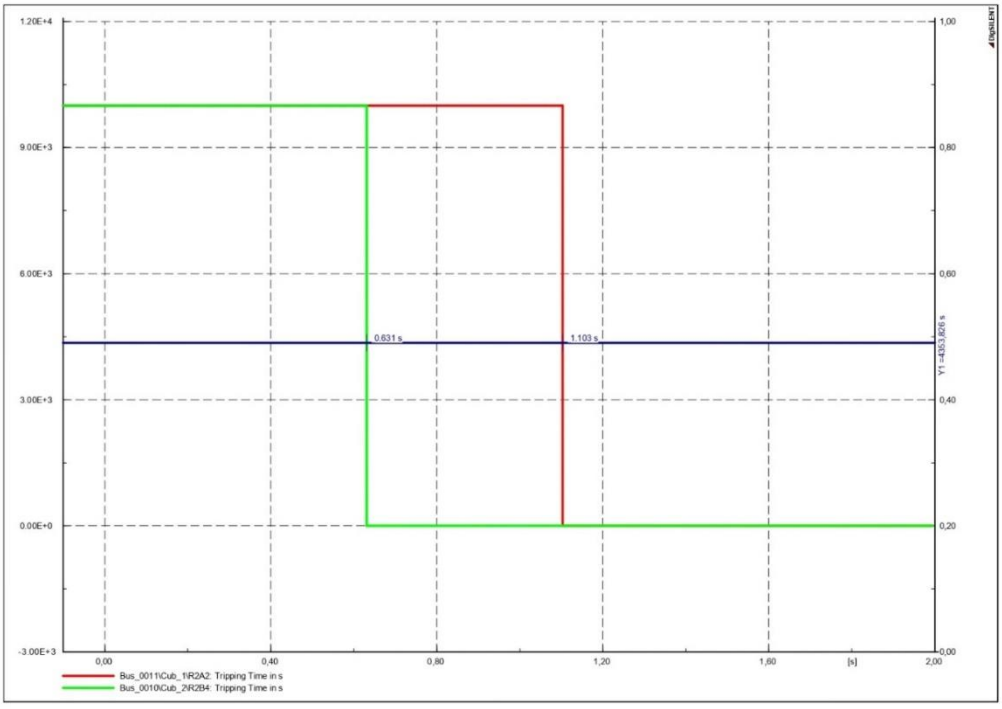
Şekil 4.24: DÜK'ler aktif iken Hat 10-11'in %5 arıza konumunda MYAKS ile R2A2 ana ve R2A1 yedek koruma röle açma süreleri.



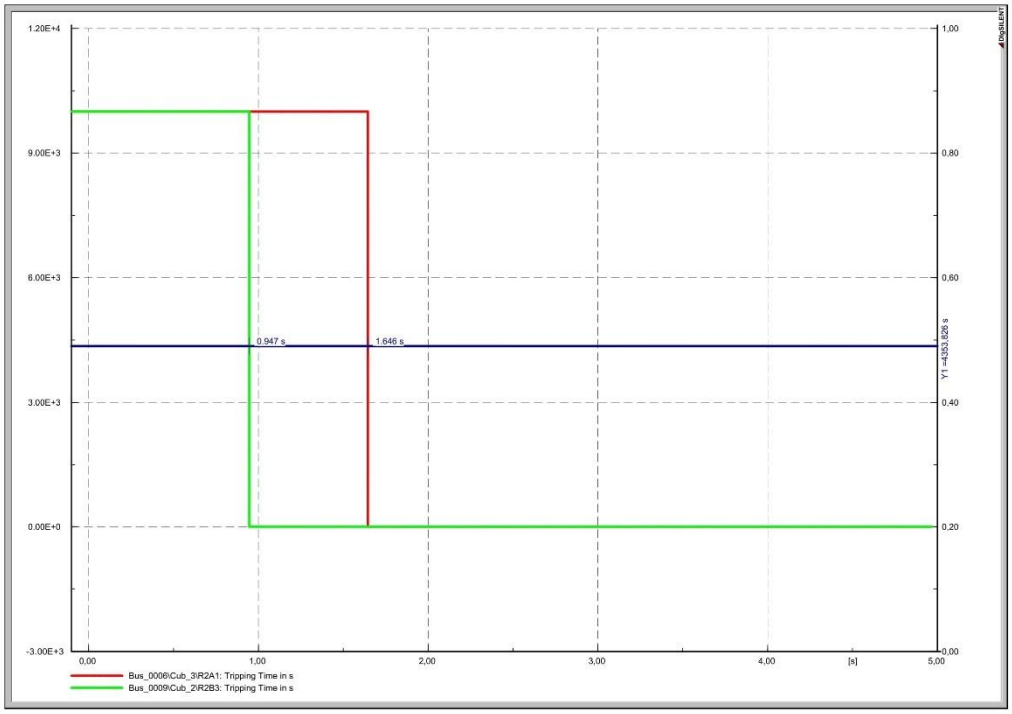
Şekil 4.25: DÜK'ler aktif iken Hat 10-11'in %5 arıza konumunda MYAKS ile R2B4 ana ve R2B3 yedek koruma röle açma süreleri.



Şekil 4.26: DÜK'ler aktif iken Hat 10-11'in %5 konumunda oluşan 3 fazlı kısa devre arızası sonucu hat akımları.



Şekil 4.27: DÜK'ler aktif iken Hat 10-11'in %5 konumunda oluşan 3 fazlı kısa devre arızası sonucu MYAKS ile ana R2A2 ve R2B4 açma sinyali üretme süreleri.

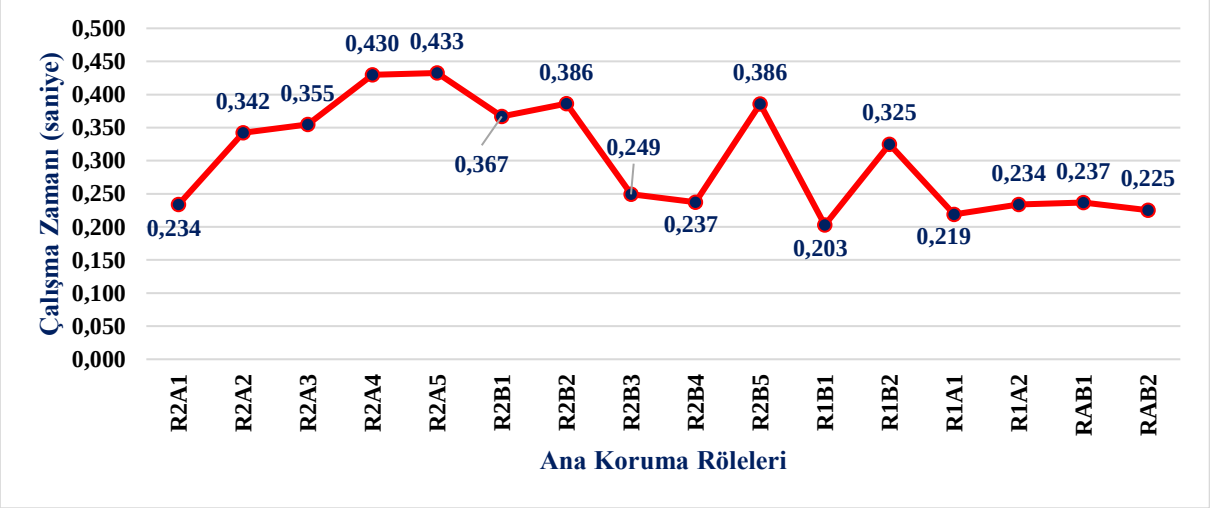


Şekil 4.28: DÜK'ler aktif iken MYAKS ile hat 10-11'in %5 konumunda oluşan 3 fazlı kısa devre arızası sonucu MYAKS ile yedek R2A1 ve R2B3 açma sinyali üretme süreleri.

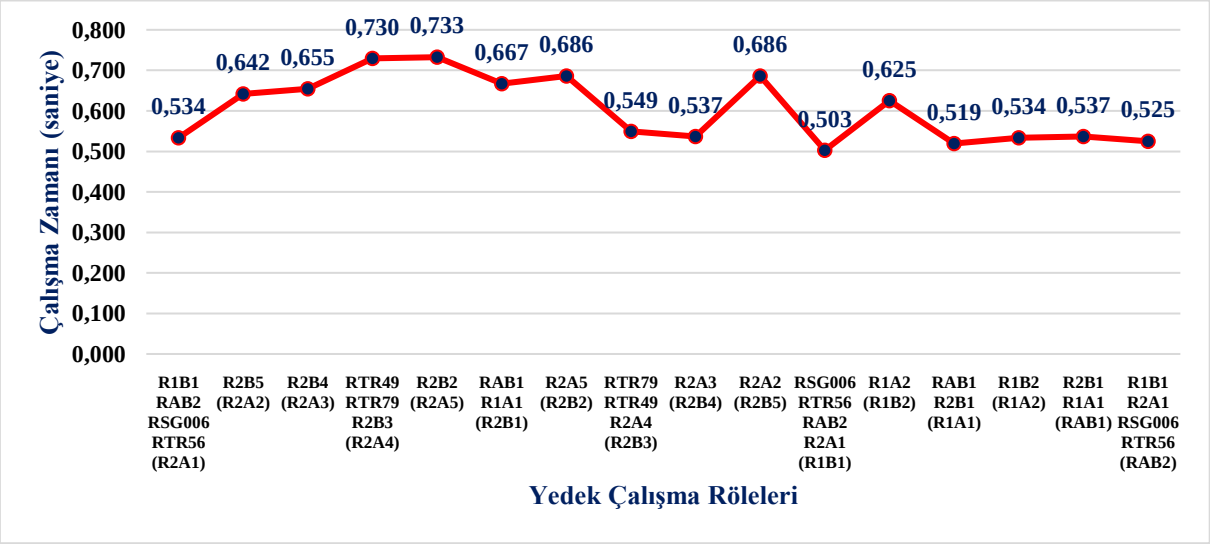
Şekil 4.24 ve 4.25'te Analiz 2 için Hat 10-11'in %5 arıza konumunda MYAKS yöntemine ait ana ve yedek koruma rölelerinin eğrileri verilmiştir. Şekil 4.27'de MYAKS yöntemiyle hesaplanan röle parametreleri için Hat 10-11'de RMS/EMT analizleri ile ana rölelerin açma zamanları verilmiştir. Şekil 4.28'de ana röleler devre dışı iken yedek koruma rölelerinin RMS/EMT analizleri ile açma süresi zamanları verilmiştir. Şekil 4.26'da Hat 10-11'in arıza konumunda faz akımları gösterilmiştir. Başlangıç kısa devre akımı, yük akımının 7 katına çıktığı görülmektedir.

Şekil 4.29, 4.31 ve 4.33'te Analiz 2 için sırasıyla hatların %5, %50 ve %95 konumlarında DYAKS yöntemiyle ana rölelerin açma sinyali üretme süreleri verilmiştir. Şekil 4.30, 4.32 ve 4.34'te Analiz 2 için sırasıyla hatların %5, %50 ve %95 konumlarında DYAKS yöntemiyle yedek rölelerin açma sinyali üretme süreleri verilmiştir. Görülmektedir ki ana röle ve yedek rölelerin arasında belirlenen ZKA zamanı değeri kadar fark olmaktadır. Şekil 4.35 ve Şekil 4.36'da Analiz 2 için Hat 10-11'deki arıza konumunda ana ve yedek rölelerin eğrileri gösterilmektedir. DYAKS yöntemiyle röle eğrileri, ZKA değeri kadar bir öteleme ile oluşmuştur. Şekil 4.37'de Hat 10-11'de RMS/EMT analizleri neticesinde ana rölelerin açma

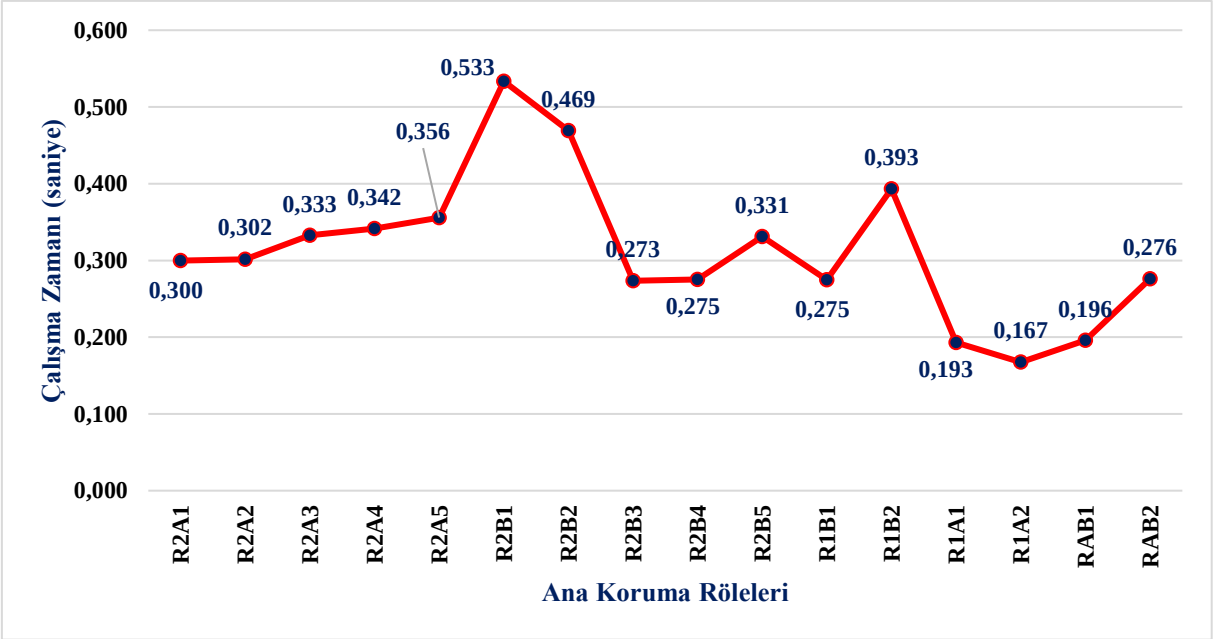
süreleri verilmiştir. Şekil 4.39'da ana röleler devre dışı iken Hat 10-11'de RMS/EMT analizleri neticesinde yedek rölelerin açma süreleri verilmiştir. Şekil 4.38'de EMT analizi sonucu, Hat 10-11 üzerinde faz akımları gösterilmiştir. Başlangıç kısa devre akımı, yük akımının yaklaşık 27 katına çıkmıştır.



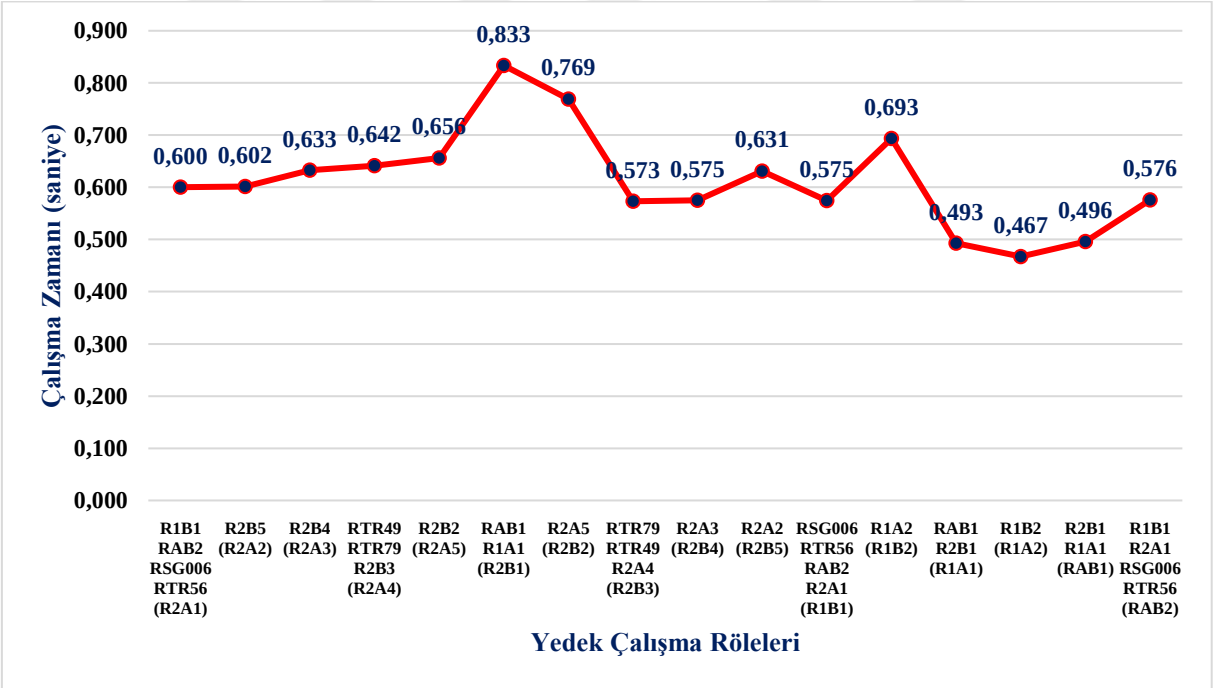
Şekil 4.29: DYAKS ile hatların %5 konumunda 3 fazlı kısa devre arızasında röle açma sinyali üretme süreleri.



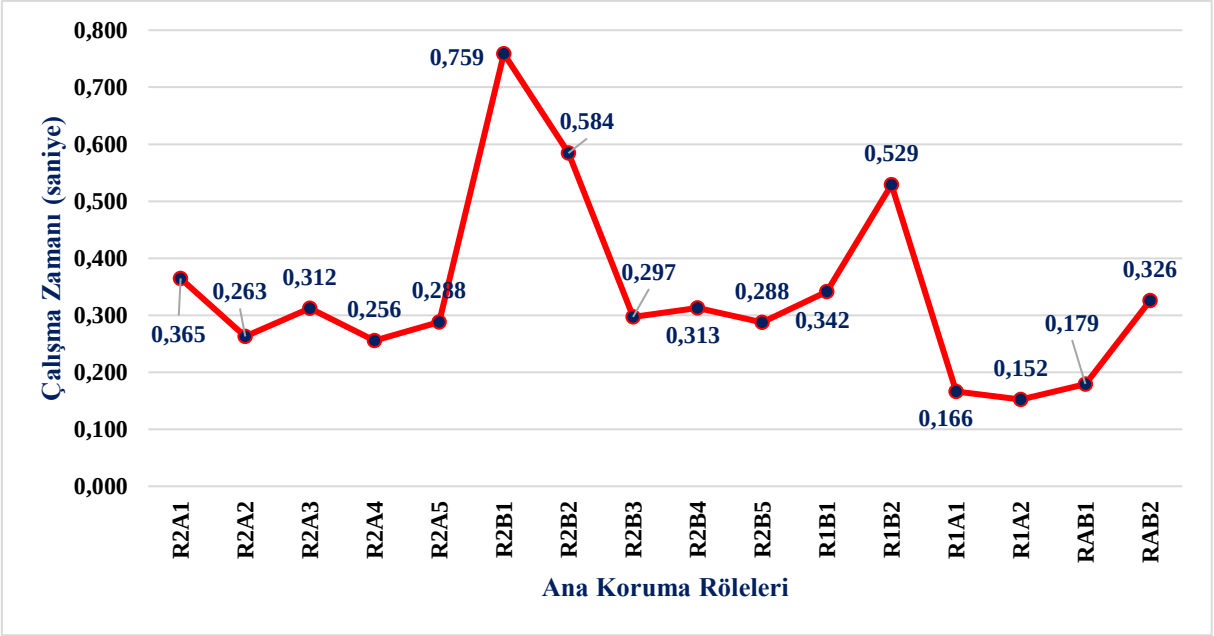
Şekil 4.30: DYAKS ile hatların %5 konumunda 3 fazlı kısa devre arızasında yedek röle açma sinyali üretme süreleri.



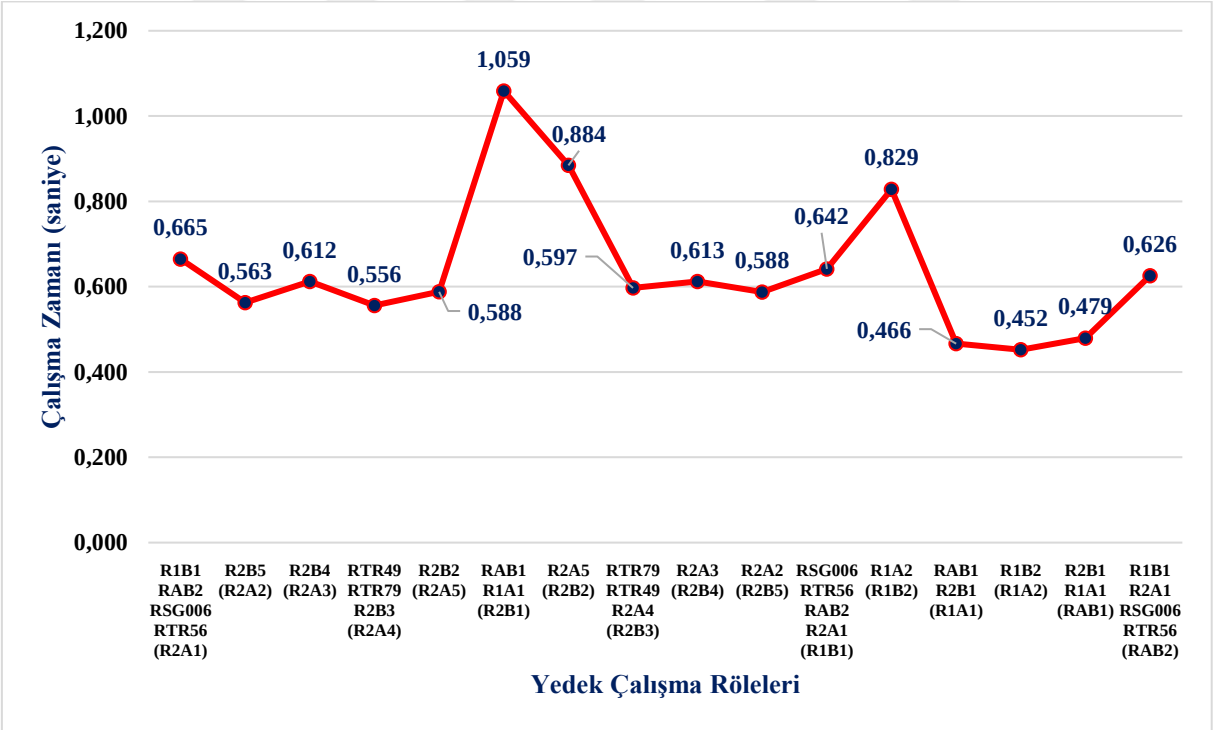
Şekil 4.31: DYAKS ile hatların %50 konumunda 3 fazlı kısa devre arızasında röle açma sinyali üretme süreleri.



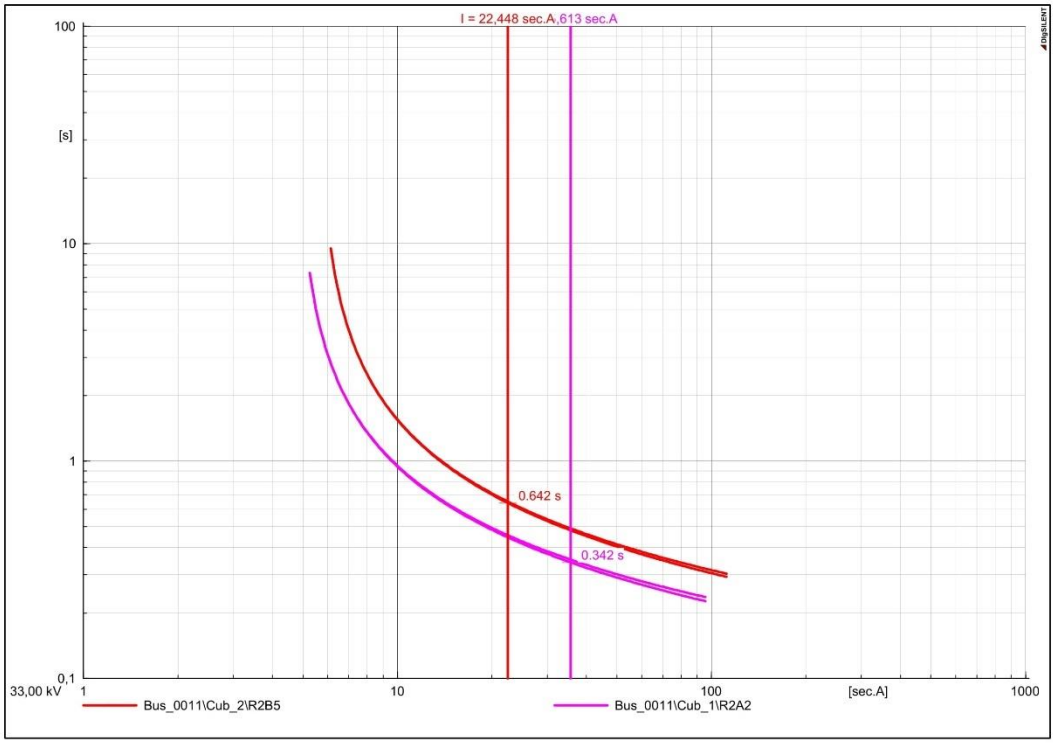
Şekil 4.32: DYAKS ile hatların %50 konumunda 3 fazlı kısa devre arızasında yedek röle açma sinyali üretme süreleri.



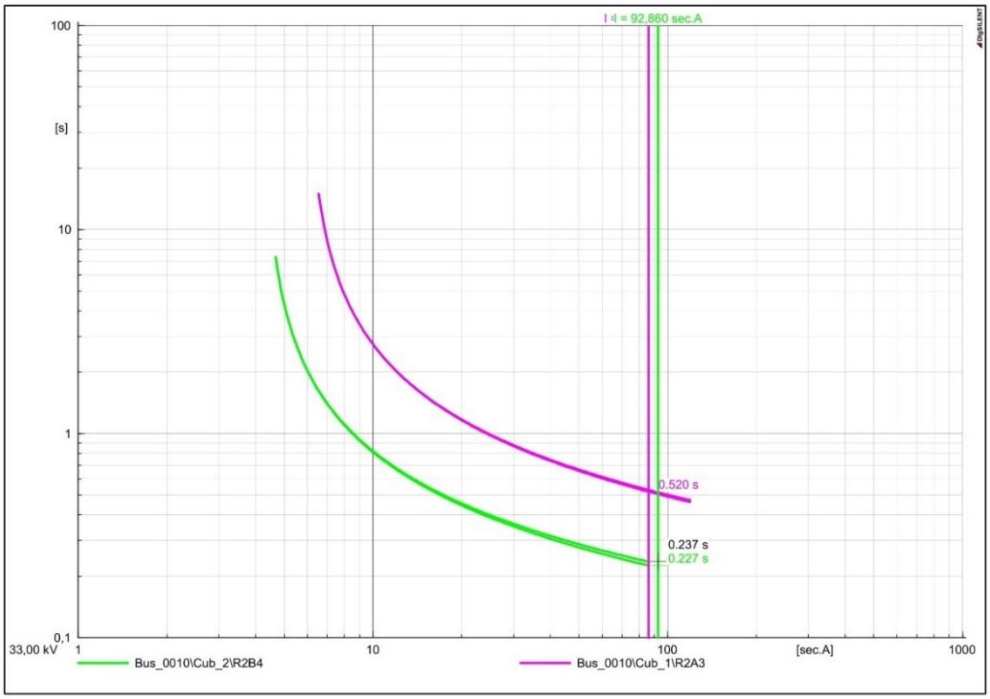
Şekil 4.33: DYAKS ile hatların %95 konumunda 3 fazlı kısa devre arızasında röle açma sinyali üretme süreleri.



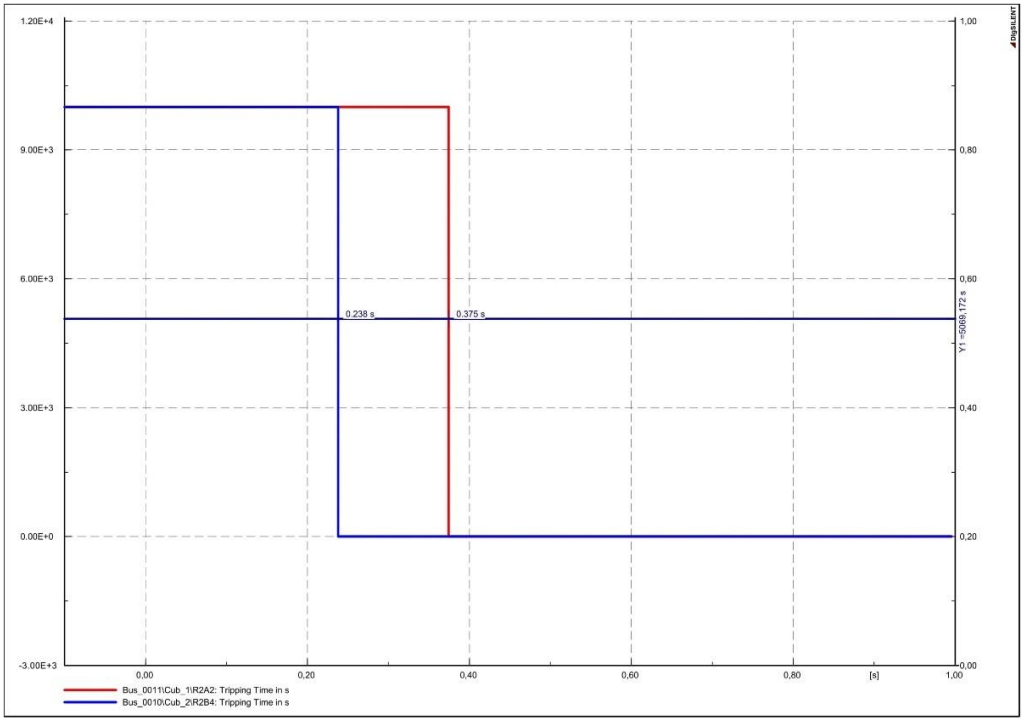
Şekil 4.34: DYAKS ile hatların %95 konumunda 3 fazlı kısa devre arızasında yedek röle açma sinyali üretme süreleri.



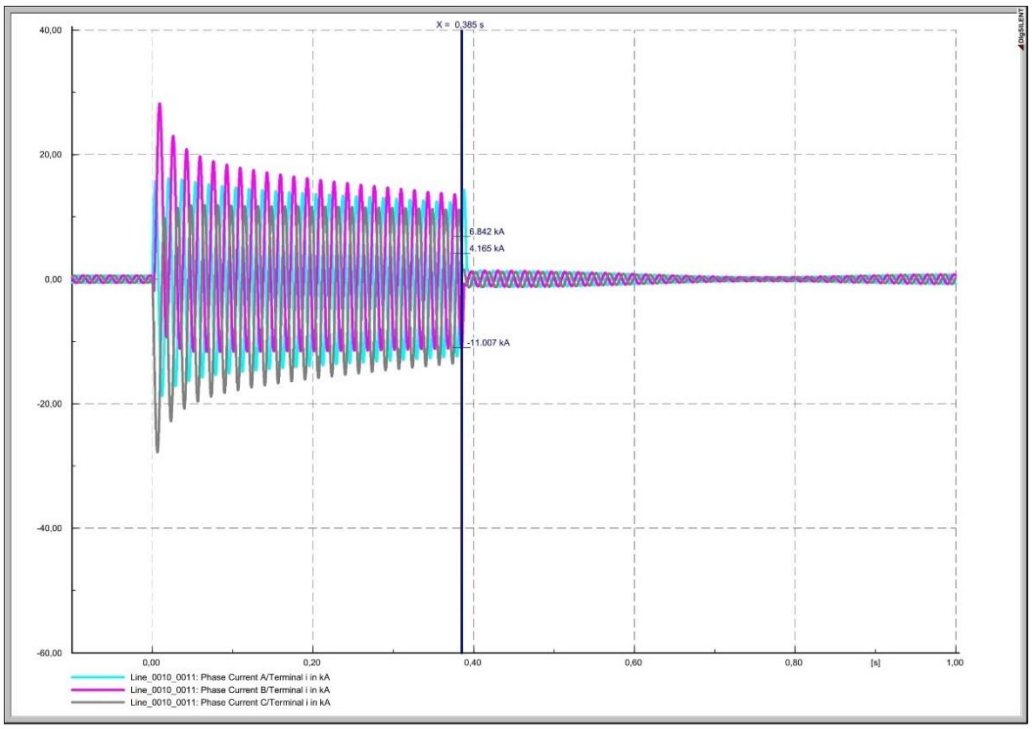
Şekil 4.35: DYAKS ile hat 10-11'in %5 arıza konumunda ana R2A2 ve yedek R2B5 rölelerinin oluşan eğrileri.



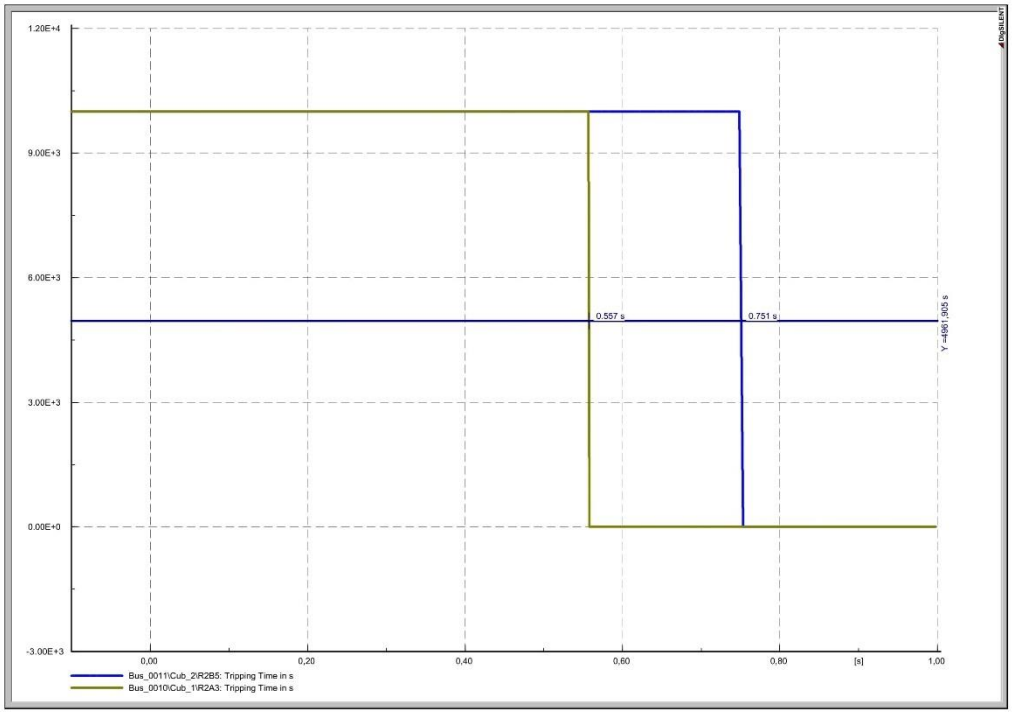
Şekil 4.36: DYAKS ile hat 10-11'in %5 arıza konumunda ana R2B4 ve yedek R2A3 rölelerinin oluşan eğrileri.



Şekil 4.37: DYAKS ile hat 10-11'in %5 arıza konumunda ana R2A2 ve R2B4 rölelerinin RMS analizi sonucu açma sinyali üretme süreleri.

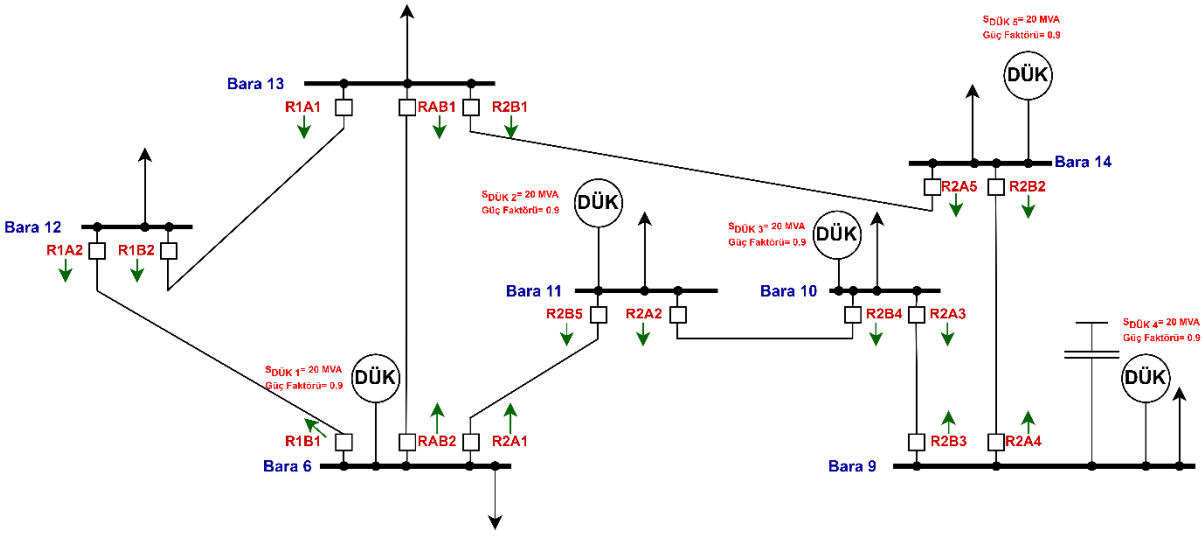


Şekil 4.38: DYAKS ile hat 10-11'in %5 arıza konumunda EMT analizi sonucu hat akımları.



Şekil 4.39: DYAKS ile hat 10-11'in %5 arıza konumunda yedek R2A3 ve R2B5 rölelerinin RMS analizi sonucu açma sinyali üretme süreleri.

4.3. Analiz 3: Şebekenin Ada Modunda Merkezi ve Dağıtık Yapılı Adaptif Koruma Sistemi



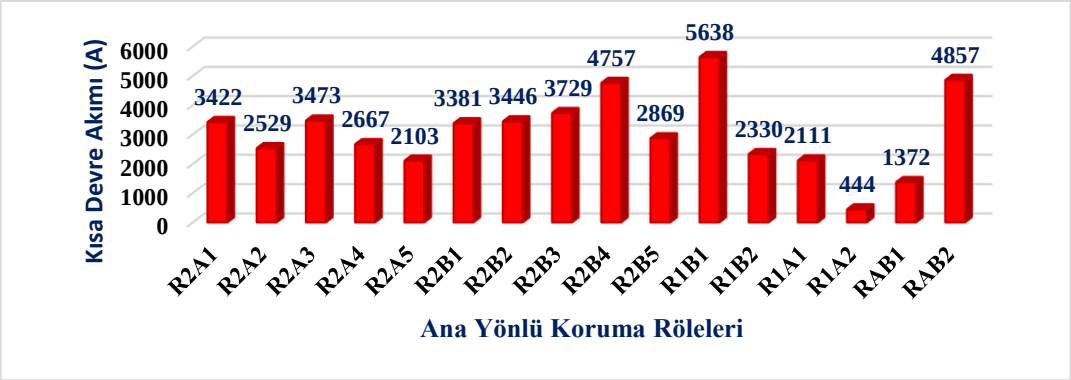
Şekil 4.40: IEEE 14 baralı test sisteminin 7 baralı dağıtım şebekesinin ada çalışma modu.

Analiz 3 kapsamında, şebekenin ada modunda çalışması incelenmektedir. Dağıtım şebekesini besleyen ana kaynakların devre dışı kalması durumunda, DÜK'lerin besleme yapmaya devam etmesi durumudur. Şekil 4.40'ta dağıtım şebekesinin ada işletme modu verilmektedir. Tablo 4.7'de ada modu çalışma durumunda, akım transformatörlerinin gördüğü yük akımları gösterilmektedir.

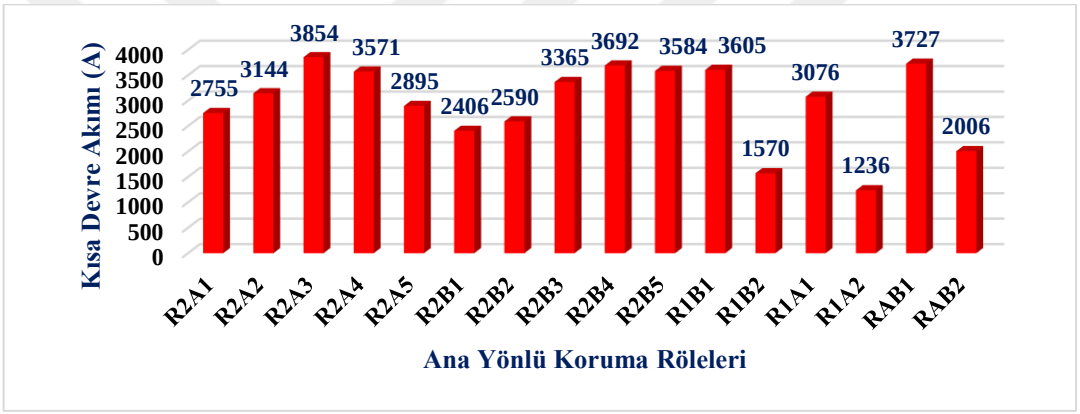
Tablo 4.7: Analiz 3 için ada modunda akım transformatörlerinin gördüğü yük akım değerleri.

Hat	**Hat Akımı (A)**	**Akım Transformatörleri**	**Akım Transformatörleri Ölçümleri (A)**
Hat 6-11	325	CT 2A1	0
		CT 2B5	325
Hat 6-12	95	CT 1B1	95
		CT 1A2	0
Hat 6-13	181	CT AB2	181
		CT AB1	0
Hat 12-13	26	CT 1B2	0
		CT 1A1	26
Hat 13-14	186	CT 2B1	0
		CT 2A5	186
Hat 10-11	172	CT 2A2	172
		CT 2B4	0
Hat 14-9	110	CT 2B2	0
		CT 2A4	110
Hat 9-10	242	CT 2A3	242
		CT 2B3	0

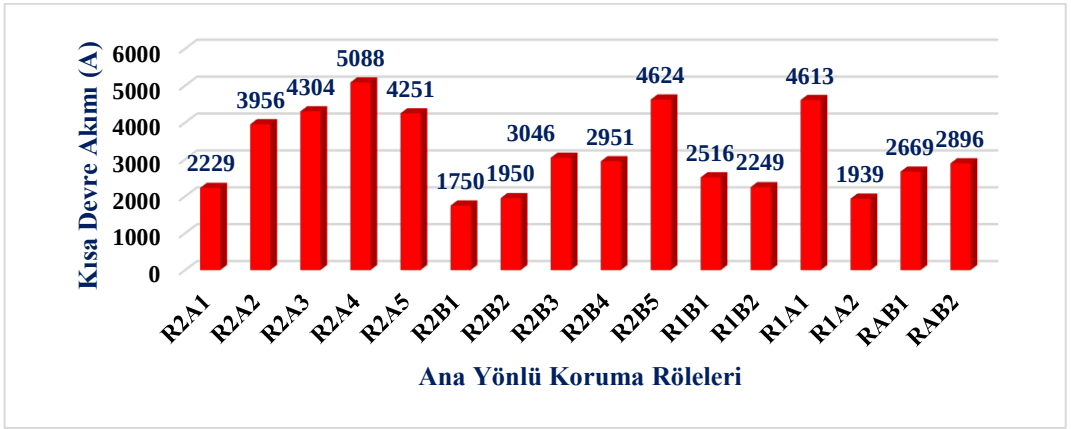
Şekil 4.41, 4.42 ve 4.43'te DÜK'ler test şebekesine entegre edildikten sonra sırasıyla %5, %50 ve %95 arıza konumlarında ana koruma rölelerinin gördüğü kısa devre akım büyüklükleridir. Analiz 1 ve Analiz 2'ye göre kısa devre akım büyüklükleri oldukça küçüktür.



Şekil 4.41: Ada modunda Hatların %5 arıza konumunda 3 fazlı kısa devre arıza akım büyüklükleri (A)



Şekil 4.42: Ada modunda Hatların %50 arıza konumunda 3 fazlı kısa devre arıza akım büyüklükleri (A)



Şekil 4.43: Ada modunda Hatların %95 arıza konumunda 3 fazlı kısa devre arıza akım büyüklükleri (A)

Tablo 4.8: Analiz 3 için MYAKS ile ada modunda rölelerin hesaplanan ZÇA ve açma akım ayarı değerleri.

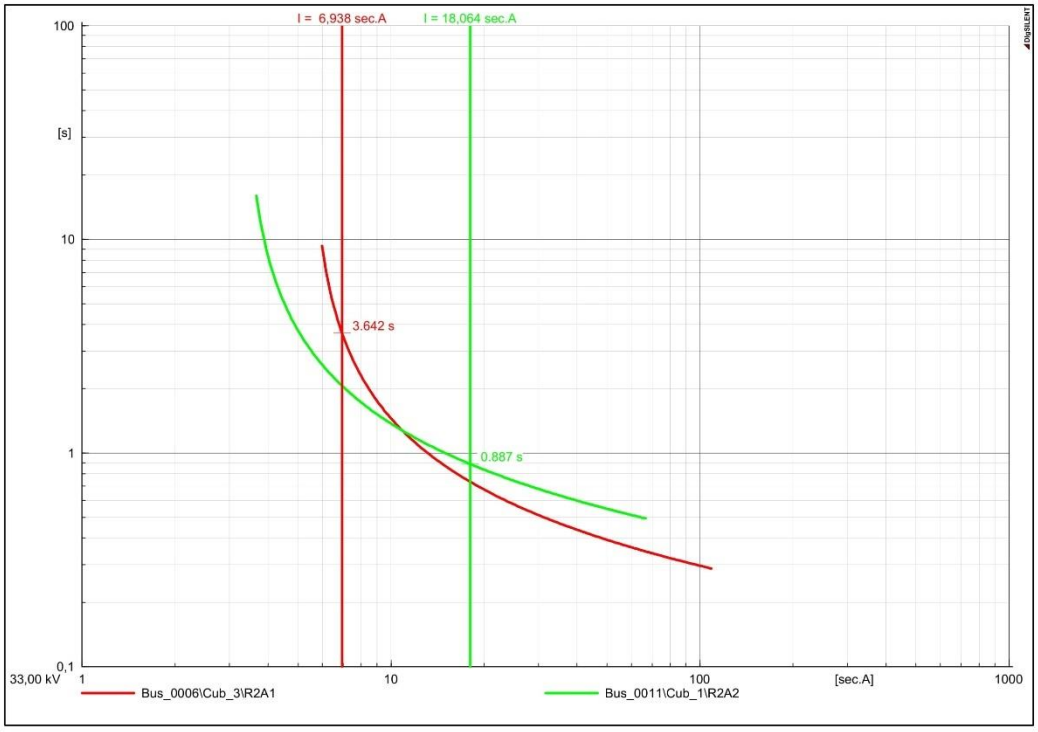
Röleler	Zaman Çarpan Değeri	Açma Akımı Ayarı (sec.A)
RAB2	0,184	2,473
RAB1	0,130	5,175
R1A1	0,198	6,03
R1A2	0,150	3,533
R1B1	0.120	5,497
R1B2	0,225	1,052
R2A1	0,127	5,437
R2A2	0,217	3,666
R2A3	0,128	10
R2A4	0,138	4,485
R2A5	0,097	10,095
R2B1	0,223	3,222
R2B2	0,261	8,75
R2B3	0,170	4,566
R2B4	0,268	1,904
R2B5	0,109	8,1

Analiz 3'te MYAKS yöntemiyle hesaplanan ZÇA ve açma akımı değerleri Tablo 4.8'de gösterilmiştir. ZÇA değerlerinin güncellenmesinin nedeni ada moduna geçen şebekedeki rölelerin gördüğü kısa devre ve yük akımı büyüklüklerinin değişmiş olmasıdır. Şebekenin yük akış karakteristiği değiştiği için ZÇA ve açma akım ayarları önemli ölçüde değişmiştir.

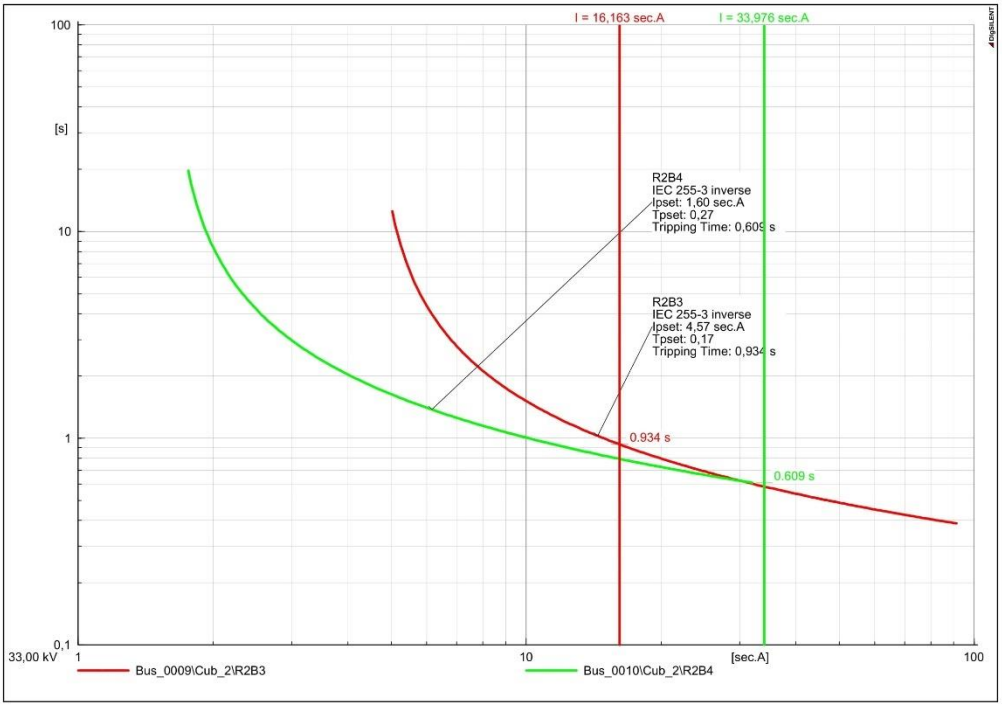
Tablo 4.9'da Analiz 3 için MYAKS yöntemiyle hesaplanan ZÇA ve açma akım değerlerine göre hatların %50 konumlarındaki arızaların temizlenme süreleri gösterilmektedir. Ana koruma röleleri ve yedek koruma röleleri arasındaki seçicilik ve hız kriterleri sağlanmaktadır. Tablo 4.9'da RTR56, RTR49, RTR79 ve RSG006 röleleri yedek koruma işlevine sahip olmadığı için analiz kapsamında koyulmamaktadır. Bunun nedeni, ada işletme modunda çalışan şebekede bir arıza olması durumunda ana kaynaktan bir katkı olmadığı için geri yönlü rölelerin yedek koruma yapmasına gerek kalmamaktadır.

Tablo 4.9: MYAKS ile ada modunda ana ve yedek koruma rölelerinin 3 fazlı kısa devre için %50 arıza konumunda arıza temizlenme zamanları.

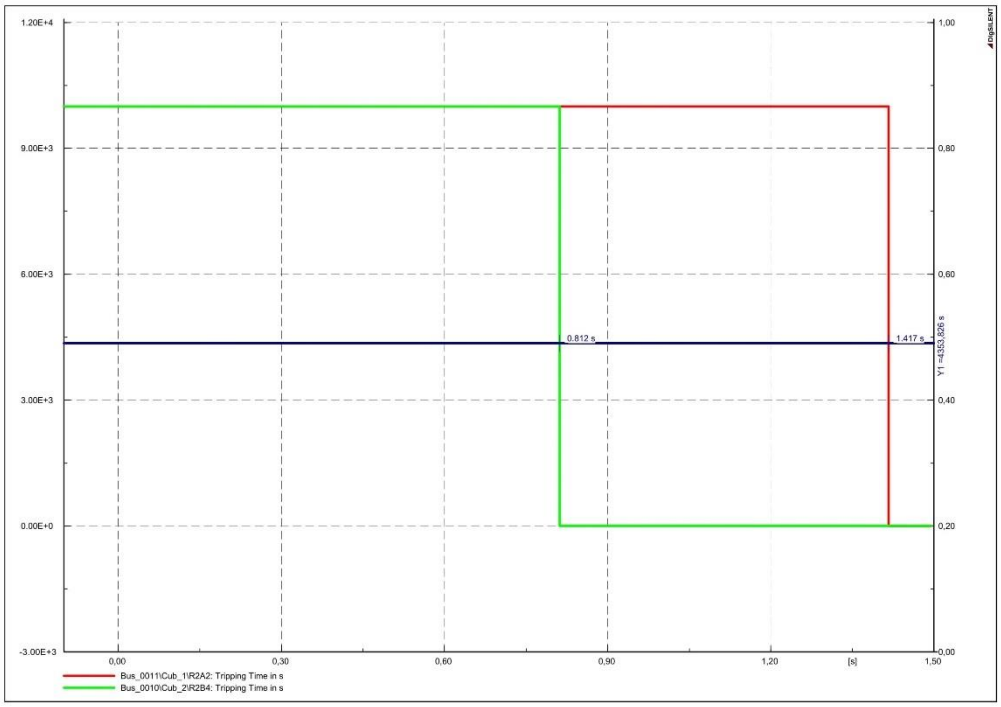
Kısa Devrenin Oluştuğu Lokasyon	Ana Koruma Rölesi	Ana Koruma Rölesi Açma Zamanı (sn)	Yedek Koruma Rölesi	Yedek Koruma Rölesi Açma Zamanı (sn)	Ana Koruma Rölesi	Ana Koruma Rölesi Açma Zamanı (sn)	Yedek Koruma Rölesi	Yedek Koruma Rölesi Açma Zamanı (sn)
Hat 6-11	R2A1	0.753	R1A2	1.312	R2B5	0.579	R2B4	0.9
			RAB1	1.137				
Hat 6-12	R1B1	0.589	R2B5	1.022	R1A2	0.419	R1A1	0.837
			RAB1	-				
Hat 6-13	RAB2	0.611	R1A2	-	RAB1	0.571	R1B2	3.866
			R2B5	0.874			R2A5	0.851
Hat 12-13	R1B2	0.652	R1B1	1.446	R1A1	0.532	RAB2	1.119
							R2A5	1.016
Hat 13-14	R2B1	0.841	R1B2	1.295	R2A5	0.526	R2A4	1.073
			RAB2	0.854				
Hat 10-11	R2A2	0.784	R2A1	1.510	R2B4	0.696	R2B3	1.224
Hat 14-9	R2B2	0.896	R2B1	1.529	R2A4	0.547	R2A3	1.148
Hat 9-10	R2A3	0.659	R2A2	0.990	R2B3	0.836	R2B2	1.176



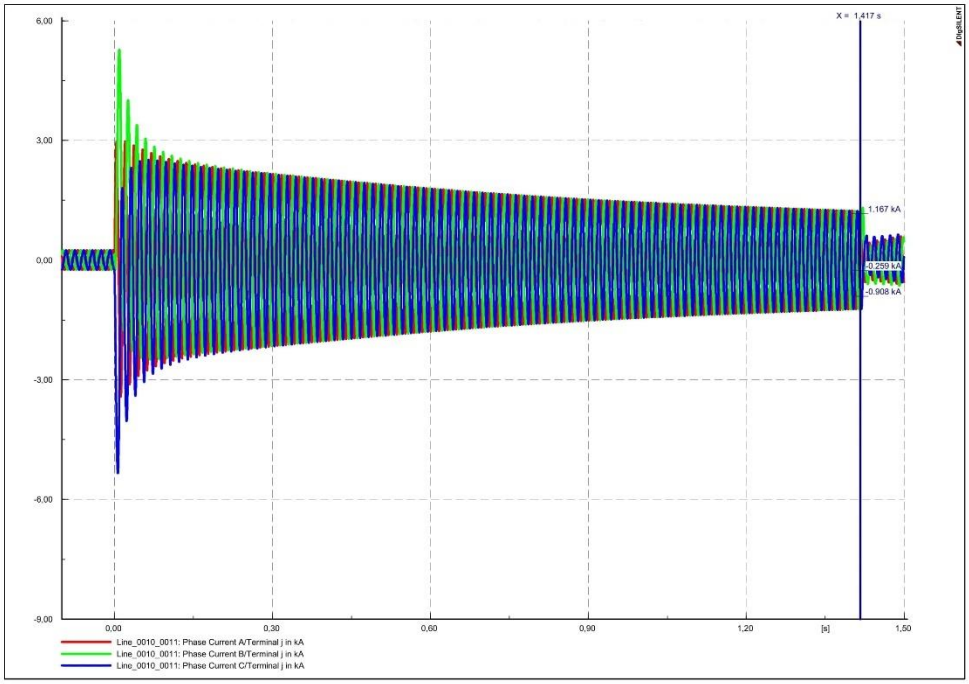
Şekil 4.44: MYAKS ile hat 10-11 %5 arıza konumunda 3 fazlı arıza için ana R2A2 ve yedek R2A1 röle eğrileri.



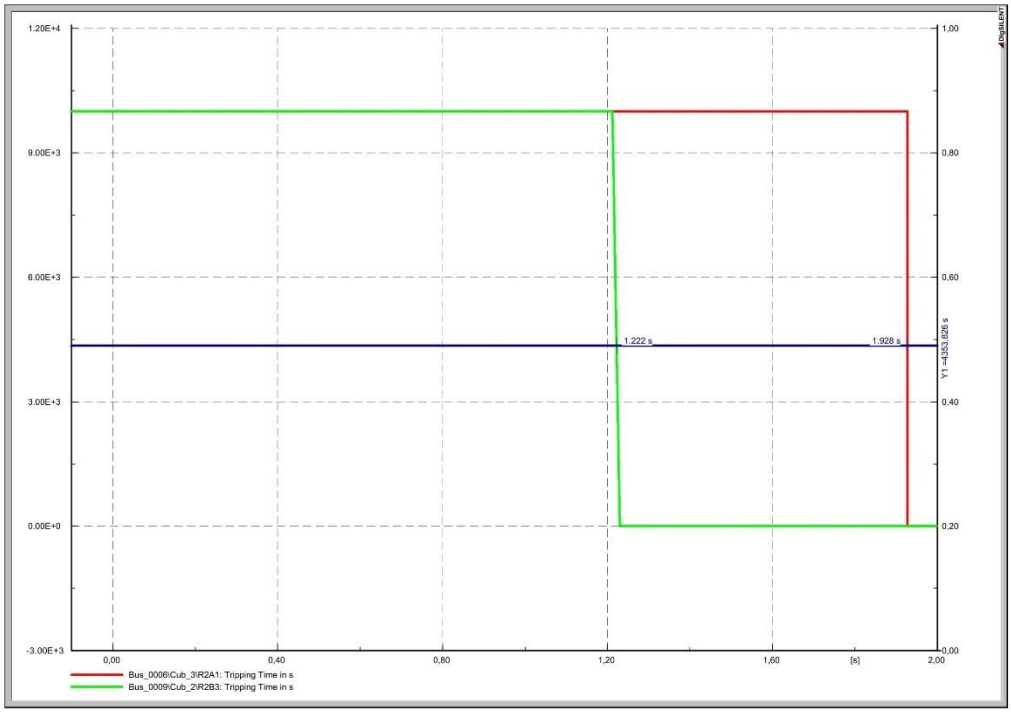
Şekil 4.45: MYAKS ile hat 10-11 %5 arıza konumunda 3 fazlı arıza için ana R2B4 ve yedek R2B3 röle eğrileri.



Şekil 4.46: MYAKS ile hat 10-11 %5 arıza konumunda 3 fazlı arıza için ana R2A2 ve R2B4 RMS analizi.



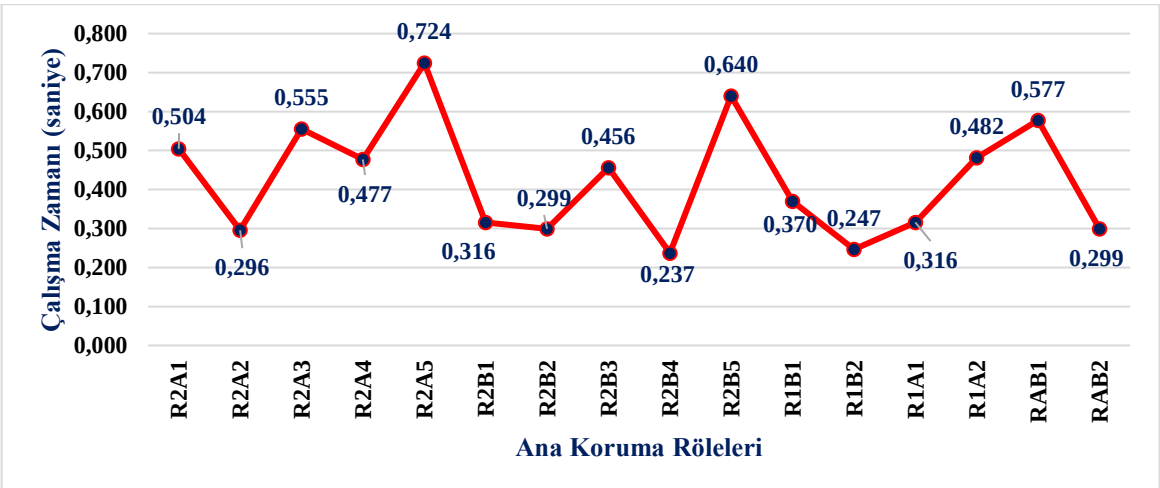
Şekil 4.47: MYAKS ile hat 10-11 %5 arıza konumunda 3 fazlı arıza için ana hat akımları.



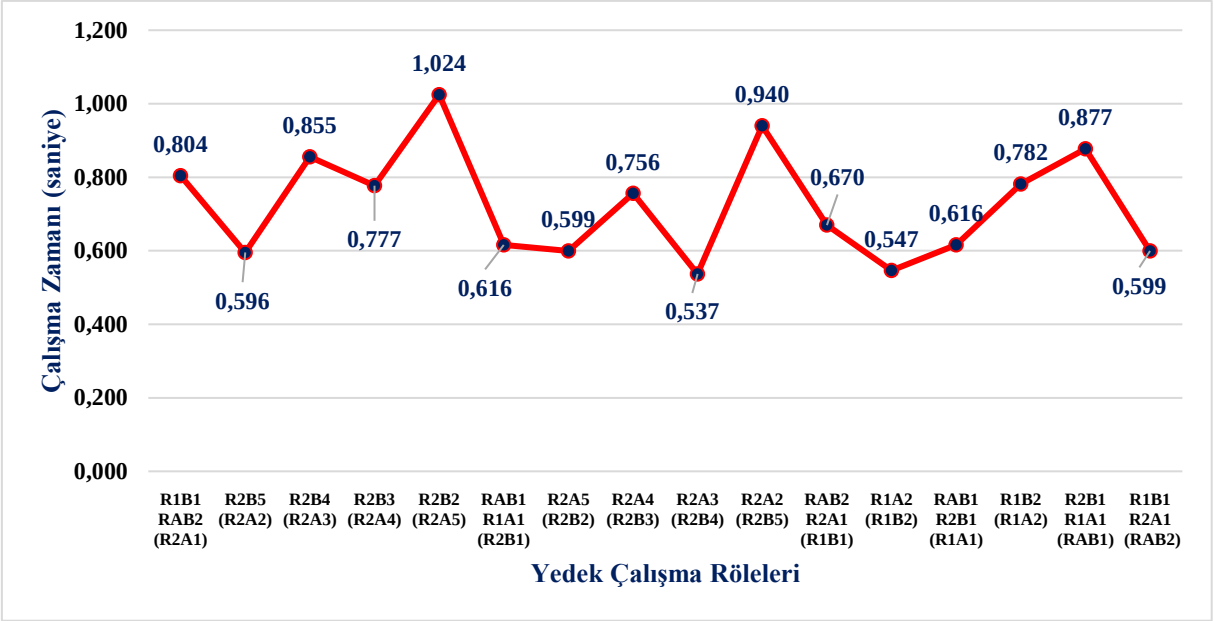
Şekil 4.48: MYAKS ile hat 10-11 %5 arıza konumunda 3 fazlı arıza için yedek R2A1 ve R2B3 RMS analizi.

Şekil 4.44 ve 4.45'te Analiz 3 için Hat 10-11'in %5 arıza konumunda MYAKS yöntemine ait ana ve yedek koruma rölelerinin eğrileri verilmiştir. Şekil 4.46'da MYAKS yöntemiyle hesaplanan röle parametreleri için Hat 10-11'de RMS/EMT analizleri ile ana rölelerin açma zamanları verilmiştir. Şekil 4.48'de ana röleler devre dışı iken yedek koruma rölelerinin RMS/EMT analizleri ile açma süresi zamanları verilmiştir. Şekil 4.47'de Hat 10-11'in arıza konumunda faz akımları gösterilmiştir. Başlangıç kısa devre akımı, yük akımının 5 katına çıktığı görülmektedir.

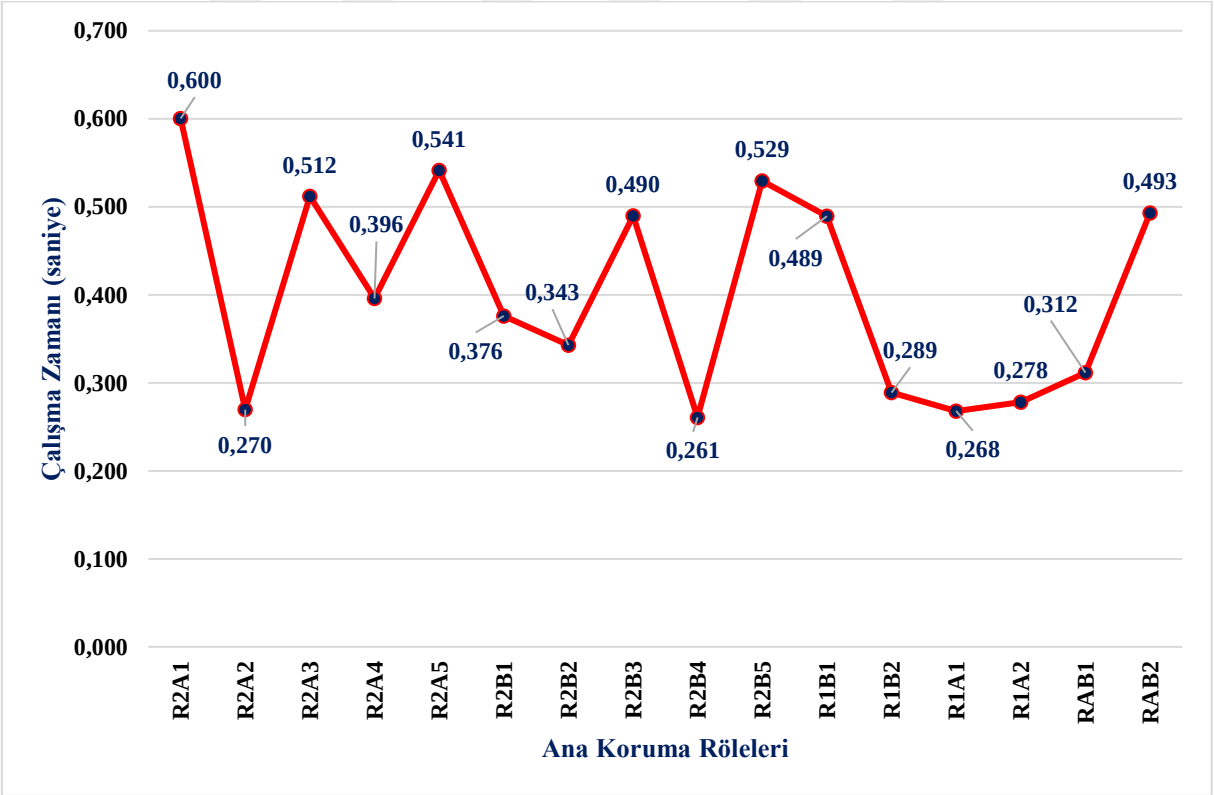
Şekil 4.49, 4.51 ve 4.53'te Analiz 3 için sırasıyla hatların %5, %50 ve %95 konumlarında DYAKS yöntemiyle ana rölelerin açma sinyali üretme süreleri verilmiştir. Şekil 4.50, 4.52 ve 4.54'te Analiz 3 için sırasıyla hatların %5, %50 ve %95 konumlarında DYAKS yöntemiyle yedek rölelerin açma sinyali üretme süreleri verilmiştir. Görülmektedir ki ana röle ve yedek rölelerin arasında belirlenen ZKA zamanı değeri kadar fark olmaktadır. Şekil 4.55 ve Şekil 4.56'da Analiz 3 için Hat 10-11'deki arıza konumunda ana ve yedek rölelerin eğrileri gösterilmektedir. DYAKS yöntemiyle röle eğrileri, ZKA değeri kadar bir öteleme ile oluşmuştur. Şekil 4.57'de Hat 10-11'de RMS/EMT analizleri neticesinde ana rölelerin açma süreleri verilmiştir. Şekil 4.59'da ana röleler devre dışı iken Hat 10-11'de RMS/EMT analizleri neticesinde yedek rölelerin açma süreleri verilmiştir. Şekil 4.58'de EMT analizi sonucu, Hat 10-11 üzerinde faz akımları gösterilmiştir. Başlangıç kısa devre akımı, yük akımının yaklaşık 20 katına çıkmıştır.



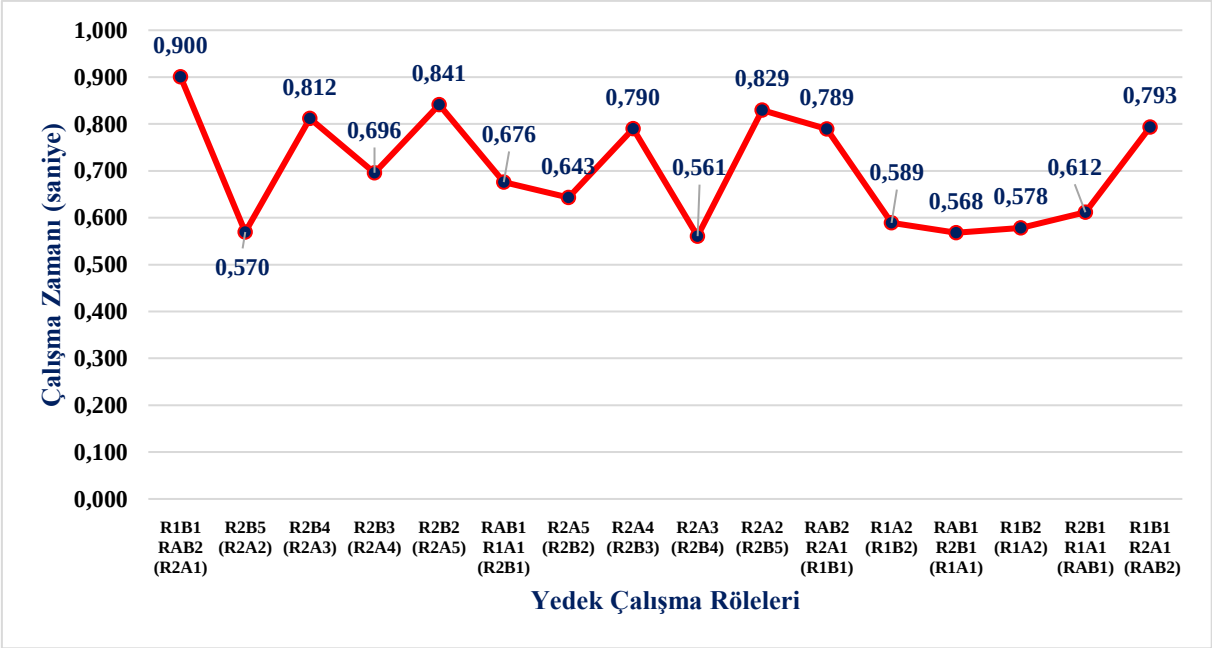
Şekil 4.49: Ada modunda DYAKS ile hatların %5 konumunda 3 fazlı kısa devre arızasında ana röle açma sinyali üretme süreleri.



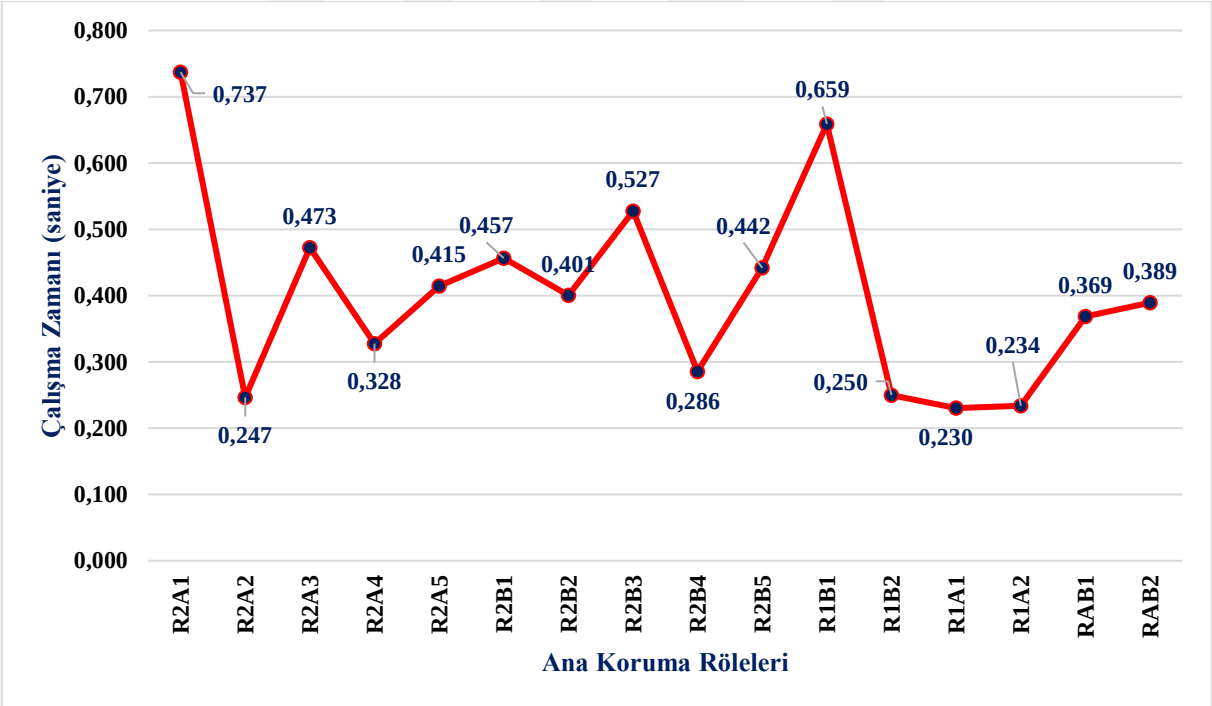
Şekil 4.50: Ada modunda DYAKS ile hatların %5 konumunda 3 fazlı kısa devre arızasında yedek röle açma sinyali üretme süreleri.



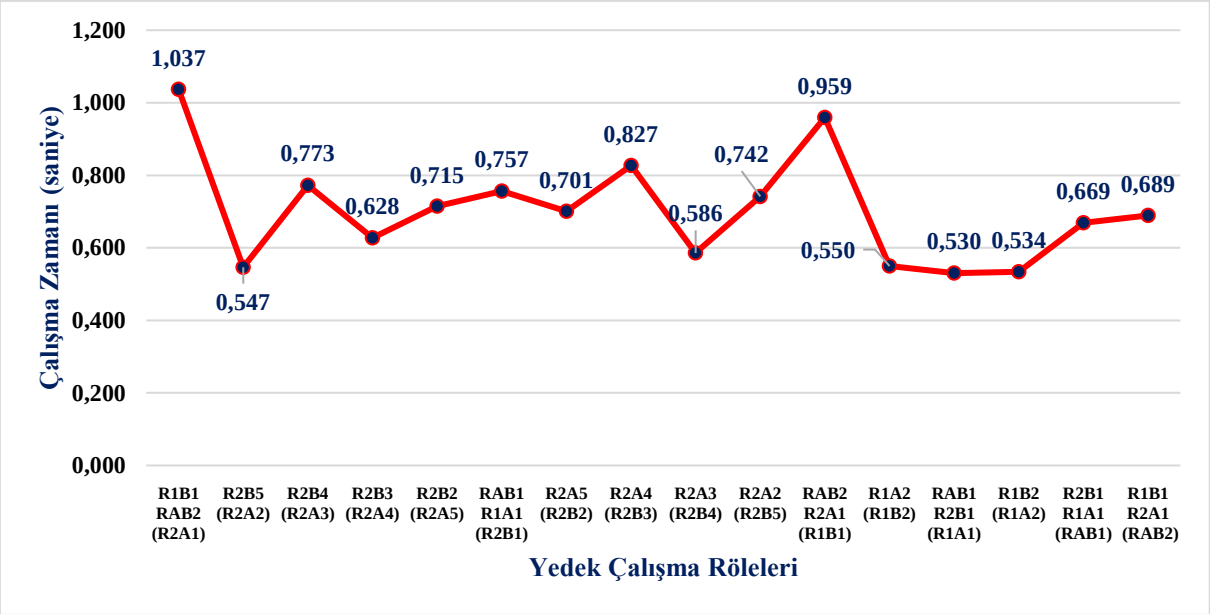
Şekil 4.51: Ada modunda DYAKS ile hatların %50 konumunda 3 fazlı kısa devre arızasında ana röle açma sinyali üretme süreleri.



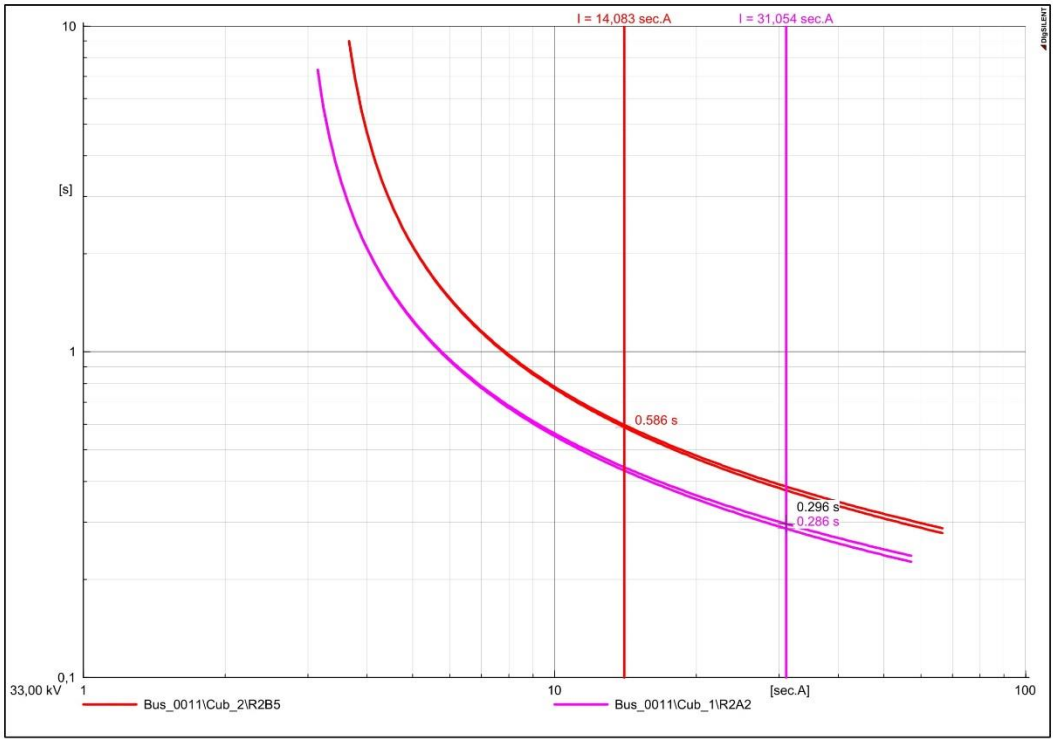
Şekil 4.52: Ada modunda DYAKS ile hatların %50 konumunda 3 fazlı kısa devre arızasında yedek röle açma sinyali üretme süreleri.



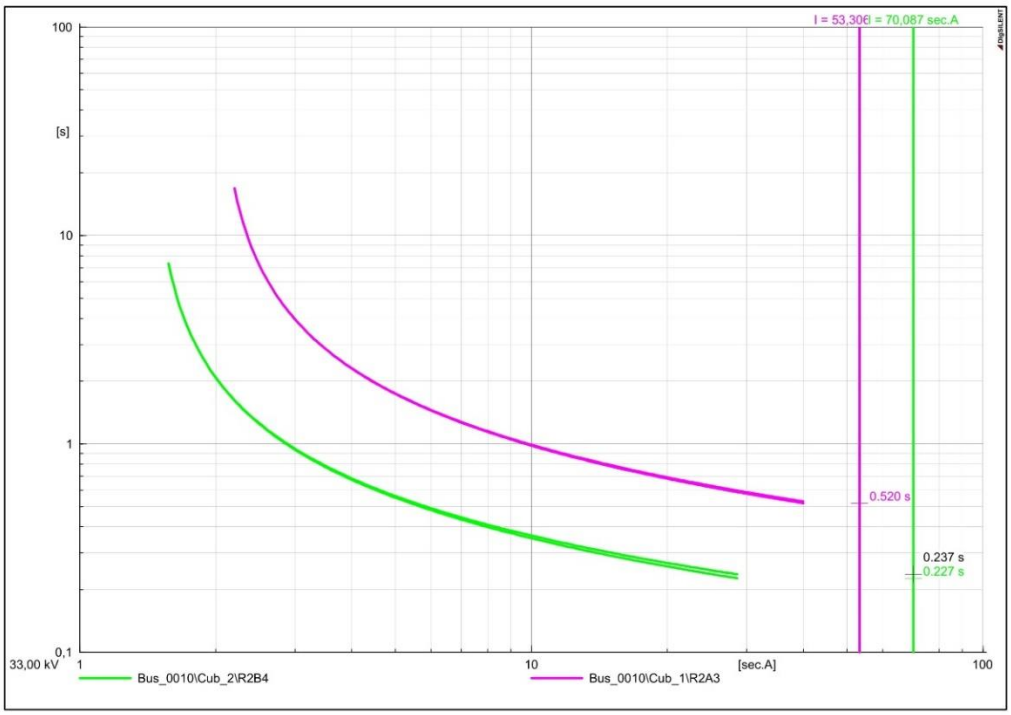
Şekil 4.53: Ada modunda DYAKS ile hatların %95 konumunda 3 fazlı kısa devre arızasında ana röle açma sinyali üretme süreleri.



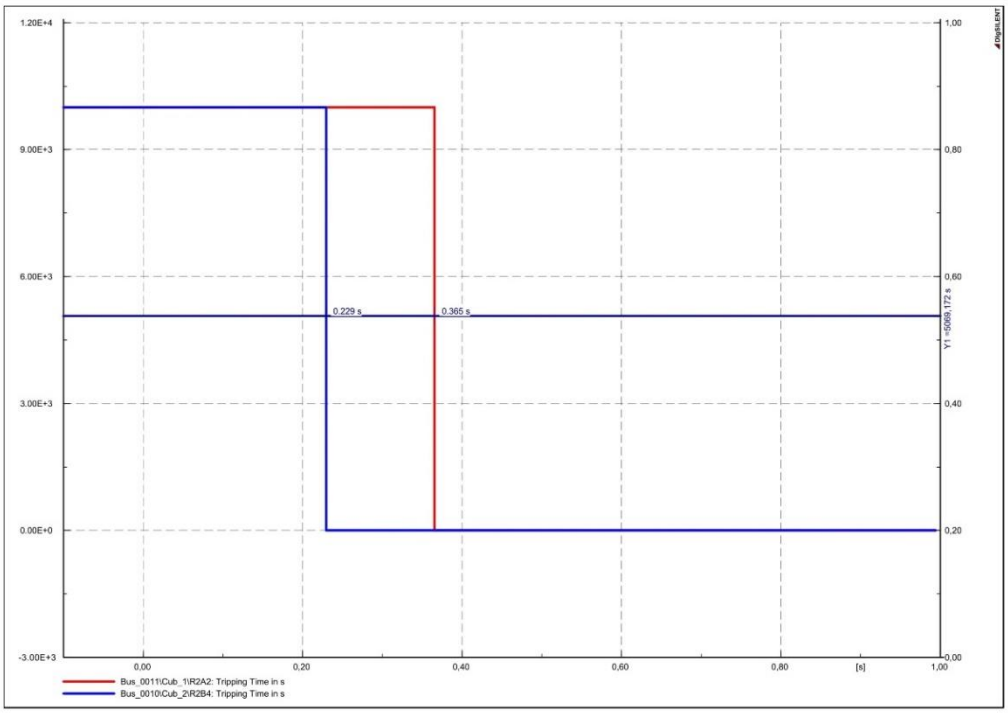
Şekil 4.54: Ada modunda DYAKS ile hatların %95 konumunda 3 fazlı kısa devre arızasında yedek röle açma sinyali üretme süreleri.



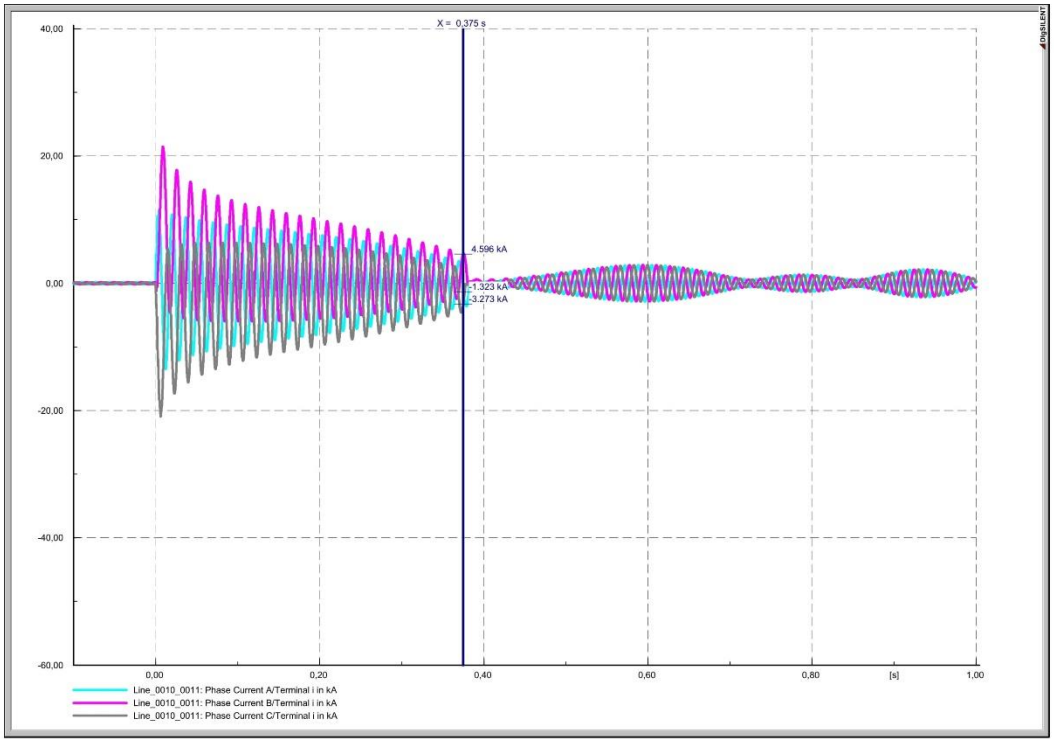
Şekil 4.55: DYAKS ile hat 10-11'in %5 arıza konumunda ana R2A2 ve yedek R2B5 rölelerinin oluşan röle eğrileri.



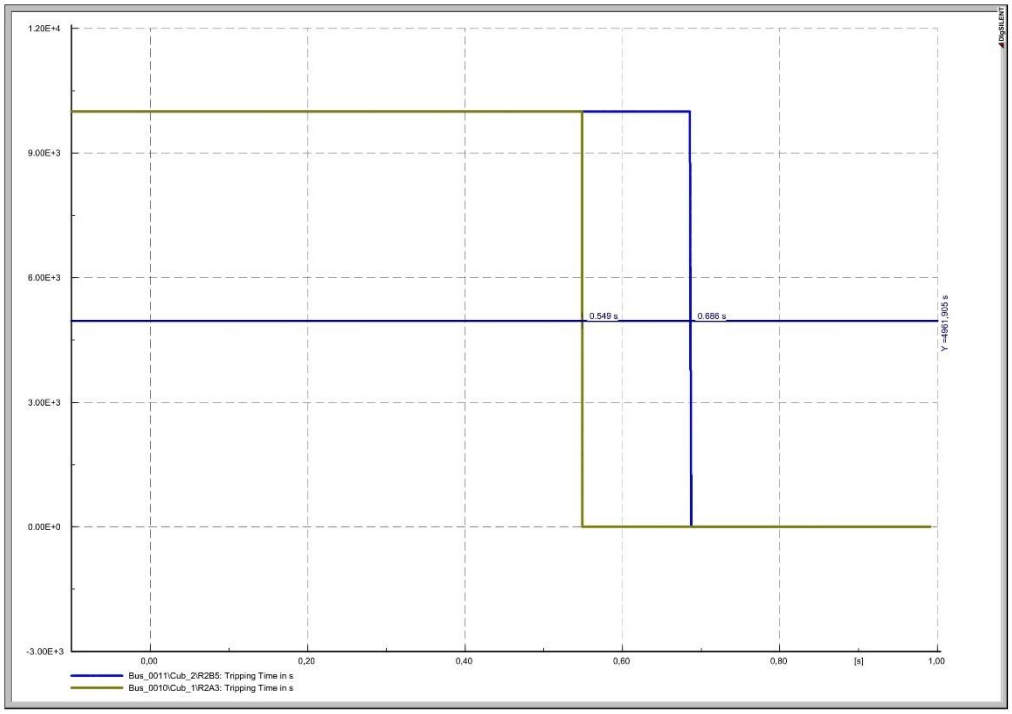
Şekil 4.56: DYAKS ile hat 10-11'in %5 arıza konumunda ana R2B4 ve yedek R2A3 rölelerinin oluşan röle eğrileri.



Şekil 4.57: DYAKS ile hat 10-11'in %5 arıza konumunda ana R2B4 ve R2A2 rölelerinin RMS analizi sonucu açma sinyali üretme süreleri.



Şekil 4.58: DYAKS ile hat 10-11'in %5 arıza konumunda EMT analizi sonucu hat akımları.



Şekil 4.59: DYAKS ile hat 10-11'in %5 arıza konumunda yedek R2A3 ve R2B5 rölelerinin RMS analizi sonucu açma sinyali üretme süreleri.

5. TARTIŞMA

Tez kapsamında, IEEE 14 baralı test şebekesinin 7 baralı dağıtım şebekesi üzerinde adaptif koruma koordinasyonu MYAKS ve DYAKS yöntemleri ile analiz edilmiştir. DYAKS ve MYAKS yöntemleri; seçicilik, hız, ekonomiklik, güvenilirlik, yedek koruma ve kararlılık kriterleri açısından incelenmiştir. Her iki yöntem için kullanılması gereken röle teknolojisi, akıllı yönlü aşırı akım rölesidir. Hat koruması için test şebekesinde röle sayısının 20 akıllı röle ile sınırlı tutulması yedek koruma, seçicilik ve ekonomiklik kriterleri için başarılı sonuçlar vermiştir. Çalışma [93]–[98]'de IEEE 14 baralı test şebekesinin 7 baralı dağıtım şebekesi için 16 adet akıllı yönlü aşırı akım röleleri kullanılmıştır. Bu tez çalışmasında; RSG006, RTR56, RTR49 ve RTR79 geri yönlü aşırı akım röleleri, Bara 1 ve Bara 2'ye bağlı senkron üretim generatörlerinin Bara 6 ve Bara 9 dağıtım merkezlerine bağlı ana rölelerinin fonksiyonlarını yerine getiremediği senaryolar için konumlandırılmıştır. Standart ters zamanlı aşırı akım karakteristiği eşitlikleri ile MYAKS ve DYAKS yöntemlerinin seçicilik ve hız kriterleri sağlanmıştır. Bulgular kısmında MYAKS yöntemine ait iterasyonel ideal ZÇA değerleri ve açma akımı değerlerini bulmak için DPL ile otomatik bir şekilde hesaplatılmıştır. Koruma rölelerinin ana koruma bölgelerindeki çalışma zamanları 1 saniyenin altında tutulması sağlanmış ve yedek koruma rölelerinin en az belirlenen ZKA değeri kadar zaman farkı ile yedek koruma fonksiyonunu sağladığı test edilmiştir. Yedek koruma fonksiyonu sağlanarak koruma sisteminin seçicilik kriterinin başarılı bir şekilde gerçekleştirildiği tablolaştırılmıştır. DYAKS yöntemi ile yedek koruma ve seçicilik ise MYAKS yöntemine göre daha hızlı sonuçlar verdiği gözlemlenmiştir. Bunun sebebi, seçilen ters zamanlı karakteristiğe göre sabit ZÇA değeri ana rölenin çalışma süresini hızlandırmaktadır. Standart ters zamanlı karakteristiğin seçilmesinin nedeni, DYAKS'ın dağıtık koruma felsefesine sahip olması ve akım/gerilim transformatöründen gelen bilgilerin gerçek zamanlı işlenmesine dayalı çalışma zamanının hesaplanmasından kaynaklanmaktadır.

Her iki yöntemin seçicilik, hız, ekonomiklik, yedek koruma kriterleri sağlanmıştır. Test şebekesinde 8 hat bulunmaktadır. Her bir hattın %5, %50 ve %95 arıza konumlarında YAAR'ların çalışma zamanları bulunmaktadır. Bu hatları koruyan ana ve yedek koruma rölelerinin eğrileri, ana rölelerin açma zamanları, yedek koruma rölelerinin açma zamanları ve

faz akımları analiz edilmek istendiğinde toplamda 120 adet RMS/EMT analizi görseli olacağı için güvenilirlik ve kararlılık kriterlerini doğrulamak için Hat 10-11'in %5 arıza konumunda performans analizi gerçekleştirilmiştir. Tablo 5.1'de RMS/EMT analizleri ile koruma doğrulaması yapılan Hat 10-11'i koruyan YAAR'ların performansları karşılaştırılmıştır.

Tablo 5.1: MYAKS ve DYAKS yöntemlerinin RMS/EMT analiz sonuçlarının karşılaştırılması.

Analiz	**Yöntem**	**YAAR 1**	**ATS (sn)**	**YAAR 2**	**ATS (sn)**	**Yedek YAAR 1**	**ATS (sn)**	**Yedek YAAR 2**	**ATS (sn)**
1	MYAKS	R2A2	1,074	R2B4	0,658	R2A1	1,635	R2B3	1,02
	DYAKS	R2A2	0,431	R2B4	0,304	R2B5	0,745	R2A3	0,671
2	MYAKS	R2A2	1,103	R2B4	0,631	R2A1	1,646	R2B3	0,947
	DYAKS	R2A2	0,375	R2B4	0,238	R2B5	0,751	R2A3	0,557
3	MYAKS	R2A2	1,417	R2B4	0,812	R2A1	1,928	R2B3	1,222
	DYAKS	R2A2	0,365	R2B4	0,229	R2B5	0,686	R2A3	0,549
ATS: Arıza Temizlenme Süresi, YAAR: Yönlü Aşırı Akım Rölesi									

3 farklı analiz neticesinde DYAKS yönteminin MYAKS yöntemine göre daha hızlı çalışma performansı olduğu Tablo 5.1'de görülmektedir. Analiz 1'de MYAKS yöntemiyle arızanın temizlenmesi DYAKS yöntemine göre %59 daha yavaş kalmaktadır. Analiz 1'e göre yedek koruma röleleri ile arızanın temizlenme süresi, DYAKS yöntemiyle %54 daha hızlı olmaktadır. Analiz 2'de dağıtık üretim kaynaklarının test şebekesine bağlanması ile MYAKS, DYAKS'a göre %66 daha yavaş performans göstermiştir. Analiz 2'nin yedek koruma performansları karşılaştırıldığında DYAKS, MYAKS'a göre %65 daha hızlı bir şekilde arızayı temizlemiştir. Analiz 3'te ise dağıtık üretim kaynakları ada modunda çalıştığında MYAKS, DYAKS'a göre

%74 daha yavaş bir performansa sahiptir. Analiz 3'te yedek koruma performansları karşılaştırıldığında DYAKS, MYAKS'a göre %64 daha hızlı bir performans göstermektedir. DYAKS yöntemiyle ana koruma röleleri, analiz 1'in %5, %50 ve %95 arıza konumlarındaki toplam çalışma süreleri sırasıyla 4,967 saniye, **4,946** saniye, 5,248 saniye olarak hesaplanmıştır. Analiz 2 için aynı toplam çalışma süreleri sırasıyla 4,86 saniye, **5,013** saniye, 5,418 saniye olarak hesaplanmıştır. Analiz 3 için aynı toplam çalışma süreleri sırasıyla 6,795 saniye, **6,446** saniye, 6,442 saniye olarak hesaplanmıştır. MYAKS yöntemiyle %50 arıza konumunda ana rölelerin toplam çalışma süresi Analiz 1, Analiz 2 ve Analiz 3 için sırasıyla 11,365 saniye, 10,347 saniye ve 10,49 saniye olarak hesaplanmıştır. MYAKS ve DYAKS yönteminin toplam çalışma süreleri karşılaştırıldığında Analiz 1, Analiz 2 ve Analiz 3 için sırasıyla %56,48, %51,55 ve %38,55 DYAKS yöntemi daha hızlı çalışmaktadır.

Gerçek zamanlı uygulamalar için her iki adaptif koruma sisteminin pratik olarak akıllı dağıtım şebekelerinde uygulanabilir bir yapıya sahiptir. Literatürde aynı test şebekesi üzerinde çalışılmış çalışmalar ile tez çalışması bulguları karşılaştırılmaktadır. Çalışma [99]'de parçalı doğrusal karakteristik ile yönlü aşırı akım koordinasyonu üzerinde çalışılmıştır. Belirlenen ZKA değeri bu tez çalışmasında alınan ZKA değeri ile aynıdır. Bu çalışmada standart olmayan karakteristiklerin belirlenmesi ile en optimal ZÇA değerlerinin yönlü aşırı akım röleleri için bulunması hedeflenmiştir. Azari vd., kendi çalışmalarını [100], [101] çalışmaları ile kıyaslamıştır. Azari vd., kendi çalışmalarında toplam röle çalışma sürelerini minimuma indirmek için yakın uçtaki arıza noktasındaki röle çalışma sürelerini 0,1 saniyede sabit tutmak üzere standart ters zamanlı formüldeki α ve β değerlerini optimize etmiştir. Sharaf vd., kendi çalışmalarında rölelerin ZÇA değerlerini 0,1'de sabit tutup röle çalışma sürelerini hesaplamışlardır. Bu çalışmadaki röle çalışma süreleri, nispeten daha uzundur. Yazdaninejadi vd. ise standart ters zamanlı formüle t_{off} adlı sabit ekleyerek röle çalışma zamanlarını minimize etmeyi ve optimal değerlerine ulaştırmayı hedeflemiştir.

Tablo 5.2: Toplam röle çalışma sürelerinin diğer çalışmalar ile karşılaştırılması.

Çalışma	TEZ (DYAKS)			[99]			[101]			[100]		
Arıza Konumu	YNA	ONA	UNA	YNA	ONA	UNA	YNA	ONA	UNA	YNA	ONA	UNA
Σt (saniye)	4,97	4,95	5,25	1,6	4,44	6,31	3,1	5,04	7,65	5,75	7,55	10,4
YNA: Yakın nokta arızası, ONA: Orta nokta arızası, UNA: Uzak nokta arızası												

Tez çalışması kapsamında DYAKS yöntemiyle elde edilen bulgular, Tablo 5.2'deki bulgular ile karşılaştırıldığında [100], [101]'den daha iyi bulgular elde edilmiştir. Sadece, [100]'de yakın uç arızası röle çalışma süreleri daha hızlıdır. Çalışma [99]'in yakın uç arızalarının toplam röle çalışma süreleri tez bulgularından daha hızlıdır. Ancak, uzak nokta arızalarındaki tez bulgularına göre DYAKS yöntemi, [99]'den %16 daha hızlıdır. Tablo 5.2'deki çalışmalara göre, MYAKS yöntemi daha yavaş bir performans gösterdiği görülmektedir. Ancak gerçek zamanlı uygulamalar için MYAKS yönteminin ana hedefi, dağıtım şebekesine bütüncül koruma sağlanmasıdır. Bu yöntem ile arıza bölgesinde seçici bir şekilde aynı yönlü tüm röleler arızanın temizlenmesi hedeflemektedir.

Hem MYAKS hem de DYAKS yöntemi ile daha hızlı röle performansları elde etmek mümkündür. Standart ters zamanlı karakteristiğe göre α ve β sırasıyla 0,14 ve 0,02 alınmıştır. Örneğin, R2A2 ve R2B4 röleleri için α ve β sırasıyla çok ters ve aşırı ters zamanlı karakteristikleri uygulanır ise çalışma zamanları düşmektedir. Analiz 1 için DYAKS yöntemiyle standart ters zamanlı karakteristiğe göre R2A2 ve R2B4 röleleri sırasıyla 0,401 ve 0,282 saniyede açma sinyali üretmektedir. Şekil 4.9, 4.15 ve 4.16'da rölelerin açma süreleri görülmektedir. R2A2 ve R2B4 rölelerinin %5 arıza noktalarında 3 fazlı kısa devre arızasında çok ters zamanlı karakteristiğe göre sırasıyla 0,295 saniye ve 0,13 saniyede açma sinyali üretilir. Aşırı ters zamanlı karakteristiğe göre R2A2 ve R2B4 röleleri sırasıyla 0,266 saniye ve 0,063 saniye üretmektedir. Ayrıca Denklem (3.1)'den çıkarılacağı üzere R2A2 ve R2B4 için I_{aa} değeri 558 A ve 595,14 A seçilmiştir. Bu değer, Denklem (2.20)'deki $1{,}2 \times I_{\text{yük akışı},max} \leq I_{aa} \leq 2 \times I_{KDA,min}/3$ eşitliğine göre daha düşük bir açma akımı seçilebilmektedir. Maksimum yük akımının 1,2 katı yerine 1,05 katı seçilerek daha hızlı röle çalışma süreleri elde edilebilir. R2A2 için yük akımının 1,05 katı alınır ise I_{aa} değeri 488,25 A olacaktır. Röle çalışma süresi 0,401 saniyeden 0,371 saniyeye düşmektedir.

I_{aa} akımının yük akımının 1,2 katı seçilmesinin nedeni, korunan hat için daha yüksek koruma güvenilirliğine sahip olmasının hedeflenmesidir.

6. SONUÇ VE ÖNERİLER

Akıllı dağıtım şebekeleri için graf teorisi tabanlı MYAKS ve çift ayarlı YAAR tabanlı DYAKS yöntemlerinin analizleri DIgSILENT PowerFactory yazılımı ve DPL dili ile gerçekleştirilmiştir. DYAKS yöntemi, MYAKS yöntemine göre daha hızlı arıza temizleme sürelerine sahip olduğu bulgular neticesinde saptanmıştır. MYAKS'ın, DYAKS'a göre daha yavaş arıza temizleme süresine sahip olmasının sebebi ise hesaplanan ideal ZÇA değerlerinin daha fazla bir değere sahip olmasıdır. DYAKS ve MYAKS'ın avantajları bulunmakla beraber koruma sisteminde yardımcı haberleşme altyapısının sağlam olduğu durumlarda DYAKS adaptif koruması daha efektif ve güvenilir bir sistemdir. DYAKS ve MYAKS'ın avantajları aşağıdaki gibi sıralanmıştır.

MYAKS'ın avantajları:

- Sadece dağıtım şebekesinin dağıtık üretim kaynaklarının sisteme bağlı olması/olmaması gibi durumlarda haberleşme altyapısı ve merkezi SCADA/DYS/EYS sistemini etkin bir şekilde kullanma felsefesine sahiptir.
- Birden fazla DÜK bulunan sistemlerde bir veya iki DÜK'ün çevrimiçi veya çevrimdışı olması mevcut koruma düzenini etkilememektedir. Merkezi adaptif koruma sistemi çalışmasa bile koruma düzeni bu durumda geçerlidir. Bunun nedeni, MYAKS'ın dağıtım şebekesi üzerinde bütüncül bir koruma felsefesine sahip olmasıdır.
- Hesaplama karmaşıklığı bulunmamaktadır. Standart IEC/ANSI ters zamanlı röle zamanları ile koordinasyon sağlanmaktadır. Ayrıca, tercih edilen zaman karakteristikleri ile röle koordinasyonu sağlanması avantajına sahiptir.
- Minimum kırılma noktasındaki röle sayısı ne kadar az olur ise rölelerin ideal ZÇA değerlerine yakınsaması o kadar hızlı olmaktadır. Bu nedenle röle seti seçimi önemlidir.
- MYAKS, sadece DÜK'lerin durum değişimlerinde rölelerin yapılandırma ayarlarını güncellemektedir. Bu nedenle, arıza esnasında rölelerin haberleşmesine gerek kalmadan ana ve yedek koruma röleleri arasındaki seçiciliği sağlamaktadır.

MYAKS'ın dezavantajları:

- Yedek koruma rölelerinin koruma bölgesindeki arızalarda, belirlenen ZKA değerinin üstünde bir yedek koruma zamanına sahip olabilmektedir.
- Ana koruma ve yedek koruma rölesinin bulunduğu transformatör merkezleri farklı konumlarda bulunmaktadır.
- Bazı kısa devre arızalarında yönlü yedek koruma rölesinin yönü ile arıza akımının yönü aynı olmadığı için yedek koruma işlevini diğer yönlü yedek koruma röleleri üstlenmektedir. Bu durumda koruma koordinasyonu sağlansa da sağlıklı hatlar devre dışı kalabilmektedir.

DYAKS'ın avantajları:

- Sabit ZÇA değerine sahip olduğu için arıza temizleme süreleri, hesaplanan ve yakınsanan koruma koordinasyon sistemlerine göre daha hızlıdır.
- Yedek koruma röleleri, ana koruma röleleri ile aynı dağıtım merkezinde olduğu için yedek koruma zamanı, ana koruma rölesi açma sinyali üretme zamanı ve ZKA değerinin toplamı kadardır.
- Röle açma sinyali üretmesi için standart ters zamanlı karakteristiğin yanında oldukça ters zamanlı, çok ters zamanlı karakteristiği kullanım esnekliği ile kullanılabilme avantajına sahiptir.
- Merkezi bir kontrolör yapısına ihtiyaç duymamaktadır. Akıllı rölelerin sahip olduğu temsilci yapıları ile dağıtık üretim yapısına sahiptirler.
- Kritik yük ve hassas güç sistemi ekipmanı bulunan bölgelerde kullanılması, arıza akımının vereceği ekipman zararlarını hızlı çalışma performansları ile minimumda tutulmasına olanak tanımaktadır.
- Yoğun ve iterasyona bağlı hesaplama mekanizmasına gerek kalmadan ana röle açma sinyali üretme zamanını milisaniyeler içerisinde hesaplayabilmektedir.

DYAKS'ın dezavantajları:

- Koruma koordinasyon sistemi merkezi olmadığı için her bir röle tam fonksiyonu ile çalışmalıdır. Ana koruma rölesinin koruma bölgesinde yaşanan bir arızanın tespit edilememesi, koruma koordinasyonunun bozulmasına sebep olmaktadır.

- Hem fiber kablolar hem de GPS ile haberleşme sağlanmalıdır. Bu demektir ki haberleşme altyapısının güçlü olması gerekmektedir.

Tez kapsamında DÜK bağlı dağıtım şebekelerinde çift yönlü enerji akışı karakteristiğe sahip şebekelerde yönlü aşırı akım rölesi modellenmesi gerçekleştirilerek doğruluk ve güvenilirlik analizleri test edilmiştir. Tez kapsamında kullanılan yöntemler ve geliştirilen algoritmalar için aşağıdaki sonuçlara ulaşılmıştır.

- DÜK bağlı üretim tesisleri ile şebeke bağlı şebekelerde röle koruma koordinasyonu problemleri DYAKS ve MYAKS yöntemleri ile gerçek zamanlı çözülebilme felsefesine sahiptir.
- DYAKS ve MYAKS yöntemi, geleneksel koruma sistemlerinin yetersizliğini kanıtlamaktadır. Yönlü aşırı akım rölelerinin merkezi veya dağıtık tabanlı birbirleri ile iletişim kurması, röle koruma parametrelerinin gerçek zamanlı güncellenmesi için avantajlıdır.
- Örgülü şebekelerde, röle koruma koordinasyonunun zor olması nedeniyle koruma yapıları karmaşıktır. MYAKS, bütüncül olarak koruma felsefesini ele alırken; DYAKS, anlık ve bölgesel koruma felsefesini benimsemektedir. DYAKS ve MYAKS yöntemiyle örgülü dağıtım şebekelerinde röle koruma koordinasyonu kolaylaşmaktadır.
- Gereksiz elektrik şebeke kesintilerine neden olan koruma yapılarının güncellenmesi için altyapı oluşturacak yöntemler tez kapsamında incelenmiştir.

Her iki yöntem de örgülü dağıtım şebekelerinde kullanılma avantajına sahiptirler. Teknolojinin gelişmeye devam etmesiyle birlikte akıllı şebeke kavramının günden güne değişim göstermesi, iki farklı yöntemin aynı dağıtım şebekesi üzerinde uygulanabilir olduğunu göstermektedir.

KAYNAKLAR

[1] Ataş H. ve Güler H., "Türkiye'nin Doğal Gaz, Petrol ve Kömür Tüketiminin Büyümeye Etkisi: Ekonometrik Bir Analiz*,", 2020, Ç.Ü. Sosyal Bilimler Enstitüsü Dergisi, 29 (3), 524-539.

[2] Yılmaz M., "Türkiye'nin Enerji Potansiyeli ve Yenilenebilir Enerji Kaynaklarının Elektrik Enerjisi Üretimi Açısından Önemi", 2012, Ankara Üniversitesi Çevrebilimleri Dergisi 4(2), 33-54.

[3] L. I. Dulău, M. Abrudean, and D. Bică, "Effects of Distributed Generation on Electric Power Systems," *Procedia Technology*, vol. 12, pp. 681–686, 2014, doi: 10.1016/j.protcy.2013.12.549.

[4] "Elektrik Piyasası Kanunu.". *Resmi Gazete,* 28603, 30 Mart 2013.

[5] Y. Ates, M. Uzunoglu, A. Karakas, and A. R. Boynuegri, "The case study based protection analysis for smart distribution grids including distributed generation units," in *IET Conference Publications*, 2014, vol. 2014, no. 626 CP. doi: 10.1049/cp.2014.0144.

[6] D. Birla, R. P. Maheshwari, and H. O. Gupta, "Time-overcurrent relay coordination: A review," *International Journal of Emerging Electric Power Systems*, vol. 2, no. 2. Walter de Gruyter GmbH, Mar. 01, 2005. doi: 10.2202/1553-779X.1039.

[7] R. Moxley and F. Becker, "Adaptive protection - What does it mean and what can it do?," in *71st Annual Conference for Protective Relay Engineers, CPRE 2018*, Apr. 2018, vol. 2018-January, pp. 1–4. doi: 10.1109/CPRE.2018.8349769.

[8] S. P. RAMLI *et al.*, "Optimal directional overcurrent relay coordination based on computational intelligence technique: A review," *Turkish Journal of Electrical Engineering and Computer Sciences*, vol. 29, no. 3. Turkiye Klinikleri, pp. 1284–1307, 2021. doi: 10.3906/elk-2012-98.

[9] R. C. Matthews, M. J. Reno, and A. K. Summers, "A graph theory method for identification of a minimum breakpoint set for directional relay coordination," *Electronics (Switzerland)*, vol. 8, no. 12, Dec. 2019, doi: 10.3390/electronics8121376.

[10] Eldem M.O., "Akıllı Şebekeler" [Online]. Available: https://www.emo.org.tr/ekler/e8fff8ce0a6ccb5_ek.pdf?dergi=1101

[11] R. C. Matthews, M. J. Reno, and A. K. Summers, "A graph theory method for identification of a minimum breakpoint set for directional relay coordination," *Electronics (Switzerland)*, vol. 8, no. 12, Dec. 2019, doi: 10.3390/electronics8121376.

[12] T. Khurshaid, A. Wadood, S. G. Farkoush, C. H. Kim, N. Cho, and S. B. Rhee, "Modified Particle Swarm Optimizer as Optimization of Time Dial Settings for Coordination of

Directional Overcurrent Relay," *Journal of Electrical Engineering and Technology*, vol. 14, no. 1, pp. 55–68, Jan. 2019, doi: 10.1007/s42835-018-00039-z.

[13] N. Rezaei, M. N. Uddin, I. K. Amin, M. L. Othman, and M. Marsadek, "Genetic Algorithm-Based Optimization of Overcurrent Relay Coordination for Improved Protection of DFIG Operated Wind Farms," in *IEEE Transactions on Industry Applications*, Nov. 2019, vol. 55, no. 6, pp. 5727–5736. doi: 10.1109/TIA.2019.2939244.

[14] A. S. Noghabi, J. Sadeh, and H. R. Mashhadi, "Considering different network topologies in optimal overcurrent relay coordination using a hybrid GA," *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 24, no. 4, pp. 1857–1863, 2009, doi: 10.1109/TPWRD.2009.2029057.

[15] C. H. Kim, T. Khurshaid, A. Wadood, S. G. Farkoush, and S. B. Rhee, "Gray wolf optimizer for the optimal coordination of directional overcurrent relay," *Journal of Electrical Engineering and Technology*, vol. 13, no. 3, pp. 1043–1051, May 2018, doi: 10.5370/JEET.2018.13.3.1043.

[16] A. Korashy, S. Kamel, E. H. Houssein, F. Jurado, and F. A. Hashim, "Development and application of evaporation rate water cycle algorithm for optimal coordination of directional overcurrent relays," *Expert Systems with Applications*, vol. 185, Dec. 2021, doi: 10.1016/j.eswa.2021.115538.

[17] R. M. Rizk-Allah and A. A. El-Fergany, "Effective coordination settings for directional overcurrent relay using hybrid Gradient-based optimizer," *Applied Soft Computing*, vol. 112, Nov. 2021, doi: 10.1016/j.asoc.2021.107748.

[18] M. Sulaiman, Waseem, S. Muhammad, and A. Khan, "Improved Solutions for the Optimal Coordination of DOCRs Using Firefly Algorithm," *Complexity*, vol. 2018, 2018, doi: 10.1155/2018/7039790.

[19] E. Dehghanpour, H. Kazemi Karegar, R. Kheirollahi, and T. Soleymani, "Optimal coordination of directional overcurrent relays in microgrids by using cuckoo-linear optimization algorithm and fault current limiter," *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 9, no. 2, pp. 1365–1375, 2018, doi: 10.1109/TSG.2016.2587725.

[20] J. M. Tripathi, Adhishree, and R. Krishan, "Optimal coordination of overcurrent relays using gravitational search algorithm with DG penetration," Oct. 2015, pp. 1–6. doi: 10.1109/poweri.2014.7117615.

[21] D. Uthitsunthorn, P. Pao-La-Or, and T. Kulworawanichpong, "Optimal overcurrent relay coordination using artificial bees colony algorithm," in *ECTI-CON 2011 - 8th Electrical Engineering/ Electronics, Computer, Telecommunications and Information Technology (ECTI) Association of Thailand - Conference 2011*, 2011, pp. 901–904. doi: 10.1109/ECTICON.2011.5947986.

[22] A. Draz, M. M. Elkholy, and A. A. El-Fergany, "Slime mould algorithm constrained by the relay operating time for optimal coordination of directional overcurrent relays using

multiple standardized tripping curves," *Neural Computing and Applications*, vol. 33, no. 18, pp. 11875–11887, Sep. 2021, doi: 10.1007/s00521-021-05879-x.

[23] Z. Q. Bo, X. N. Lin, Q. P. Wang, Y. H. Yi, and F. Q. Zhou, "Developments of power system protection and control," *Protection and Control of Modern Power Systems*, vol. 1, no. 1, Dec. 2016, doi: 10.1186/s41601-016-0012-2.

[24] G. Maleki, H. Javadi, M. Khederzadeh, and S. Farajzadeh, "An Adaptive and Decentralized Protection Scheme for Microgrid Protection," 2019, doi: 10.20944/preprints201907.0251.v1.

[25] X. Song, Y. Zhang, S. Zhang, S. Song, J. Ma, and W. Zhang, "Active distribution network protection mode based on coordination of distributed and centralized protection; Active distribution network protection mode based on coordination of distributed and centralized protection," 2017.

[26] A. Kostiainen and J. Valtari, "APPLICABILITY OF IEC 61850 FOR SCADA COMMUNICATION WITH CENTRALIZED PROTECTION AND CONTROL," 2021.

[27] S. D. J. McArthur *et al.*, "Multi-agent systems for power engineering applications - Part II: Technologies, standards, and tools for building multi-agent systems," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 22, no. 4, pp. 1753–1759, Nov. 2007, doi: 10.1109/TPWRS.2007.908472.

[28] D. R. K. Jena, *Power System Protection* [PDF Belgesi]. Lecture Notes Online Web site: 04.04.2022 tarihinde *https://www.cet.edu.in/noticefiles/228_POWER_SYSTEM_PROTECTION.pdf* adresinden erişildi.

[29] P. v. Dikarev, A. A. Shilin, and O. O. Ahmedova, "Circuit breaker control of intelligent relay protection system," in *Proceedings - 2021 International Conference on Industrial Engineering, Applications and Manufacturing, ICIEAM 2021*, 2021, pp. 8–12. doi: 10.1109/ICIEAM51226.2021.9446401.

[30] Ateş, Y., 2016, "Dağıtık Üretim Tesisleri İçeren Şebekeler İçin Akıllı Ve Adaptif Bir Koruma Metodunun Geliştirilmesi.", Doktora, YTÜ Fen Bilimleri Enstitüsü.

[31] S. M. Mapapanyane, "Optimum coordination of directional overcurrent relays in a distribution network with distributed generation SM Mapapanyane Supervisor :," no. May, 2017.

[32] M. H. Hussain, S. Rafidah, and A. Rahim, "Computational Intelligence Based Technique in Optimal Overcurrent Relay Coordination: A Review Classification and Mitigation of Complex Power Quality Problems in Energy Storage System (ESS) View project 'Classification and Mitigation of Complex Power Quality Problems in Energy Storage System (ESS).' View project." [Online]. Available: https://www.researchgate.net/publication/262818282

[33] N. Onat, "Trends in Power System Protection Researches: A Review of Fundamental Relays," *Balkan Journal of Electrical and Computer Engineering*, vol. 6, no. 4, pp. 37–46, Oct. 2018, doi: 10.17694/bajece.445344.

[34] T. Keil and J. Jäger, "Advanced coordination method for overcurrent protection relays using nonstandard tripping characteristics," *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 23, no. 1, pp. 52–57, Jan. 2008, doi: 10.1109/TPWRD.2007.905337.

[35] Shah, R., 2017, "Implementation of Adaptive Protection Scheme for Microgrid using IEC 61850 Communication Protocol.", Yüksek Lisans, University of Houston.

[36] S. N. Langazane and A. K. Saha, "Effects of Particle Swarm Optimization and Genetic Algorithm Control Parameters on Overcurrent Relay Selectivity and Speed," *IEEE Access*, vol. 10, pp. 4550–4567, 2022, doi: 10.1109/ACCESS.2022.3140679.

[37] T. S. Aghdam, H. Kazemi Karegar, and H. H. Zeineldin, "Transient stability constrained protection coordination for distribution systems with DG," *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 9, no. 6, pp. 5733–5741, Nov. 2018, doi: 10.1109/TSG.2017.2695378.

[38] O. AKDAĞ and C. Yeroğlu, "Güç Sistemlerinde Aşırı Akım Koruma Koordinasyon Modelinin Oluşturulması, Benzetimi ve Optimizasyonu," *Erzincan Üniversitesi Fen Bilimleri Enstitüsü Dergisi*, Mar. 2019, doi: 10.18185/erzifbed.441911.

[39] A. Samadi and R. Mohammadi Chabanloo, "Adaptive coordination of overcurrent relays in active distribution networks based on independent change of relays' setting groups," *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*, vol. 120, Sep. 2020, doi: 10.1016/j.ijepes.2020.106026.

[40] Z. Liu and H. K. Høidalen, "An adaptive inverse time overcurrent relay model implementation for real time simulation and hardware-in-the-loop testing."

[41] T. Bajanek, "INSTANTANEOUS AND DEFINITE TIME OVERCURRENT PROTECTION ALGORITHMS Supervised by: Jaroslava Orsagova."

[42] J. C. Tan, P. G. McLaren, R. P. Jayasinghe, and P. L. Wilson, "Software model for inverse time overcurrent relays incorporating IEC and IEEE standard curves," *Canadian Conference on Electrical and Computer Engineering*, vol. 1, pp. 37–41, 2002, doi: 10.1109/CCECE.2002.1015171.

[43] Odabaşı, T., "Koruma sistemlerinin genel prensipleri, şebeke ve trafo koruması", Adana

[44] D. K. Singh and S. Gupta, "Optimal coordination of directional overcurrent relays: A genetic algorithm approach," 2012. doi: 10.1109/SCEECS.2012.6184808.

[45] J. Horak, "Directional overcurrent relaying (67) concepts," in *2006 59th Annual Conference for Protective Relay Engineers*, 2006, vol. 2006, pp. 164–176. doi: 10.1109/CPRE.2006.1638701.

[46] Glover, J.D., Sarma, M.S. and Overbye, T.J., 2012, *Power System Analysis & Design*, 5th ed., Meherishi, Swati, ISBN-13: 978-1-111-42579-1.

[47] "Module 2 : Current and Voltage Transformers Lecture 6: CT Tutorial. " Lecture Notes Online Web site: 1 Mart 2022 tarihinde https://studylib.net/doc/18085565/module-2---current-and-voltage-transformers-lecture-6---c... adresinden erişildi.

[48] T. Edition *et al.*, "'Relay hardware is becoming even more standardised, to the point at which versions of a relay may differ only by the software they contain'.," *Network*, p. 34, 1987.

[49] "IEEE Guide for the Application of Current Transformers Used for Protective Relaying Purposes; IEEE Guide for the Application of Current Transformers Used for Protective Relaying Purposes," 2007. doi: 10.1109/IEEESTD.2008.4483716.

[50] "Module 2: Current and Voltage Transformers Lecture 7: CT Saturation and DC Offset Current. " Lecture Notes Online Web site: 25 Şubat 2022 tarihinde http://doctord.dyndns.org/Courses/BEI/ECE477/LectureNotes/Lecture-7.pdf adresinden erişildi.

[51] "Module 2: Current and Voltage Transformers Lecture 8 : Introduction to VT. " Lecture Notes Online Web site: 28 Şubat 2022 tarihinde http://doctord.webhop.net/Courses/BEI/ECE477/LectureNotes/Lecture-8.pdf adresinden erişildi.

[52] T. Edition *et al.*, "'Relay hardware is becoming even more standardised, to the point at which versions of a relay may differ only by the software they contain'.," *Network*, p. 34, 1987.

[53] Erim, B., 2015, "154 Kv Bir İletim Şebekesinin Kapalı (Ring) Sisteme Dönüşmesiyle Çift Taraflı Beslenen Trafo Merkezlerinde Bara Kısa Devre İncelemesi.", Yüksek Lisans Tezi, İTÜ Fen Bilimleri Enstitüsü.

[54] Alboyacı, B., *Kısa Devre Hesaplamaları* [PowerPoint Slides]. Erişim adresi http://elektrik.kocaeli.edu.tr/upload/duyurular/0910180748599a0ad.pdf.

[55] International Electrotechnical Commission and International Electrotechnical Commission. Technical Committee 73, *Short-circuit currents in three-phase a.c. systems. Part 0, Calculation of currents*.

[56] Büyüksaraç, H.C., 1992. *Kısa Devre Arıza Akımlarının Iec 60909'a Göre Hesaplama Esasları*. 4 Mart 2022 tarihinde https://www.emo.org.tr/ekler/72de59e40cd1024_ek.pdf?tipi=2&turu=X&sube=7 adresinden erişildi.

[57] Özen, Ş., *KISA DEVRE* [pdf belgesi]. Lecture Notes Online Web site: 6 Mart 2022 tarihinde https://avesis.akdeniz.edu.tr/resume/downloadfile/sukruozen?key=206c0f96-26c1-40b4-b62d-3edadaf94571 adresinden erişildi.

[58] M. J. Pierce, "POWER SYSTEM ENGINEERING AND SOFTWARE," 2017.

[59] D. Muthumuni, "General Introduction to Electromagnetic Transient Simulations-Mathematical Background and Common Applications."

[60] P. P. Bedekar, S. R. Bhide, and V. S. Kale, “Coordination of overcurrent relays in distribution system using linear programming technique; Coordination of overcurrent relays in distribution system using linear programming technique,” 2009.

[61] Institute of Electrical and Electronics Engineers., IEEE Industry Applications Society. Industrial and Commercial Power Systems Department., IEEE Standards Board., and American National Standards Institute., *IEEE recommended practice for protection and coordination of industrial and commercial power systems*. Institute of Electrical and Electronics Engineers, 2001.

[62] “Module 4 : Overcurrent Protection Lecture 16 : PSM Setting and Phase Relay Coordination (Tutorial).”]. Lecture Notes Online Web site: 1 Mart 2022 tarihinde http://doctord.webhop.net/Courses/BEI/ECE477/LectureNotes/Lecture-16.pdf adresinden erişildi.

[63] R. N. Anderson and H. Gharavi, “Smart Grid The Future of the Electric Energy System,” 2018. [Online]. Available: https://www.researchgate.net/publication/325742525

[64] C. Chandraratne, R. T. Naayagi, and T. Logenthiran, “Smart grid protection through self-healing,” in *2017 IEEE Innovative Smart Grid Technologies - Asia: Smart Grid for Smart Community, ISGT-Asia 2017*, Jun. 2018, pp. 1–6. doi: 10.1109/ISGT-Asia.2017.8378429.

[65] L. Luo, N. Tai, and G. Yang, “Wide-area protection research in the smart grid,” in *Energy Procedia*, 2012, vol. 16, no. PART C, pp. 1601–1606. doi: 10.1016/j.egypro.2012.01.249.

[66] T. Logenthiran, R. T. Naayagi, W. L. Woo, V. T. Phan, and K. Abidi, “Intelligent Control System for Microgrids Using Multiagent System,” *IEEE Journal of Emerging and Selected Topics in Power Electronics*, vol. 3, no. 4, pp. 1036–1045, Dec. 2015, doi: 10.1109/JESTPE.2015.2443187.

[67] L. I. Dulău, M. Abrudean, and D. Bică, “Effects of Distributed Generation on Electric Power Systems,” *Procedia Technology*, vol. 12, pp. 681–686, 2014, doi: 10.1016/j.protcy.2013.12.549.

[68] İlik, S.C., 2018, “Dağıtılmış Üretim Kaynakları Bağlı Şebekelerde Koruma Koordinasyonu Yaklaşımlarının İncelenmesi.”, Yüksek Lisans Tezi, Kocaeli Üniversitesi Fen Bilimleri Enstitüsü.

[69] T. Basso, “IEEE 1547 and 2030 Standards for Distributed Energy Resources Interconnection and Interoperability with the Electricity Grid,” 2030. [Online]. Available: www.nrel.gov/publications.

[70] M. N. Alam, S. Chakrabarti, and A. K. Pradhan, “Protection of Networked Microgrids using Relays with Multiple Setting Groups,” *IEEE Transactions on Industrial Informatics*, 2021, doi: 10.1109/TII.2021.3120151.

[71] L. Wang, B. Feng, Y. Wang, T. Wu, and H. Lin, “Bidirectional short-circuit current blocker for DC microgrid based on solid-state circuit breaker,” *Electronics (Switzerland)*, vol. 9, no. 2, Feb. 2020, doi: 10.3390/electronics9020306.

[72] A. N. Stefanidi, I. A. Panos, A. N. Milioudis, and G. T. Andreou, “Sympathetic Tripping in a Field Case Study,” Nov. 2018. doi: 10.1109/UPEC.2018.8541908.

[73] A. A. Shobole, M. Baysal, M. Wadi, A. Shobole, and R. Tur, “Real Time Simulation View project Determining the Most Appropriate Spinning Reserve Depending on Demand View project Effects of Distributed Generations’ Integration to the Distribution Networks Case Study of Solar Power Plant,” 2017. [Online]. Available: https://www.researchgate.net/publication/317935342

[74] “Protection Coordination in Networks with Renewable Energy Sources Protection Coordination in Networks with Renewable Energy Sources Zhiqi Han School of Electrical and Electronic Engineering.” [Online]. Available: http://man.ac.uk/04Y6Bo]

[75] “Protection Coordination in Networks with Renewable Energy Sources Protection Coordination in Networks with Renewable Energy Sources Zhiqi Han School of Electrical and Electronic Engineering.” [Online]. Available: http://man.ac.uk/04Y6Bo]

[76] SKR Engineering College, Institute of Electrical and Electronics Engineers. Madras Section, and Institute of Electrical and Electronics Engineers, *International Conference on Energy, Communication, Data Analytics & Soft Computing (ICECDS) - 2017 : 1st & 2nd August 2017*.

[77] R. Bayindir, I. Colak, G. Fulli, and K. Demirtas, “Smart grid technologies and applications,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 66. Elsevier Ltd, pp. 499–516, Dec. 01, 2016. doi: 10.1016/j.rser.2016.08.002.

[78] P. Siano, “Demand response and smart grids - A survey,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 30. Elsevier Ltd, pp. 461–478, 2014. doi: 10.1016/j.rser.2013.10.022.

[79] A. Bari, J. Jiang, W. Saad, and A. Jaekel, “Challenges in the smart grid applications: An overview,” *International Journal of Distributed Sensor Networks*, vol. 2014. 2014. doi: 10.1155/2014/974682.

[80] S. T. Mak and E. So, “Integration of PMU, SCADA, AMI to accomplish expanded functional capabilities of Smart Grid,” in *CPEM Digest (Conference on Precision Electromagnetic Measurements)*, Sep. 2014, pp. 68–69. doi: 10.1109/CPEM.2014.6898262.

[81] M. Faheem *et al.*, “Smart grid communication and information technologies in the perspective of Industry 4.0: Opportunities and challenges,” *Computer Science Review*, vol. 30. Elsevier Ireland Ltd, pp. 1–30, 2018. doi: 10.1016/j.cosrev.2018.08.001.

[82] S. Voima, H. Laaksonen, and K. Kauhaniemi, “Adaptive protection scheme for smart grids,” in *IET Conference Publications*, 2014, vol. 2014, no. 626 CP. doi: 10.1049/cp.2014.0139.

[83] Adaptive Protections and Control Final Report. CIGRE. 1995.

[84] S. Voima and K. Kauhaniemi, “Adaptivity of Protection in Smart Grids,” 2012.

[85] H. F. Habib, C. R. Lashway, and O. A. Mohammed, “A Review of Communication Failure Impacts on Adaptive Microgrid Protection Schemes and the Use of Energy Storage as a Contingency,” in *IEEE Transactions on Industry Applications*, Mar. 2018, vol. 54, no. 2, pp. 1194–1207. doi: 10.1109/TIA.2017.2776858.

[86] D. Gutierrez-Rojas, P. H. J. Nardelli, G. Mendes, and P. Popovski, “Review of the State of the Art on Adaptive Protection for Microgrids Based on Communications,” *IEEE Transactions on Industrial Informatics*, vol. 17, no. 3, pp. 1539–1552, Mar. 2021, doi: 10.1109/TII.2020.3006845.

[87] H. Leite, E. Almeida, and N. Silva, “Real-time Closed-Loop Test to Adaptive Protection in a Smart-Grid Context.”

[88] A. R. Avazov and L. A. Sobinova, “ADVANCED DISTRIBUTION MANAGEMENT SYSTEM”, doi: 10.1051/C.

[89] IEEE Power & Energy Society and Institute of Electrical and Electronics Engineers, *2018 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference Europe (ISGT-Europe) : Sarajevo, Bosnia and Herzegovina, October 21-25, 2018 : conference proceedings*.

[90] F. Razavi, H. A. Abyaneh, M. Al-Dabbagh, R. Mohammadi, and H. Torkaman, “A new comprehensive genetic algorithm method for optimal overcurrent relays coordination,” *Electric Power Systems Research*, vol. 78, no. 4, pp. 713–720, Apr. 2008, doi: 10.1016/j.epsr.2007.05.013.

[91] Power Systems Test Case Archive [online], Available at: http://www.ee.washington.edu/research/pstca/pf14/pg_tca14bus.htm

[92] O. Edition, “DIgSILENT PowerFactory User Manual,” 2014. [Online]. Available: http://www.digsilent.de

[93] D. S. Kumar, D. Srinivasan, A. Sharma, and T. Reindl, “Adaptive directional overcurrent relaying scheme for meshed distribution networks,” *IET Generation, Transmission and Distribution*, vol. 12, no. 13, pp. 3212–3220, Jul. 2018, doi: 10.1049/iet-gtd.2017.1279.

[94] M. Abdelhamid, S. Kamel, A. Korashy, M. Tostado-Véliz, F. A. Banakhr, and M. I. Mosaad, “An adaptive protection scheme for coordination of distance and directional overcurrent relays in distribution systems based on a modified school-based optimizer,” *Electronics (Switzerland)*, vol. 10, no. 21, Nov. 2021, doi: 10.3390/electronics10212628.

[95] M. Azari, K. Mazlumi, and M. Ojaghi, “Optimal Directional Overcurrent Relay Coordination in Interconnected Networks Considering User-Defined PWL Characteristic Curve,” *Arabian Journal for Science and Engineering*, 2021, doi: 10.1007/s13369-021-06048-x.

[96] A. I. Atteya, A. Mohamed, E. Zonkoly, and H. A. Ashour, “Journal of Power Technologies 97 (5) (2017) 463-469 Adaptive protection scheme for optimally coordinated relay setting using modified PSO algorithm.”

[97] M. N. Alam, “Adaptive Protection Coordination Scheme Using Numerical Directional Overcurrent Relays,” *IEEE Transactions on Industrial Informatics*, vol. 15, no. 1, pp. 64–73, Jan. 2019, doi: 10.1109/TII.2018.2834474.

[98] M. Azari, K. Mazlumi, and M. Ojaghi, “Efficient non-standard tripping characteristic-based coordination method for overcurrent relays in meshed power networks,” *Electrical Engineering*, 2022, doi: 10.1007/s00202-021-01459-3.

[99] M. Azari, K. Mazlumi, and M. Ojaghi, “Optimal Directional Overcurrent Relay Coordination in Interconnected Networks Considering User-Defined PWL Characteristic Curve,” *Arabian Journal for Science and Engineering*, 2021, doi: 10.1007/s13369-021-06048-x.

[100] H. M. Sharaf, H. H. Zeineldin, D. K. Ibrahim, and E. E. D. A. El-Zahab, “A proposed coordination strategy for meshed distribution systems with DG considering user-defined characteristics of directional inverse time overcurrent relays,” *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*, vol. 65, pp. 49–58, 2015, doi: 10.1016/j.ijepes.2014.09.028.

[101] A. Yazdaninejadi, M. S. Naderi, G. B. Gharehpetian, and V. Talavat, “Protection coordination of directional overcurrent relays: new time current characteristic and objective function,” *IET Generation, Transmission & Distribution*, vol. 12, no. 1, pp. 190–199, Jan. 2018, doi: 10.1049/iet-gtd.2017.0574.

EKLER

EK 1. IEEE 14 Baralı Sistemi Bilgileri

EK 1.1: IEEE 14 baralı sistemin hat bilgileri.

Hat No	Baradan	Baraya	Hat Empedansı (p.u.)		Yarı Hat Şarj Süseptansı (p.u.)	MVA Gücü
			Direnç	Reaktans		
1	1	2	0.01938	0.05917	0.02640	120
2	1	5	0.05403	0.22304	0.02190	65
3	2	3	0.04699	0.19797	0.01870	36
4	2	4	0.05811	0.17632	0.02460	65
5	2	5	0.05695	0.17388	0.01700	50
6	3	4	0.06701	0.17103	0.001730	65
7	4	5	0.01335	0.04211	0.00640	45
8	4	7	0	0.20912	0	55
9	4	9	0	0.55618	0	32
10	5	6	0	0.25202	0	45
11	6	11	0.09498	0.1989	0	18
12	6	12	0.12291	0.25581	0	32
13	6	13	0.06615	0.13027	0	32
14	7	8	0	0.17615	0	32

EK 1.1 (devam): IEEE 14 baralı sistemin hat bilgileri.

15	7	9	0	0.11001	0	32
16	9	10	0.03181	0.0845	0	32
17	9	14	0.12711	0.27038	0	32
18	10	11	0.08205	0.19207	0	12
19	12	13	0.22092	0.19988	0	12
20	13	14	0.17093	0.34802	0	12

EK 1.2: IEEE 14 baralı sistemin transformatör kademe ayar verileri.

Baradan	Baraya	Kademe Ayar Değeri (p.u.)
4	7	0.978
4	9	0.969
5	6	0.932

EK 1.3: IEEE 14 baralı sistemin şönt kapasitör verileri.

Bara Numarası	Suseptans (p.u.)
9	0.19

EK 1.4: IEEE 14 baralı sistemin bara verileri.

Bara Numarası	Bara Gerilimi		Üretim		Yük		Reaktif Güç Sınırları	
	Büyüklük (p.u.)	Faz Açısı (Derece)	Aktif Güç (MW)	Reaktif Güç (MVAR)	Aktif Güç (MW)	Reaktif Güç (MVAR)	Q_{min} (MVAR)	Q_{max} (MVAR)
1	1.060	0	114.17	-16,90	0,00	0,00	0,00	10,00
2	1.045	0	40.00	0,00	21,70	12,70	-42,00	50,00
3	1.010	0	0	0,00	94,20	19,10	23,40	40,00
4	1	0	0	0,00	47,80	-3,90	-	-
5	1	0	0	0,00	7,60	1,60	-	-
6	1	0	0	0,00	11,20	7,50	-	-
7	1	0	0	0,00	0,00	0,00	-	-
8	1	0	0	0,00	0,00	0,00	-	-
9	1	0	0	0,00	29,50	16,60	-	-
10	1	0	0	0,00	9,00	5,80	-	-
11	1	0	0	0,00	3,50	1,80	-	-
12	1	0	0	0,00	6,10	1,60	-	-
13	1	0	0	0,00	13,80	5,80	-	-
14	1	0	0	0,00	14,90	5,00	-	-

EK 2: R2B1 rölesine ait örnek DPL komut dosyası:

```
double CTR, I,Ip1,T;

double Isc2B1, Ildf2B1, Isc2B1BU;

CTR=120; !Transformation ratio of current transformer of relay R2B1

ShortCkt.Execute(); !Calling short circuit script for relay R2B1

ShortCkt2.Execute(); !Calling the script for determining the short-circuit current on the line where the R2B1 relay has backup protection

Ldf2B1.Execute(); ! Calling load flow script for relay R2B1

EchoOff();

Isc2B1=ShortCkt:O_CB_2B1; ! Assigning the short-circuit current seen by the circuit breaker to the variable Isc2B1

Ildf2B1=Ldf2B1:O_CB_2B1; ! Assigning the load flow current seen by the circuit breaker to the variable Ildf2B1

Isc2B1BU=ShortCkt2:O_CB_2B1BU; ! Assigning the short-circuit current seen in the line where the R2B1 relay provides backup protection to the Isb2B1BU variable


!.....51 Function.....


!Pickup Current  Calculation

Ip1=1.2*Ildf2B1;

printf('51 Pickup Current for R2B1 is %f',Ip1);

INVT:Ipsetr=(Ip1/CTR); ! Setting the pickup current of relay R2B1


!Time Multiplier Setting

INVT:Tpset=TMS; Setting the TMS of relay R2B1


! Time Calculation for the Upward Relay
```

```
I= Isc2B1/Ip1;

T=(TMS*0.14)/(pow(1000*I,0.02)-1); !Calculation operating time of R2B1 relay

printf('Operating Time @ Maximum Short Ckt Current for R2B1 %f',T);

!.....50 Function.....

!.....50N Function.....


! Initialize the Next Upward Relay


MatrixR2B1.Init(100,6); !Create matrix for R2B1 relay's values


MatrixR2B1.ColLbl('Ip',1);  !Create a column for pickup currents to column 1.

MatrixR2B1.ColLbl('TMS',2);

MatrixR2B1.ColLbl('TIME',3);

MatrixR2B1.ColLbl('IL',4);

MatrixR2B1.ColLbl('Isc',5);

MatrixR2B1.ColLbl('Isc-BU',6);


MatrixR2B1.Set(1,1,Ip1); !Assigning pickup current value to column and row 1.

MatrixR2B1.Set(1,2,TMS);

MatrixR2B1.Set(1,3,T);

MatrixR2B1.Set(1,4,Ildf2B1);

MatrixR2B1.Set(1,5,Isc2B1);

MatrixR2B1.Set(1,6,Isc2B1BU);


RAB2.Execute(T, CTI, TMS); ! Sending the time, TMS and CTI values of the R2B1 relay to
the upward relay RAB2 script.
```

EK 3: MYAKS ve DYAKS yöntemine ait röle değerlerinin hesaplanması:

EK 3.1: Analiz 1'e ait örnek MYAKS hesaplamaları.

Örneğin referans olarak hat 9-10'u ele alalım. R2A3 ve R2B3 rölelerine ait akım transformatörlerinin dönüşüm oranları sırasıyla 100 ve 180'dir. Tablo 4.2'deki R1B1 ve R1A2'ye ait ZÇA değerleri sırasıyla 0.185105 ve 0.274114'tür. Hat 9-10'un %50 arıza konumunda R2A3 ve R2B3'ün gördüğü kısa devre akımları sırasıyla, 2699 A ve 8506 A'dir.

$$t_{2A3} = 0.185105 \times \frac{0{,}14}{\left(\left(\frac{2699}{100 \times 4.63}\right)^{0{,}02} - 1\right)} = 0.722\ saniye$$

$$t_{2B3} = 0.274114 \times \frac{0{,}14}{\left(\left(\frac{8506}{180 \times 4.59}\right)^{0{,}02} - 1\right)} = 0.804\ saniye$$

EK 3.2: Analiz 1'e göre DYAKS hesaplamaları.

$$t_{2A3} = 0.1 \times \frac{0{,}14}{\left(\left(\frac{2699}{100 \times 4.63}\right)^{0{,}02} - 1\right)} = 0.390\ saniye$$

$$t_{2B3} = 0.1 \times \frac{0{,}14}{\left(\left(\frac{8506}{180 \times 4.59}\right)^{0{,}02} - 1\right)} = 0.293\ saniye$$

EK 3.3: Analiz 1'e göre MYAKS'a ait yedek koruma rölelerinin gördüğü kısa devre akımlarını hesaplama.

$$t_{2A2} = 0.213173 \times \frac{0{,}14}{\left(\left(\frac{I_{KDA,hat9-10,R2A2}}{140 \times 4.78}\right)^{0{,}02} - 1\right)} = 1.066\ saniye \rightarrow$$

$\rightarrow I_{KDA,hat9-10,R2A2}$=2661.557 A olarak bulunmaktadır.

EK 4: Analiz 1 için MYAKS'a göre bir döngüye ait rölelerin DPL ile ideal ZÇA değerlerine iterasyonel olarak yakınsaması.

```
Iteration: ------- 1,000000 ------
R2B5, TMS1: 0,050000
R2B4, TMS2: 0,124646
R2B3, TMS3: 0,199163
R2B2, TMS4: 0,259420
R2B1, TMS5: 0,233261
R1B2, TMS6: 0,141460
R1B1, TMS7: 0,232699
Iteration: ------- 2,000000 ------
R2B5, TMS1: 0,139420
R2B4, TMS2: 0,206495
R2B3, TMS3: 0,269686
R2B2, TMS4: 0,318275
R2B1, TMS5: 0,269328
R1B2, TMS6: 0,155988
R1B1, TMS7: 0,247226
Iteration: ------- 3,000000 ------
R2B5, TMS1: 0,144720
R2B4, TMS2: 0,211346
R2B3, TMS3: 0,273866
R2B2, TMS4: 0,321763
R2B1, TMS5: 0,271465
R1B2, TMS6: 0,156849
R1B1, TMS7: 0,248087
Iteration: ------- 4,000000 ------
R2B5, TMS1: 0,145034
R2B4, TMS2: 0,211634
R2B3, TMS3: 0,274114
R2B2, TMS4: 0,321970
R2B1, TMS5: 0,271592
R1B2, TMS6: 0,156900
R1B1, TMS7: 0,248138
Iteration: ------- 5,000000 ------
R2B5, TMS1: 0,145053
R2B4, TMS2: 0,211651
R2B3, TMS3: 0,274129
R2B2, TMS4: 0,321982
R2B1, TMS5: 0,271600
R1B2, TMS6: 0,156903
R1B1, TMS7: 0,248141
Iteration: ------- 6,000000 ------
R2B5, TMS1: 0,145054
R2B4, TMS2: 0,211652
R2B3, TMS3: 0,274130
R2B2, TMS4: 0,321983
R2B1, TMS5: 0,271600
R1B2, TMS6: 0,156903
R1B1, TMS7: 0,248141
Iteration: ------- 7,000000 ------
R2B5, TMS1: 0,145054
R2B4, TMS2: 0,211652
R2B3, TMS3: 0,274130
R2B2, TMS4: 0,321983
R2B1, TMS5: 0,271600
R1B2, TMS6: 0,156903
R1B1, TMS7: 0,248141
```

EK 5: MYAKS ile hatların %5 arıza konumunda arıza temizlenme süreleri.

EK 5.1: Analiz 1 için hatların %5 konumlarında oluşan 3 fazlı kısa devre arızasının MYAKS ile ana ve yedek koruma rölesi tarafından temizlenme zamanları.

Kısa Devrenin Oluştuğu Lokasyon	Ana Koruma Rölesi	Ana Koruma Rölesi Açma Zamanı (sn)	Yedek Koruma Rölesi	Yedek Koruma Rölesi Açma Zamanı (sn)	Ana Koruma Rölesi	Ana Koruma Rölesi Açma Zamanı (sn)	Yedek Koruma Rölesi	Yedek Koruma Rölesi Açma Zamanı (sn)
Hat 6-11	R2A1	0.673	R1A2	0.973	R2B5	0.715	R2B4	1.175
			RAB1	0.946				
			RSG006	1.013				
			RTR23	1.023				
Hat 6-12	R1B1	0.573	R2A5	0.808	R1A2	0.656	R1A1	1.703
			RAB1	1.053				
			RSG006	1.026				
			RTR23	1.043				
Hat 6-13	RAB2	0.693	R1A2	1.637	RAB1	0.795	R1B2	-
			R2A5	0.780			R2A5	0.994
			RSG006	1.003				
			RTR23	1.003				
Hat 12-13	R1B2	0.526	R1B1	0.826	R1A1	0.676	RAB2	2.232
							R2A5	1.250
Hat 13-14	R2B1	0.701	R1B2	1.001	R2A5	0.774	R2A4	1.404
			RAB2	1.042				
Hat 10-11	R2A2	0.731	R2A1	1.031	R2B4	0.792	R2B3	1.243
Hat 14-9	R2B2	0.807	R2B1	1.107	R2A4	0.829	R2A3	11.714
							RTR49	3.197
							RTR79	2.652
Hat 9-10	R2A3	0.691	R2A2	0.991	R2B3	0.881	R2B2	1.410
							RTR49	1.438
							RTR79	1.388

EK 5.1: Analiz 1 için hatların %95 konumlarında oluşan 3 fazlı kısa devre arızasının MYAKS ile ana ve yedek koruma rölesi tarafından temizlenme zamanları.

Kısa Devrenin Oluştuğu Lokasyon	Ana Koruma Rölesi	Ana Koruma Rölesi Açma Zamanı (sn)	Yedek Koruma Rölesi	Yedek Koruma Rölesi Açma Zamanı (sn)	Ana Koruma Rölesi	Ana Koruma Rölesi Açma Zamanı (sn)	Yedek Koruma Rölesi	Yedek Koruma Rölesi Açma Zamanı (sn)
Hat 6-11	R2A1	0.995	R1A2	-	R2B5	0.515	R2B4	0.815
			RAB1	-				
			RSG006	1.491				
			RTR23	3.406				
Hat 6-12	R1B1	0.794	R2A5	2.987	R1A2	0.569	R1A1	0.696
			RAB1	-				
			RSG006	1.516				
			RTR23	2.626				
Hat 6-13	RAB2	0.981	R1A2	-	RAB1	0.660	R1B2	0.969
			R2A5	2.408				
			RSG006	1.291			R2A5	0.800
			RTR23	1.757				
Hat 12-13	R1B2	0.876	R1B1	1.379	R1A1	0.664	RAB2	1.035
							R2A5	0.817
Hat 13-14	R2B1	1.067	R1B2	5.940	R2A5	0.567	R2A4	0.867
			RAB2	2.052				
Hat 10-11	R2A2	0.967	R2A1	1.402	R2B4	0.606	R2B3	0.906
Hat 14-9	R2B2	1.007	R2B1	1.626	R2A4	0.543	R2A3	0.843
							RTR49	1.103
							RTR79	1.099
Hat 9-10	R2A3	0.691	R2A2	0.991	R2B3	0.881	R2B2	1.410
							RTR49	1.438
							RTR79	1.388

İNTİHAL RAPORU İLK SAYFASI

Furkan Ahmet Tamyiğit

ORİJİNALLİK RAPORU

%12	%10	%8	%7
BENZERLİK ENDEKSİ	İNTERNET KAYNAKLARI	YAYINLAR	ÖĞRENCİ ÖDEVLERİ

BİRİNCİL KAYNAKLAR

1	acikbilim.yok.gov.tr İnternet Kaynağı	%1
2	Submitted to Sardar Vallabhbhai National Inst. of Tech.Surat Öğrenci Ödevi	%1
3	Clement Lam. "On quasi-symmetric 2-(28,12,11) and 2-(36,16,12) designs", Designs Codes and Cryptography, 01/1995 Yayın	<%1
4	cdr.aws.openrepository.com İnternet Kaynağı	<%1
5	polen.itu.edu.tr İnternet Kaynağı	<%1
6	Ali Narimani, Hamed Hashemi-Dezaki. "Optimal stability-oriented protection coordination of smart grid's directional overcurrent relays based on optimized tripping characteristics in double-inverse model using high-set relay", International	<%1