

İSTANBUL TEKNİK ÜNİVERSİTESİ ★ LİSANSÜSTÜ EĞİTİM ENSTİTÜSÜ

**AKTİF DAĞITIM ŞEBEKELERİNİ ASİMETRİK ARIZALARA
KARŞI KORUMAK İÇİN YENİ BİR TÜMLEŞİK KORUMA SİSTEMİ
TASARIMI VE GELİŞTİRİLMESİ**

DOKTORA TEZİ

Fatih ÖZVEREN

Elektrik Mühendisliği Anabilim Dalı

Elektrik Mühendisliği Programı

ŞUBAT 2024

İSTANBUL TEKNİK ÜNİVERSİTESİ ★ LİSANSÜSTÜ EĞİTİM ENSTİTÜSÜ

**AKTİF DAĞITIM ŞEBEKELERİNİ ASİMETRİK ARIZALARA
KARŞI KORUMAK İÇİN YENİ BİR TÜMLEŞİK KORUMA SİSTEMİ
TASARIMI VE GELİŞTİRİLMESİ**

DOKTORA TEZİ

**Fatih ÖZVEREN
(504152002)**

Elektrik Mühendisliği Anabilim Dalı

Elektrik Mühendisliği Programı

Tez Danışmanı: Prof. Dr. Ömer USTA

ŞUBAT 2024

ISTANBUL TECHNICAL UNIVERSITY ★ GRADUATE SCHOOL

**DESIGN AND DEVELOPMENT OF A NOVEL INTEGRATED
PROTECTION SYSTEM TO PROTECT ACTIVE DISTRIBUTION
NETWORKS AGAINST ASYMMETRICAL FAULTS**



Ph.D. THESIS

**Fatih ÖZVEREN
(504152002)**

Department of Electrical Engineering

Electrical Engineering Programme

Thesis Advisor: Prof. Dr. Ömer USTA

FEBRUARY 2024

İTÜ, Lisansüstü Eğitim Enstitüsü'nün 504152002 numaralı Doktora Öğrencisi Fatih ÖZVEREN, ilgili yönetmeliklerin belirlediği gerekli tüm şartları yerine getirdikten sonra hazırladığı “AKTİF DAĞITIM ŞEBEKELERİNİ ASİMETRİK ARIZALARA KARŞI KORUMAK İÇİN YENİ BİR TÜMLEŞİK KORUMA SİSTEMİ TASARIMI VE GELİŞTİRİLMESİ” başlıklı tezini aşağıda imzaları olan jüri önünde başarı ile sunmuştur.

Tez Danışmanı : **Prof. Dr. Ömer USTA**
İstanbul Teknik Üniversitesi

Jüri Üyeleri : **Prof. Dr. Ahmet CANSIZ**
İstanbul Teknik Üniversitesi

Prof. Dr. Mehmet BAYRAK
Sakarya Üniversitesi

Prof. Dr. Ayşen DEMİRÖREN
İstanbul Teknik Üniversitesi

Dr. Öğr. Üyesi Oben DAĞ
Arel Üniversitesi

Teslim Tarihi : 29 Aralık 2023
Savunma Tarihi : 15 Şubat 2024





Eşime, anneme ve bütün aileme,



ÖNSÖZ

Bu çalışmamda ve daha önce gerçekleştirmiş olduğum bütün akademik çalışmalarında çok emeği bulunan, beni her daim yönlendiren ve motive eden saygıdeğer hocam Prof. Dr. Ömer USTA'ya teşekkürlerimi sunarım. Tez çalışmamı yakından takip edip geliştirmemi sağlamış olan saygıdeğer tez danışmanlarım Prof. Dr. Ahmet CANSIZ ve Prof. Dr. Mehmet BAYRAK hocalarıma da ayrıca teşekkür ediyorum. İsim isim sayamadığım, eğitim hayatımda bu noktaya gelmemde katkısı bulunan, ilköğretimden lisansüstü eğitimime kadar emeği geçen bütün hocalarıma içten teşekkürlerimi iletmek istiyorum.

Hayatımda bulundukları süre boyunca üzerimde çok emeği bulunan annem Nurgül ÖZVEREN'e, eşim Büşra KABALAK ÖZVEREN'e, rahmetli babam ve kayınpederime ve ailemdeki bütün herkese çok teşekkür ediyorum. Ayrıca, eski ve yeni bütün yakın dostlarıma, iş arkadaşlarıma, bana yoldaşlık eden ve emeği geçen diğer herkese bu çalışma vasıtasıyla teşekkürlerimi iletmeyi bir borç bilirim.

Aralık 2023

Fatih ÖZVEREN
(Elektrik Mühendisi)



İÇİNDEKİLER

Sayfa

ÖNSÖZ.....	ixi
İÇİNDEKİLER	xi
KISALTMALAR	xiii
ÇİZELGE LİSTESİ.....	xv
ŞEKİL LİSTESİ.....	xvii
ÖZET.....	xix
SUMMARY	xxiii
1. GİRİŞ.....	1
1.1 Aktif Dağıtım Şebekeleri ve İşletilmeleri	2
1.2 Aktif Dağıtım Şebekelerinin Koruma Gereksinimleri	4
1.3 Aktif Dağıtım Şebekelerinin Korunması.....	5
1.4 Tezin Amacı	8
1.5 Tezin Kapsamı.....	9
2. AKTİF DAĞITIM ŞEBEKELERİNİN KORUNMASI	13
2.1 Giriş.....	13
2.2 Koruma Sistemleri.....	14
2.2.1 Koruma sistemlerinin sahip olması gereken özellikler	14
2.2.2 Koruma sistemlerinde arızayı algılama yöntemleri	15
2.2.3 Koruma sistemlerinin genel yapısı.....	17
2.3 Aktif Dağıtım Şebekelerinde Kullanılan Koruma Yöntemleri	19
2.3.1 Aşırı akım koruması.....	19
2.3.2 Adaptif koruma yöntemleri.....	23
2.3.2.1 Haberleşme içermeyen adaptif koruma yöntemleri	24
2.3.2.2 Haberleşmeli adaptif koruma yöntemleri.....	25
2.3.3 Ünite koruma yöntemleri	30
2.3.4 Entegre koruma yöntemleri.....	33
3. ELEKTRİK ŞEBEKELERİNDE DENGESİZ ARIZALARA VE AŞIRI.....	37
DENGESİZ KOŞULLARA KARŞI KORUMA	37
3.1 Giriş.....	37
3.2 Simetrik Bileşenler Yöntemi.....	39
3.3 Elektrik Şebekelerinin Dengesiz Durumlara Karşı Korunması	42
3.3.1 Akım dengesizliği koruması (ANSI 46)	43
3.3.2 Negatif bileşen aşırı akım koruması (ANSI 50Q / 51Q / 67Q).....	44
3.3.3 Dengesiz durumlara karşı koruma için kullanılan diğer yöntemler.....	45
4. AKTİF DAĞITIM ŞEBEKELERİNİN KORUNMASI İÇİN YENİ BİR.....	47
TÜMLEŞİK KORUMA SİSTEMİ TASARIMI	47
4.1 Giriş.....	47
4.2 Dengesiz Sistemlerde Ani Gücün Hesaplanması	49
4.2.1 Fazör değerler ile ani gücün hesaplanması	49
4.2.2 Simetrik bileşenler ile ani gücün hesaplanması.....	51

4.3 Yeni Koruma Sistemi için Güç Tabanlı Koruma Yaklaşımı.....	53
4.3.1 Dengesiz güç bileşeninin hesaplanması	54
4.3.2 Asimetrik arızanın dengesiz güç faktörü ile tespiti	55
4.3.3 Arıza bölgesinin reaktif gücün negatif bileşeni ile belirlenmesi	57
4.4 Yeni Koruma Sisteminde Baraların ve Hatların Korunması	58
4.4.1 Asimetrik arızalara karşı baraların korunması	59
4.4.2 Asimetrik arızalara karşı hatların korunması	60
4.4.3 Asimetrik arızalara karşı yedek koruma.....	61
4.4.4 Yeni entegre koruma rölesinin çalışma algoritması	62
4.5 Yeni Koruma Sisteminde Haberleşme	63
4.5.1 IEC 61850 standardında veri yapısı	64
4.5.2 IEC 61850 standardında haberleşme özellikleri.....	66
4.5.3 Yeni koruma sisteminin IEC 61850 platformuna hazırlanması	67
5. AKTİF DAĞITIM ŞEBEKELERİNİN MODELLENMESİ VE BİLGİSAYAR	
ORTAMINDA KURULMASI	71
5.1 Giriş	71
5.2 Örnek Aktif Dağıtım Şebekesinin Yapısı	72
5.3 Örnek Aktif Dağıtım Şebekesinin Modellenmesi	74
5.3.1 Şehir şebekesi modeli.....	74
5.3.2 Güneş enerjisi santrali modeli	75
5.3.3 Rüzgar enerjisi santrali modeli.....	76
5.3.4 Güç transformatörü modeli	77
5.3.5 Şebekedeki diğer ekipmanların modellenmesi.....	78
6. GELİŞTİRİLEN YENİ KORUMA SİSTEMİNE YÖNELİK BİLGİSAYAR...	
ORTAMINDA PERFORMANS ANALİZİ	81
6.1 Giriş	81
6.2 Yeni Koruma Rölesinin Arıza Durumlarındaki Performansı	82
6.2.1 Bara koruması performansı	82
6.2.2 Hat koruması performansı	86
6.2.3 Yedek koruma performansı	91
6.3 Simülasyon Sonuçları	94
7. SONUÇ VE ÖNERİLER	95
7.1 Çalışmanın Sonuçları	97
7.2 Gelecek Çalışmalara İlişkin Öneriler	98
KAYNAKLAR.....	101
ÖZGEÇMİŞ	109

KISALTMALAR

AC	: Alternative Current
ADŞ	: Aktif Dağıtım Şebekesi
AG	: Alçak Gerilim
ANSI	: American National Standards Institute
AT	: Akım Trafosu
DC	: Direct Current
CB	: Circuit Breaker
DER	: Distributed Energy Resource
FACTS	: Flexible Alternating Current Transmission Systems
GOOSE	: Generic Object Oriented Substation Events
HMI	: Human Machine Interface
HV	: High Voltage
IEC	: International Electrotechnical Commission
IED	: Intelligent Electronic Device
IEEE	: Institute of Electrical and Electronics Engineers
KKÜ	: Kesici Kontrol Ünitesi
OF	: Oran Fonksiyonu
PT	: Gerilim (Potansiyel) Trafosu
pu	: per unit
TCP/IP	: Transmission Control Protocol / Internet Protocol
TMS	: Time Multiplier Setting
VİA	: Veri İletişim Arayüzü
VTÜ	: Veri Toplama Ünitesi



ÇİZELGE LİSTESİ

Sayfa

Çizelge 4.1 : Yeni koruma sistemi için haberleşmede kullanılan veri yapıları.	67
Çizelge 5.1 : Örnek aktif şebekedeki transformatör ve DER'lerin genel özellikleri.	72
Çizelge 5.2 : Örnek aktif şebekedeki yüklerin genel özellikleri.....	72
Çizelge 5.3 : Örnek aktif şebekedeki hatların genel özellikleri.....	72





ŞEKİL LİSTESİ

Sayfa

Şekil 1.1 : Aktif dağıtım şebekelerinin genel yapısı.....	3
Şekil 1.2 : Dağıtık üretim tesisinin arıza tespitini zorlaştırması.....	5
Şekil 2.1 : Elektrik şebekelerinde bulunan koruma bölgeleri.....	18
Şekil 2.2 : Radyal şebekede dağıtım hatlarının aşırı akım rölesi ile korunması.....	21
Şekil 2.3 : Halka tip şebekede hatların aşırı akım rölesi ile korunması.....	22
Şekil 2.4 : Örnek adaptif koruma algoritması.....	27
Şekil 2.5 : Merkezi haberleşme içermeyen bir adaptif koruma sistemi.....	28
Şekil 2.6 : Örnek akım diferansiyel koruma şeması.....	31
Şekil 2.7 : Akım diferansiyel koruma için çalışma bölgesi.....	31
Şekil 2.8 : Entegre koruma sisteminin aktif dağıtım şebekesinde uygulanması.....	34
Şekil 2.9 : Entegre koruma sistemi için örnek bir haberleşme mimarisi.....	35
Şekil 3.1 : Dengesiz bir sistemde oluşan simetrik bileşenler.....	39
Şekil 3.2 : Simetrik bileşenler için Thevenin eşdeğer devreleri.....	40
Şekil 3.3 : Farklı arıza tipleri için bileşenlerin oluşturduğu şebekeler.....	41
Şekil 3.4 : Negatif bileşen aşırı akım koruması çeşitleri.....	44
Şekil 4.1 : Yeni entegre koruma rölesinin aktif dağıtım şebekesine uygulanması...	58
Şekil 4.2 : Şebekede oluşan bir arıza sonrası reaktif gücün negatif bileşeninin akış yönleri: a) Korunan barada bir arıza meydana gelmesi durumu. b) Korunan hatta bir arıza meydana gelmesi durumu. c) Korunan bölge dışında bir arıza durumu.....	59
Şekil 4.3 : Önerilen entegre koruma rölesinin akış diyagramı.....	62
Şekil 4.4 : IEC 61850 standardında veri modeli.....	65
Şekil 4.5 : IED'ler için GOOSE aboneliği yapılandırma matrisi.....	67
Şekil 5.1 : Simülasyon çalışmalarında kullanılacak örnek aktif dağıtım şebekesi...	73
Şekil 5.2 : Simülasyon çalışmalarında kullanılacak fotovoltaiik hücre modeli.....	75
Şekil 5.3 : Simülasyon çalışmalarında kullanılacak rüzgâr türbini modeli.....	76
Şekil 5.4 : Simülasyon çalışmalarında kullanılacak transformatör modeli.....	78
Şekil 5.5 : Simülasyon çalışmalarında kullanılacak hat modeli.....	79
Şekil 6.1 : Koruma rölesinin B1 barasında gerçekleşen faz toprak arızasına cevabı: a) B1 barasına bağlı hatlardaki ani güçler. b) B1 barasına bağlı hatlardaki dengesiz güç faktörleri. c) B1 barasına bağlı hatlardaki reaktif gücün negatif bileşeninin yönü.....	83
Şekil 6.2 : Koruma rölesinin B1 barasında gerçekleşen faz faz arızasına cevabı: a) B1 barasına bağlı hatlardaki ani güçler. b) B1 barasına bağlı hatlardaki dengesiz güç faktörleri. c) B1 barasına bağlı hatlardaki reaktif gücün negatif bileşeninin yönü.....	84
Şekil 6.3 : Koruma rölesinin B5 barasında gerçekleşen faz faz arızasına cevabı: a) B5 barasına bağlı hatlardaki ani güçler. b) B5 barasına bağlı hatlardaki dengesiz güç faktörleri. c) B5 barasına bağlı hatlardaki reaktif gücün negatif bileşeninin yönü.....	85

- Şekil 6.4 :** B1'deki koruma rölesinin L12'de gerçekleşen faz toprak arızasına cevabı: a) B1 barasına bağlı hatlardaki ani güçler. b) B1 barasına bağlı hatlardaki dengesiz güç faktörleri. c) B1 barasına bağlı hatlardaki reaktif gücün negatif bileşeninin yönü. **86**
- Şekil 6.5 :** B2'deki koruma rölesinin L12'de gerçekleşen faz toprak arızasına cevabı: a) B2 barasına bağlı hatlardaki ani güçler. b) B2 barasına bağlı hatlardaki dengesiz güç faktörleri. c) B2 barasına bağlı hatlardaki reaktif gücün negatif bileşeninin yönü. **87**
- Şekil 6.6 :** B1'deki koruma rölesinin L12'de gerçekleşen faz faz arızasına cevabı: a) B1 barasına bağlı hatlardaki ani güçler. b) B1 barasına bağlı hatlardaki dengesiz güç faktörleri. c) B1 barasına bağlı hatlardaki reaktif gücün negatif bileşeninin yönü. **88**
- Şekil 6.7 :** B2'deki koruma rölesinin L12'de gerçekleşen faz faz arızasına cevabı: a) B2 barasına bağlı hatlardaki ani güçler. b) B2 barasına bağlı hatlardaki dengesiz güç faktörleri. c) B2 barasına bağlı hatlardaki reaktif gücün negatif bileşeninin yönü **89**
- Şekil 6.8 :** B1'deki koruma rölesinin L12'de gerçekleşen iletken kopmasına cevabı: a) B1 barasına bağlı hatlardaki ani güçler. b) B1 barasına bağlı hatlardaki dengesiz güç faktörleri. c) B1 barasına bağlı hatlardaki reaktif gücün negatif bileşeninin yönü. **90**
- Şekil 6.9 :** B1'deki koruma rölesinin L12'de gerçekleşen iletken kopmasına cevabı: a) B2 barasına bağlı hatlardaki ani güçler. b) B2 barasına bağlı hatlardaki dengesiz güç faktörleri. c) B2 barasına bağlı hatlardaki reaktif gücün negatif bileşeninin yönü. **91**
- Şekil 6.10 :** B1'deki koruma rölesinin L12'de gerçekleşen iletken kopmasına cevabı: a) B1 barasına bağlı hatlardaki ani güçler. b) B1 barasına bağlı hatlardaki dengesiz güç faktörleri. c) B1 barasına bağlı hatlardaki reaktif gücün negatif bileşeninin yönü. **92**
- Şekil 6.11 :** B2'deki yedek korumanın ters zaman eğrisi ve zaman gecikmesi. **93**

AKTİF DAĞITIM ŞEBEKELERİNİ ASİMETRİK ARIZALARA KARŞI KORUMAK İÇİN YENİ BİR TÜMLEŞİK KORUMA SİSTEMİ TASARIMI VE GELİŞTİRİLMESİ

ÖZET

Tarih boyunca elektrik sistemlerinin temel amacı kaynaklarda üretilen elektrik enerjisini yüklerle kadar aktarmak olmuştur. Elektrik sistemleri temel olarak üretim, iletim ve dağıtım olmak üzere üç bölümlü bir yapıya sahiptir. Üretim tarafında elektrik santralleri bulunur, iletimde iletim hatları ile büyük çaplı endüstriyel yükler bulunmaktadır, dağıtımda ise elektriğin hanelere ve endüstriyel yüklerle ulaştırılması sağlanır. Elektrik sistemleri uzun yıllar boyunca üretimden dağıtıma ve oradan da son kullanıcıya doğru uzanan radyal ve tek yönlü güç akışına sahip bir yapı ile işletilmekte idi. Ancak, son yıllarda bilişim ve haberleşme teknolojisinde yaşanan gelişmeler ile bu yapı değişmeye başlamıştır.

Günümüzün modern elektrik şebekelerinde, dağıtım bölgesinden de üretimin gerçekleştiği dağıtım şebekeleri yaygınlaşmaya başlamıştır. Dağıtık üretim tesislerine, yenilenebilir enerji kaynaklarına, güç elektroniği devrelerine, enerji depolama aygıtlarına, akıllı elektronik cihazlara sahip olan bu şebekeler aktif dağıtım şebekeleri olarak adlandırılırlar.

Aktif dağıtım şebekelerinde bulunan dağıtık üretim tesisleri ve enerji depolama aygıtları, geleneksel radyal şebekelerin kaynaktan yüke doğru uzanan tek yönlü güç akışı yapısı yerine güç akışının çift yönlü olabildiği bir yapıya sebep olmaktadır. Aynı zamanda, yenilenebilir güç kaynaklarının çevresel faktörlerden etkilenmesi sebebiyle güç üretimi değişkenlik göstermektedir. Her ne kadar, güç üretiminin farklı noktalardan gerçekleşebilmesi önemli bir avantaj sağlasa da dağıtım şebekesinin işletilmesini kompleks bir hale getirmektedir. Bu sebeple, bu şebekelerin işletilmesi, korunması ve kontrolü için, gelişen teknolojilerinden imkanlarından faydalanılarak, yeni yöntemler geliştirilmiştir.

Dağıtım şebekelerinin korunması için kullanılan en temel yöntem aşırı akım korumasıdır. Aşırı akım koruması radyal sistemlerin korunması için kullanılabildiği gibi, yön fonksiyonu sayesinde halka tip şebekelerin de korunmasında kullanılabilmektedir. Ancak, değişken ve çift yönlü güç akışına sahip aktif dağıtım şebekelerinin korunması için bu yöntem yeterli olmayabilir.

Aşırı akım korumasının yeterli olmadığı durumlar için adaptif koruma sistemleri geliştirilmiştir. Bu koruma anlayışına göre aktif dağıtım şebekelerinin değişken yapısına uyum sağlamak için koruma rölelerinin ayar değerleri şebekenin konfigürasyonuna uygun olarak değiştirilir. Adaptif koruma sistemleri haberleşmeli veya haberleşmesiz olarak kullanılabilmektedir. Haberleşmeli adaptif dağıtım sistemlerindeki röleler iletişim halindedir ve şebeke konfigürasyonunda meydana gelen değişiklikleri birbirlerine iletirler. Adaptif koruma sistemleri aşırı akım korumasına göre daha seçici ve hızlı bir koruma imkânı sağlasa da çok sayıda farklı senaryonun hesaba katılarak ayarlanmaları gerekmektedir. Korunacak dağıtım

sisteminin boyutları büyüdükçe koruma sistemi de kompleks hale gelir. Bu durumda, korumanın koordinasyonunun sağlanması için farklı koruma şemalarına ve mekanizmalarına ihtiyaç duyulur.

Ünite koruma sistemleri her bir şebeke ekipmanının uçlarından alınan ölçüm verilerinin karşılaştırılmasına dayalı bir koruma sistemidir ve adaptif korumanın karmaşık yapısına ihtiyaç duymaz. Ünite koruma sistemlerinde her bir ekipman ayrı bir koruma bölgesi olarak nitelendirilir ve ölçüm verilerine dayalı olarak arızanın varlığının ve bölgesinin belirlenmesi beklenir. Bu koruma yöntemi, korunan bölgenin birden fazla noktasından verileri toplayarak karşılaştırdığı için seçici ve hızlı bir koruma sağlayabilmektedir.

Entegre koruma sistemleri, her bir baraya ait korumanın ilgili baradan ve baraya ait hatlardan alınan ölçüm verilerini bir koruma rölesinde veya röle sisteminde toplayarak arızaların tespit edilmesini hedefler. Bu sayede barada gerçekleşen bir arıza hızlı bir şekilde ölçüm verilerinin karşılaştırılmasıyla tespit edilebilirken, hatta veya daha uzak bir bölgede gerçekleşen arızalar da farklı baralardaki entegre koruma rölelerinin birbirleriyle haberleşmesi sayesinde belirlenebilir.

Adaptif koruma, ünite koruma, entegre koruma gibi yaklaşımlarda koruma işlevleri gerçekleştirilirken haberleşme aracılığıyla verilerin bara içinde veya baralar arasında transfer edilmesi gerekebilmektedir. Bu durumda, güç sistemlerinde kullanılmakta olan en güncel standart olan IEC 61850 haberleşme standardının kullanılması yerinde olur. Bu standart, hızlı ve senkronize bir haberleşme sağlamanın yanı sıra güç sistemlerinde koruma ve kontrol fonksiyonlarının yerine getirilebilmesi için bir platform oluşturma özelliğini taşımaktadır.

Elektrik şebekelerinden meydana gelen arızaların önemli bir kısmını asimetrik arızalar oluşturmaktadır, dengeli arızaların toplam arızalar içindeki payı çok azdır. Asimetrik arızalar, aşırı akım koruması gibi geleneksel koruma yöntemleri ile genellikle tespit edilebilmektedir. Ancak, asimetrik arızaların daha etkili bir biçimde tespit edilebilmesi için çeşitli özelleşmiş yöntemler de geliştirilmiştir. Bu koruma yaklaşımları simetrik bileşenler yöntemi sonucunda elde edilen bileşenleri kullanarak arızayı tespit etmeyi hedefler. Bu sayede, geleneksel yöntemlere nazaran daha hassas bir biçimde dengesiz arızalar tespit edilebilmektedir.

Bu çalışmanın amacı, aktif dağıtım şebekelerinde gerçekleşebilecek asimetrik arızalara karşı koruma sağlayan, ünite ve entegre koruma özelliklerine sahip, haberleşmeyi etkin bir şekilde kullanan yeni bir koruma yöntemi geliştirmektir. Bu koruma yönteminde entegre koruma sistemlerinin yapısına uygun olarak her baradan sorumlu bir röle bulunmaktadır, bara ve hat arızalarının tespiti bu entegre rölelerin haberleşmesi ile sağlanır. Yeni koruma sisteminde arıza ve arıza bölgesi tespiti, korunan ekipmanın (hat veya bara) bütün çıkışlarından alınan verilerin karşılaştırılması sonucu gerçekleşir. Böylece, hem ünite hem de entegre korumanın özelliklerini taşır.

Yeni koruma yöntemi, asimetrik arızaların tespiti için simetrik bileşenler yöntemi sonucunda elde edilen gerilim ve akım bileşenlerini kullanır. Bu bileşenler yardımıyla hesaplanan dengesiz güç faktörünün korunan bölgedeki temel güce olan yüzdesel oranı oransal dengesiz güç faktörünü verir. Şebekeden ölçülen verilerle hesaplanan oransal dengesiz güç faktörü belli bir eşik değerin üstüne çıktığında arızanın varlığı belirlenmiş olur. Asimetrik arızalar, dengesiz bir reaktif güç kaynağı karakteristiğine sahiptir. Bu sayede, reaktif gücün negatif bileşeninin yönü takip edilerek arızanın bölgesi belirlenebilir.

Yeni koruma yöntemine göre bir baraya bağlı bütün hatlardan alınan akım verileri ve baranın gerilim verisi ile her hat için oransal dengesiz güç faktörü hesaplanır. Herhangi bir hat için bu değer, ayar değerinin üstüne çıkarsa arıza tespit edilmiş olur. Arıza bölgesinin tespiti için reaktif gücün negatif bileşeninin yönü incelenir. Eğer, bu yön bütün hatlar için baradan hatlara doğru ise arıza barada gerçekleşmiş demektir. Eğer herhangi bir hat için bu yönün hattın baraya doğru olduğu tespit edilmişse arıza o doğrultuda gerçekleşmiştir. Arızanın korunan hatta gerçekleşip gerçekleşmediğinin belirlenmesi için hattın diğer ucundaki entegre koruma rölesi ile iletişime geçilir. Eğer her iki röle de arızanın aynı hatta meydana geldiğini tespit etmişse ilgili hatta asimetrik arıza tespit edilir. Farklı bir durum söz konusuysa arızanın koruma bölgeleri dışında daha uzak bir bölgede meydana geldiği anlaşılır ve yedek koruma devreye girer.

Önerilen koruma yönteminde yedek koruma, arızanın birincil koruma bölgesinin dışında gerçekleştiği durumlarda ve/veya arızanın birincil koruma ile giderilemediği durumlarda devreye girer. Yedek koruma yönteminde, arızanın tespit edilmesinden sonra belirli bir zaman gecikmesi ile koruma devreye girer. Bu zaman gecikmesinin hesaplanması için standart ters zaman koruma fonksiyonları kullanılır. Koordinasyon için bu fonksiyonun zaman çarpanı kullanılarak zaman gecikmesi değiştirilebilir.

Yeni koruma yönteminin performansının gözlemlenebilmesi için örnek bir aktif dağıtım şebekesi oluşturulmuş ve bilgisayar ortamına aktarılmıştır. Bilgisayarlı simülasyon çalışmaları için MATLAB ve Simulink uygulamaları kullanılmıştır. Örnek aktif dağıtım şebekesinin bilgisayar ortamına aktarılmasının ardından yeni koruma yönteminin uygulanması için gerekli elemanlar da bu ortam üzerinde tasarlanmıştır.

Yeni koruma sistemi için gerçekleştirilen performans analizi çalışmalarında örnek aktif dağıtım şebekesindeki bara ve hatlarda tek faz toprak ve faz faz arızaları ile hat iletkeninin kopması durumları incelenmiştir. İncelenen farklı arızalara ilişkin elde edilen verilen grafikler ile paylaşılmıştır. Bu analizin sonucunda, birincil koruma algoritması bara ve hatlarda meydana gelen asimetrik arızaları ve arıza bölgelerini doğru bir şekilde tespit etmeyi başarmıştır. Birincil koruma algoritması hız ve seçicilik açısından başarılı bir performans seriglemiştir. Yedek koruma algoritması da benzer şekilde arızaları ve arızaların doğrultusunu tespit etmeyi başarmıştır. Ancak, ünite koruma özelliği göstermemesi sebebiyle her durumda tam bir seçicilik sağlanması mümkün olmayacaktır.

Bu çalışma kapsamında önerilen koruma yöntemi performans testlerinde beklenen başarıyı elde etmesine rağmen halen gelişmeye açık bir koruma yöntemidir. Örneğin, yeni koruma yönteminin arıza tespitinde kullanılan oransal dengesiz güç faktörünün hesaplanması için kullanılan temel güç ifadesi daha detaylı olarak belirlenebilir. Şehir şebekesinin ve dağıtık üretim tesislerinin arıza katkısı koruma bölgesine göre dinamik olarak hesaplanarak göz önünde bulundurulabilir. Yeni koruma yönteminde yedek korumayı geliştirmek amacıyla da farklı yaklaşımlardan faydalanmak mümkündür. Adaptif koruma yaklaşımının sağladığı avantajlar yeni koruma rölesinin yedek koruma algoritması üzerinde de uygulanabilir haldedir.

Sonuç olarak, bu çalışmada önerilen koruma yöntemi asimetrik arızaların ve arıza bölgesinin tespitinde geleneksel yöntemlere kıyasla daha etkin bir yöntem olduğu gözlemlenmiştir. Ayrıca, arıza tespitinde kullanılan dengesiz güç faktörü ile arıza bölgesinin belirlenmesinde kullanılan reaktif gücün negatif bileşeni kavramları şebekedeki dengesiz güç akışının analiz edilmesinde önemli rol oynayan kavramlardır ve farklı çalışmalara uygun bir başlangıç noktası sağlayabilecek niteliktedirler.



DESIGN AND DEVELOPMENT OF A NOVEL INTEGRATED PROTECTION SYSTEM TO PROTECT ACTIVE DISTRIBUTION NETWORKS AGAINST ASYMMETRICAL FAULTS

SUMMARY

Throughout history, the primary purpose of electrical systems has been the transfer of electrical energy from sources to various loads. These systems typically comprise three key components: generation, transmission, and distribution. The generation aspect involves generators and power plants, while transmission aspect involves the transmission lines connecting to large-scale industrial loads. On the distribution side, electrical energy is distributed to both households and industrial loads. For many years, electrical systems operated under a structure characterized by a radial and uni-directional power flow extending from generation to distribution and finally reaching the end user. However, recent years have witnessed a transformation in this structure, driven by advancements in information and communication technology.

In contemporary electricity networks, the prevalence of distribution networks capable of providing production from the distribution side has significantly increased. These networks, known as active distribution networks, contain distributed generation facilities, renewable energy sources, power electronic circuits, energy storage units, and smart electronic devices.

In active distribution networks, the inclusion of distributed generation facilities and energy storage devices introduces a structure that allows for bi-directional power flow, in contrast to the traditional uni-directional power flow observed in radial networks extending from source to load. Additionally, the generation of power fluctuates due to the impact of environmental factors on renewable power sources. While the capability to generate power from diverse locations is advantageous, it concurrently complicates the operation of the distribution network. To address this complexity, novel methods have been devised for the operation, protection, and control of active distribution networks, leveraging advancements in newly developed technologies.

The fundamental technique applied for protection distribution networks is overcurrent protection. Although originally designed for the protection of radial systems, its directional functionality also renders it applicable to protection of ring-type networks. Nevertheless, this method may prove inadequate for ensuring the protection of active distribution networks characterized by variable and bi-directional power flows.

To address situations where overcurrent protection proves insufficient, adaptive protection systems have been developed for electrical systems. Under this protection concept, the setting values of protection relays are dynamically adjusted to align with the network configuration, accommodating the variable nature of active distribution networks. Adaptive protection systems can be implemented with or without communication. In distribution systems featuring communication, relays are in continuous communication, sharing updates on network configuration changes. While adaptive protection systems offer enhanced selectivity and faster protection compared

to overcurrent protection, their effectiveness hinges on meticulous adjustments that account for various scenarios. As the size of the distribution system requiring protection grows, the protective system concurrently becomes more intricate. Consequently, diverse protection schemes and mechanisms become imperative to ensure effective coordination of protection.

Unit protection systems operate by comparing measurement data gathered from the terminals of individual network equipment, eliminating the need for the complex structure associated with adaptive protection. In unit protection systems, each piece of equipment is defined as a distinct protection zone. The detection of faults and identification of their locations rely on the analysis of measurement data. This protection methodology ensures selectivity and expeditious response, as it compares data from multiple points within the protected area.

Integrated protection systems aim to identify faults by consolidating measurement data acquired from the related buses and associated lines, forwarding this data to a protection relay or relay system. This approach enables the swift detection of faults on buses by comparing measurement data. Simultaneously, faults occurred along the line or in remote areas can be pinpointed through the communication of integrated protection relays located on different buses.

During the execution of protection functions in methodologies like adaptive protection, unit protection, and integrated protection, there might be a necessity to transmit measurement data within a bus or across buses through communication. In such instances, it is advisable to employ the IEC 61850 communication standard, the most contemporary standard utilized in power systems. This standard not only facilitates rapid and synchronized communication but also offers a platform for executing protection and control functions within power systems.

A significant proportion of faults in electrical networks are asymmetric, whereas the occurrence of balanced faults constitutes a minimal percentage of the total. Traditional protection methods, like overcurrent protection, are generally sufficient at identifying asymmetric faults. Nevertheless, more specialized techniques have been devised to enhance the effectiveness of asymmetric fault detection. These protection strategies focus on fault detection by using components derived from the symmetrical components method. This allows for the quicker and more sensitive identification of unbalanced faults compared to conventional methods.

The objective of this research is to develop an innovative protection method capable of protection against asymmetric faults in active distribution networks. This method integrates unit and integrated protection features while using communication effectively. In this approach, each bus is assigned to a dedicated relay, aligning with the structure typical of integrated protection systems. Fault detection for both buses and lines is facilitated through the communication network established among these integrated relays. Within this novel protection system, the identification of fault and the determination of fault zones are achieved by comparing data received from all outputs of the protected equipment, a line or a busbar. Consequently, the system exhibits characteristics encompassing both unit and integrated protection.

The novel protection method utilizes voltage and current components derived from the symmetrical components method to identify asymmetric faults. The unbalanced power factor is subsequently computed based on these components. By calculating the percentage ratio of the unbalanced power factor to the base power within the protected area, a proportional unbalanced power factor is obtained. When this value, derived

from the measured network data, surpasses a predefined threshold, the presence of a fault is established. Asymmetric faults are characterized by an unbalanced reactive power supply. In this way, the fault location can be ascertained by monitoring the direction of the negative component of reactive power.

As per the novel protection method, the proportional unbalanced power factor is calculated individually for each line. This involves using current data from all lines connected to a bus and voltage data from the respective bus. Should this calculated value surpass the predetermined threshold for any line, a fault is detected. To determine the fault area, examination of the direction of the negative component of reactive power is required. If the determined direction is from the bus to the lines across all lines, it signifies a fault in the bus. Conversely, if the direction from the line to the bus is identified for any specific line, the fault occurred in the direction of that line. To ascertain whether the fault occurred on the protected line, communication is established with the integrated protection relay at the opposing end of the line. Detection of an asymmetric fault on the relevant line is confirmed if both relays independently recognize the fault on that line. In the event that neither relay detects a fault on the same line, it is inferred that the fault occurred in a remote area beyond the protection zones, thereby backup protection is activated.

In the proposed protection method, backup protection comes into play when a fault occurred outside the primary protection zone or when the primary protection fails to address the fault. Within the backup protection method, protection is activated after a specific time delay following fault detection. Standard inverse time protection functions are used to calculate this time delay, with the option to adjust the delay using the time multiplier function for protection coordination.

To assess the performance of the proposed protection method, a representative active distribution network was formulated and simulated in a computer environment. MATLAB and Simulink applications were used for conducting computer simulation studies. Subsequently, upon the transfer of the sample active distribution network to the computer environment, the essential components for implementing the new protection method were designed within this environment.

In the performance analysis conducted for the novel protection system, various scenarios were examined, including single-phase to ground and phase-to-phase faults, as well as a broken line conductor case, for both buses and lines within the sample active distribution network. The results obtained from the analysis of diverse faults are presented graphically. The outcomes of this analysis reveal that the primary protection algorithm adeptly identified asymmetric faults and determined fault zones accurately for both bus and line faults. The primary protection algorithm exhibited commendable performance in terms of both speed and selectivity. The backup protection algorithm also successfully detected faults and determined their directions. However, due to the absence of a unit protection feature in the backup protection, complete selectivity across all cases may not be achievable.

While the protection method proposed in this study demonstrated the anticipated success in performance tests, it remains susceptible to refinement. For instance, the formulation of the base power expression, used in calculating the proportional unbalanced power factor for fault detection, could be more meticulously defined. Consideration of the fault contributions from both the utility grid and distributed generation facilities could be incorporated, varying according to the protection zone.

Furthermore, enhancements to the backup protection method are feasible within the new protection approach. Different strategies can be explored to improve backup protection, and insights from the adaptive protection approach can be leveraged to enhance the backup protection algorithm of the new protection relay.

In conclusion, the protection method proposed in this study has demonstrated superior effectiveness in detecting asymmetric faults and identifying fault areas when compared to conventional methods. Moreover, the utilization of concepts such as the unbalanced power factor for fault detection and the negative component of reactive power for determining the fault area is pivotal in analyzing the unbalanced power flow within the network. These concepts serve as a valuable foundation, offering a convenient starting point for further explorations and studies in this field.



1. GİRİŞ

Elektrik şebekeleri 100 yıldan uzun süreden beridir kullanılmaktadır, günümüzde her bir birey, kurum ve kuruluş bütün dünyayı sarmış olan bu ağdan faydalanmaktadır. Elektrik şebekelerinin günümüze kadar olan evrimi, toplumların yaşama, çalışma ve iletişim alışkanlıklarını derinden etkilemiş ve günümüzün modern toplumunun oluşmasında etkili olmuştur [1]. 19. yüzyılın başlarında Faraday'ın gerçekleştirmiş olduğu elektromanyetik indüksiyon deneyleri ve Ampère'in elektromanyetik yasası elektrik enerjisinin üretimi ve dağıtımıyla ilgili temelleri ortaya koydu. Böylece elektrik enerjisinin etkin bir biçimde kullanılmasının yolu açılmış oldu [2,3].

19. yüzyılın sonlarında, 1882 yılında, ilk elektrik şebekesi Thomas Edison tarafından kuruldu. Doğru akım (DC) ile çalışan bu sistem günümüz sistemlerine nazaran oldukça küçüktü ve yalnızca lambaları besliyordu. DC sistemlerin sahip olduğu dezavantajlar sebebiyle elektriğin üretim noktasından uzak yerlere iletilmesinde yaşanan sıkıntılar, alternatif akım (AC) ile çalışan sistemlerinin önünü açtı. George Westinghouse'un ve Nikola Tesla'nın 19. yüzyılın sonundaki ve 20. yüzyılın başlarındaki çalışmaları AC güç sistemlerinin yaygın bir şekilde benimsenmesini sağladı [1,4,5]. Elektrik enerjisine erişimin kolaylaşması, seri üretime ve otomasyona imkân sağlayarak endüstriyel anlamda bir devrime yol açtı, böylece dünya çapında hızlı bir ekonomik büyüme imkânı oluştu. Her yeri saran elektrik ağları sayesinde insanların hayat kalitesini geliştirecek birçok teknolojinin evlere ve işyerlerine girmesi sağlandı [6].

Tarihten günümüze kadar kurulmuş olan bütün elektrik şebekeleri, yapısal olarak 3 temel alt sınıfa bölünerek incelenmektedirler. Bu sınıflar, üretim sistemi, iletim sistemi ve dağıtım sistemi olarak isimlendirilirler. Üretim sistemi, çeşitli fosil yakıtlar, nükleer enerji, hidroelektrik enerjisi, güneş ve rüzgâr enerjisi gibi çeşitli enerji kaynaklarının elektrik santralleri aracılığıyla elektrik enerjisine dönüştürülmesi görevini üstlenir [7]. Santrallerde üretilen elektrik enerjisi, transfer esnasında enerji kaybını en aza indirmek amacıyla yükseltici transformatörler yardımıyla yüksek gerilim (HV) seviyesine çıkartılarak iletim hatları aracılığıyla dağıtımın gerçekleştirileceği bölgelere taşınır. İletim sistemleri, elektriğin farklı bölgeler arasında transferinin sağlanmasında ve arz-talep

dinamiklerinin dengelenmesinde kritik bir rol oynamaktadır. En son olarak dağıtım sistemleri, elektrik enerjisinin gerilim seviyesini güvenli ve kullanılabilir seviyelere indirerek konutlar ve ticari tüketicilere dağıtım hatları aracılığıyla elektrik enerjisini ulaştırırlar [8,9]. Bu sistemler, sürekli artan enerji talebine cevap vermek için her daim genişlemekte ve yeni teknolojilerle gelişmektedirler.

Elektrik şebekelerinde üretim, iletim ve dağıtım sistemlerinin, üretilen enerjiyi tüketiciye kadar ulaştırmak için stabil ve güvenilir bir şekilde çalışmaları gerekmektedir. Bu şekilde bir çalışmayı sağlamak için şebekedeki gerilim ve frekans kararlılığının korunması gerekir [4]. Kararlı bir çalışmayı sağlamak için uzun yıllar boyunca, merkezi üretim tesislerinden tüketicilere kadar uzanan hiyerarşik, gövdeden dallara ve yapraklara uzanan bir ağaç yapısına benzeyen, tek yönlü güç akışına olanak sağlayan radyal sistemler tercih edilmiştir [10].

Ancak günümüzün ekonomik, teknolojik ve çevresel etmenleri elektrik üretimindeki tercihlerin yavaş yavaş değişmesine yol açmaktadır. Geleneksel ölçek ekonomisinin zayıflamasıyla birlikte merkezi büyük üretim tesisleri yerlerini daha küçük boyutlu dağıtık enerji kaynaklarına (DER) bırakmaktadırlar [11]. Gittikçe sayısı artan güneş panelleri, rüzgâr türbinleri, biyogaz santralleri, enerji depolama sistemleri gibi yapıların elektrik sistemine entegrasyonu ile birlikte şebeke mimarisinin yeniden değerlendirilmesi ihtiyacı duyulmuştur. Bunun sonucunda, üretimin yalnızca merkezi bir santralden olmadığı, dağıtım sistemindeki DER'ler tarafından da gerçekleştirilebileceği *aktif dağıtım şebekeleri* (ADŞ) kavramı ortaya konuldu [12]. Örnek bir aktif dağıtım şebekesi gösterimi Şekil 1.1'de görülebilmektedir.

1.1 Aktif Dağıtım Şebekeleri ve İşletilmeleri

Elektrik enerjisinin küresel anlamda geleceği, yenilenebilir enerji kaynaklarının entegrasyonun artması ve ileri teknoloji kullanımının yaygınlaşmasıyla önemli bir dönüşümden geçmektedir. Aktif dağıtım şebekeleri, elektrik enerjisinin güvenilir ve sürdürülebilir olarak sağlanması konusunda önemli bir rol oynayarak bu geçişin kritik bir bileşeni olarak kendini gösterir [13].

Elektrik dağıtım sistemlerinde, geleneksel olarak, elektrik enerjisinin aktarılması kaynaktan tüketicilere doğru tek yönlü bir şekilde gerçekleştiği için koruma, kontrol ve izleme konusunda ileri teknoloji gereksinimi bulunmuyordu. Ancak, yenilenebilir

enerji kaynaklarının ve enerji depolama sistemlerinin artması ve dijital koruma, haberleşme ve otomasyon teknolojilerindeki gelişmeler, daha esnek ve dinamik dağıtım şebekelerine geçişi gerektirmiştir [14]. Bu durumda, aktif dağıtım şebekeleri akıllı şebekeler ile paralel ilerleyen bir kavram olarak karşımıza çıkmaktadır.



Şekil 1.1 : Aktif dağıtım şebekelerinin genel yapısı [15].

Aktif dağıtım şebekeleri hem şebeke hem de müşteri tarafı için birçok avantajı bünyesinde barındırır. Öncelikli olarak, ADŞ'ler yenilebilir enerji kaynaklarının ve enerji depolama sistemlerinin tam bir entegrasyonunu sağlarlar. Şebeke operatörleri bu kaynakların uzaktan kontrolünü sağlayarak şebekenin kararlı bir şekilde çalışmasını güvenceye alırlar. Ayrıca, ADŞ'ler gelişmiş bir ölçüm altyapısı kullanarak gerçek zamanlı izleme gerçekleştirmektedirler. Akıllı sayaçlar, sensörler, transdüserler, veri toplama üniteleri, SCADA sistemleri gibi ekipmanlardan sağlanan veriler sayesinde enerji tüketimi, gerilim seviyesi, güç akışı takibi ve güç kalitesi ile ilgili ölçümlerin yanı sıra şebekelerdeki arızalar ve çeşitli sorunlar takip edilebilmektedir. Bu sayede, ADŞ'ler gerilim düzenlemesi, güç kalitesi yönetimi, gelişmiş arıza tespit ve tekrar kapama uygulamaları ile gerekli durumlarda şebekenin işleyişine müdahale edebilmektedirler. Bunun yanında, ADŞ'ler, özellikle elektriğin yoğun olarak kullanıldığı dönemlerde, arz-talep dengesini sağlamak için talep yanıtına yönelik uygulamalarını aktif hal getirirler. Yük atma, yük kaydırma, tepe yükleri bastırma, yük dengeleme gibi yöntemler kullanılarak şebeke üstündeki baskının azaltılmasına olanak sağlarlar [16-18].

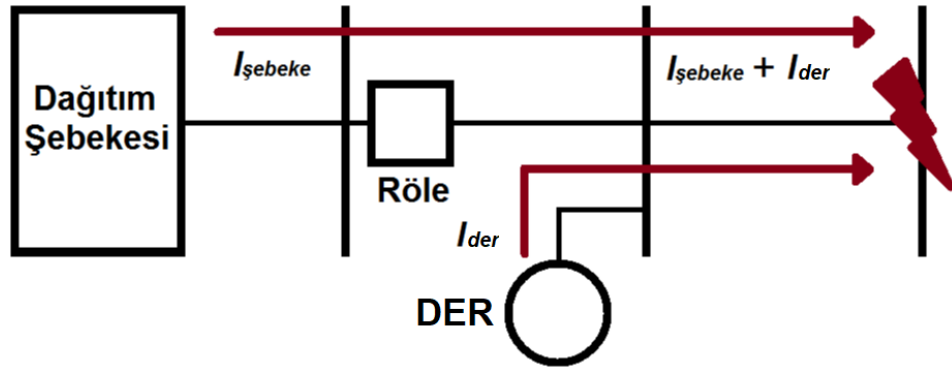
Aktif dağıtım şebekeleri, daha verimli ve sürdürülebilir bir enerji ağına duyulan ihtiyaçtan ortaya çıkmışlardır. Bu şebekelerin, dağıtılmış enerji kaynakları ve değişen enerji taleplerinin yarattığı zorlukları iyi bir şekilde yönetmesi gerekmektedir.

1.2 Aktif Dağıtım Şebekelerinin Koruma Gereksinimleri

Aktif dağıtım şebekeleri, belirtildiği gibi birçok avantaja sahip olmasının yanında, bu sistemlerin yapısı ve işletimi dinamik ve karmaşıktır. Aktif dağıtım şebekelerinin doğası gereği oluşan çift yönlü güç akışı, istemli veya istemsiz bir biçimde ada durumunda çalışma, yenilenebilir enerji kaynaklarından gelen enerji seviyesinin düzensiz şekilde seyretmesi gibi durumlar, bu şebekelerde meydana gelebilecek birtakım sorunları da beraberinde getirmektedir [19,20].

DER'lerden, özellikle yenilenebilir enerji kaynaklarından, üretilen enerji çevre etmenlerine bağlı olarak değişkenlik gösterebilir. Örneğin, gece saatlerinde güneş panelleri elektrik üretemeyecektir veya rüzgârın durulduğu koşullarda rüzgâr santralleri tam güçte çalışamayacaklardır. Böylece, bu enerji kaynağının arıza akımına etkisi sıfırlanacak veya çok düşük olacaktır. Bunun yanında, yenilenebilir enerji kaynaklarının genellikle aşırı akım önleme özelliğine sahip güç elektroniği cihazlarıyla şebekeye bağlanması, onların bir arıza durumunda arıza akımına olan etkisini kısıtlayacaktır. Senkron generatör içeren enerji kaynaklarının doğrudan şebekeye bağlanması durumunda arıza akımı nominal akım değerinin 5 katını aşabilmekteyken, güç elektroniği ile bağlanan yenilenebilir enerji kaynaklarının arıza akımına katkısı nominal akımın 1-2 katı seviyesinde kalacaktır [21]. Bu gibi durumlarda arızanın koruma sistemi tarafından tespit edilememesi tehlikesi ile karşı karşıya kalınmaktadır.

Dağıtık üretim tesislerinin koruma sistemleri, aynı baradan dağıtım şebekesine bağlandıkları bir başka paralel hattın kendisine yakın bölgesinde gerçekleşen arızayı kendi bölgesinde gerçekleştirmiş gibi algılayabilir. Böylece, ilgili dağıtık üretim tesisinin bulunduğu kısım gereksiz bir şekilde şebekeden ayrılmış olur. Aksi bir durumda, arıza eğer şebekenin uç noktalarında, dağıtık üretim tesisi veya tesislerinden daha uzak bir noktada gerçekleşirse bu arızayı hem dağıtım şebekesi hem de dağıtık üretim tesisi besleyecektir. Şebeke tarafından arıza noktasına göre hesaplanan eşdeğer empedans eklenen DER empedansı ile birlikte artacaktır, böylece $I_{\text{şebeke}}$ akımının değeri azalır. Şekil 1.2'de görülen durumda arızanın tespiti DER tarafından zorlaştırılmıştır [22].



Şekil 1.2 : Dağıtık üretim tesisinin arıza tespitini zorlaştırması [22].

Aktif dağıtım şebekelerindeki akıllı sistemler, şebekenin mümkün olduğunca ekonomik ve işletme bakımından optimize bir şekilde çalışmasını sağlamayı hedefler, bunun için esnek kontrol mekanizmalarından faydalanmaktadırlar. Bu durum, şebekedeki anahtarlama olaylarının sayısını arttırarak şebekenin topolojisinin radyal sistemlere nazaran daha sık bir biçimde değişmesine sebep olacaktır. Bu sebeple, şebekedeki koruma, kontrol ve izleme sistemlerinin şebekenin değişken yapısına uyum sağlaması gerekmektedir.

Bütün bu durumlar, aktif dağıtım şebekelerinin radyal sistemlere göre daha karmaşık ve dinamik bir biçimde çalışmasının bir sonucu olarak ortaya çıkmaktadır. Bu durumda, aktif dağıtım şebekelerinin korunması için daha gelişmiş yöntemlere ihtiyaç duyulur [23-26].

1.3 Aktif Dağıtım Şebekelerinin Korunması

Geleneksel radyal dağıtım şebekeleri için aşırı akım koruması en temel ve en sık kullanılan koruma yöntemlerinden biridir [27-29]. Aşırı akım röleleri, aşırı yüklenme veya kısa devre sonucu oluşan büyük genlikli akımlardan şebekeyi korur. Akımın maksimum seviyesini belirleyen bir eşik değeri ve bu eşik değeri aşıldığı takdirde rölenin çalışma zamanının belirlenmesi geleneksel radyal sistemlerde koruma koordinasyonunu sağlamak için yeterlidir. Çift yönlü güç akışının mevcut olduğu halka tip (ring) şebekelerde ise seçici bir koruma sağlayabilmek için bu ayarlara ek olarak akımın yönü bilgisi de kullanılmaktadır.

Dağıtık üretim tesislerinin özellikleri aktif dağıtım şebekelerinin korunmasını daha zor hale getirmektedir. Bu sebeple, geleneksel radyal dağıtım şebekelerinin aksine aktif dağıtım şebekeleri daha dinamik bir koruma sistemi gerektirir. Bu şebekelerde,

haberleşmeli veya haberleşme kullanmayan farklı birtakım koruma metotları kullanılabilir. Bazı durumlarda, haberleşme kullanmayan metotlar değişen durumlara uyum sağlamak amacıyla sezgisel veya deterministik yöntemlere de başvurulabilirler.

Adaptif koruma, entegre koruma, ünite koruma gibi yöntemler aktif dağıtım şebekelerinin korunmasında başvurulanan yöntemlerdendir. Yeni geliştirilen çok etmenli (multi-agent) sistem yaklaşımı da aktif dağıtım şebekelerinin korunmasında kullanılabilir. Bu koruma yöntemleri uygulanırken genellikle akım, gerilim, görünür güç gibi ölçülebilen büyüklükler kullanılır. Bunun yanı sıra, bu büyüklüklere ait dalga şekillerinin farklı sinyal işleme ve bileşenlere ayırma yöntemleriyle incelenmesi de arızanın tespiti konusunda yardımcı olabilmektedir.

Adaptif koruma değişen sistem koşullarına uyum sağlamak amacıyla koruma ayarlarında çeşitli değişiklikler yapabilen bir koruma yöntemidir [30]. Bu koruma yöntemi temelde aktif dağıtım şebekesindeki mikrogeneratörlerin üretim seviyesinin değişmesi, şebekedeki anahtarlama olayları ve çeşitli arızalar ve anormal durumlar sonrası şebeke konfigürasyonundaki değişikliklere koruma rölelerinin ilgili ayarlarında değişiklik yaparak karşılık vermesine dayanmaktadır [31].

Adaptif korumanın tam anlamıyla uygulanabilmesi için koruma sisteminin arıza akımını etkileyebilecek nitelikteki durumları algılaması gerekmektedir. Eğer adaptif koruma sisteminin haberleşme altyapısı bulunmuyorsa bu değişimleri algılamak için birtakım sezgisel ve deterministik metotlara başvurulması gerekebilir.

Örneğin, mesafe rölelerinin ayar değerlerinin belirlenmesinde yapay sinir ağları, optimizasyon ve koordinasyon problemlerinin çözülmesinde genetik algoritmalar, arıza tespitinde uzman sistemler, diferansiyel korumanın iyileştirilmesinde bulanık mantık algoritmaları gibi sezgisel metotlara başvurulabilmektedir [32-40].

Belirtilen sezgisel yöntemlerin haricinde bazı deterministik algoritmalar da koruma sistemine adaptif bir yapı sağlamak için kullanılmaktadır. Lokal ölçümlerle birlikte şebeke konfigürasyonundaki değişimleri, istemli veya istemsiz şekilde ada durumunda çalışmayı ve mikrogeneratörlerin devreye alınmasını veya devreden çıkarılmasını tespit edebilen deterministik yöntemler de adaptif korumanın unsurları olarak kullanılabilir [41-45].

Adaptif koruma yönteminde kullanılan röleler, ayar grupları arasında geçiş yapmak için uzak noktalardan haberleşme aracılığıyla alınan verileri de kullanabilmektedir.

Şebekenin farklı noktalarından toplanan veriler bir merkezi koruma biriminde toplanarak değerlendirilebilir veya doğrudan koruma elemanlarının birbirleriyle haberleşmesi sonucunda taşınabilmektedir. Bu verilerin değerlendirilmesi sonucunda rölelerin ayar grupları arasında değişiklik yapılarak mevcut dağıtım sisteminin yapısına daha uygun bir koruma ve kontrol sağlanabilir.

Bu iletilen veriler, arızaların tespitinde kullanılan akım, gerilim, güç, frekans gibi büyüklüklerin yanı sıra şebekedeki anahtarlamalar ve sonucunda oluşan topolojik değişimler ile diğer ekipmanların aldığı koruma ve kontrol kararları olabilmektedir. Haberleşme teknolojilerinde ve mikroişlemcilerde yaşanan gelişmeler ile birlikte hızlı ve senkron olarak iletilmesi gereken koruma ve kontrol verilerinin zamanında ve doğru bir biçimde iletilmesi mümkün olmaktadır. Örneğin, günümüzde sıklıkla kullanılan Ethernet ağına uyumlu olacak bir şekilde tasarlanmış olan IEC 61850 standardı sayesinde fiber kablolar kullanılarak akıllı elektronik cihazlar (IED) arasında iletişim hızlı ve güvenilir olarak sağlanabilmektedir. Bu sayede gerek merkezi gerekse merkezi olmayan haberleşmeye sahip koruma sistemleri IEC 61850 platformu üzerinde geliştirilmeye devam etmektedir [46-49].

Ajan temelli algoritmalar merkezi olmayan haberleşmeye sahip adaptif koruma yöntemlerinin arasında yer almaktadır. IEC 61850 haberleşme standardının sahip olduğu mantıksal düğüm yapısı ve fonksiyon blokları ajan temelli algoritmaların ihtiyacı olan haberleşme mantığı ile paralellik göstermektedir. Ajan temelli algoritmalar, şebekeden alınan verilerin haberleşme ile iletilmesi sonucu şebekedeki kontrol ve koruma problemlerini bir bütün olarak çözmeyi hedeflemektedir [50-53].

Adaptif koruma yönteminin sıklıkla başvurduğu aşırı akım korumasının koordinasyonu zamana bağlı olarak kademeli şekilde sağlanmaktadır, bu sebeple, arıza halinde hızlı bir şekilde devreye girmesi mümkün olmayabilir. Ayrıca aktif dağıtım şebekesinin yapısı büyüdükçe daha kompleks hale gelecektir, bu durumda bütün farklı senaryoları kapsayan bir koruma sisteminin tasarlanması gitgide daha zor hale gelir.

Bu problemleri aşmak için şebekedeki her bir elemanın bir ünite olarak adlandırıldığı ve bu üniteye ait koruma bölgesinin giriş ve çıkış uçlarından alınan verilerin karşılaştırılarak korumanın gerçekleştirildiği ünite koruma yöntemi ön plana çıkmaktadır. Ünite korumanın uygulanmasında diferansiyel koruma, yön karşılaştırma, faz karşılaştırma ve benzeri metotlar kullanılabilir [28,54-56]. Bu

sayede, herhangi bir şebeke elemanında meydana gelen arıza seçici olarak giderilebilmektedir.

Yeni geliştirilen bir yöntem olan entegre koruma sisteminde röleler, baralara ait gerilim trafolarından gerilim verilerini ve bir baraya bağlı bütün hatlardaki akım trafolarından akım verilerini alırlar. Ek olarak, entegre koruma sistemindeki röleler hem komşu baralardaki röleler ile hem de, eğer mevcutsa, merkezi koruma sistemiyle haberleşebilmektedirler [57,58]. Bu sayede hat ve bara koruma yöntemleri birlikte tasarlanıp uygulanabilmektedir.

Haberleşmenin ana unsur olarak kullanıldığı bu yöntem, aşırı akım rölelerinin yanında, ünite koruma röleleri gibi farklı koruma teknikleri ile de uyumlu bir biçimde kullanılabilmektedir [59]. Bu tez kapsamında, aktif dağıtım şebekelerinin korunması için ünite ve entegre koruma yöntemlerinin bir arada kullanıldığı yeni bir koruma yöntemi önerilmiştir.

1.4 Tezin Amacı

Aktif dağıtım şebekesinin yapısında bulunan dağıtık üretim tesisleri ve bu tesislerin şebekeye bağlanması kullanılan güç elektroniği temelli ekipmanlar, bu tip şebekelerin işletilmesini, korunmasını ve kontrolünü geleneksel radyal şebekelere göre daha zor bir hale getirmektedirler.

Bu çalışma, aktif dağıtım şebekelerinin korunmasına yönelik zorlukların üstesinden gelmek ve aktif dağıtım sistemlerini asimetrik arızalara ve aşırı dengesizlik koşullarına karşı korumak için yeni bir güç tabanlı entegre koruma şeması önermektedir. Bahsi geçen güç tabanlı algoritma ilk olarak asimetrik arıza koşullarına karşı generatör sargılarının korunması için tanıtılmıştır [60]. IEC 61850 standardı gibi, dağıtım sistemi için dijital iletişimdeki gelişmeler dikkate alınarak, önerilen algoritma aktif dağıtım hatlarının ve baralarının ünite bir yöntemle korunabilmesi için entegre bir koruma şeması sunmak üzere yeniden ele alınmıştır.

Bu tez kapsamında önerilen koruma şeması ölçüm noktalarından alınan akım ve gerilim verilerini kullanarak güç dengesizliğini takip etmektedir, bu dengesizlik belli bir değerin üstüne çıktığında arızanın tespiti mümkün olmaktadır. Ayrıca, simetrik bileşenler yöntemi kullanılarak hesaplanan reaktif gücün negatif bileşeni arızanın konumunun belirlenmesinde yardımcı olur.

Önerilen şemada her bara entegre bir koruyucu röleye sahiptir ve baradaki her hatta bağlanan bu röleler ilgili bara için koruma sağlamaktadır. Ölçüm verilerinin haberleşme yardımıyla iletilmesi ile baralar arasına bağlanan hatlar da bu entegre röleler aracılığıyla korunabilir. Rölelerin haberleşerek verileri paylaşması ile gerçekleşen bu koruma yapısı ünite koruma özelliği taşımaktadır.

İletişim arızası ve çeşitli sebeplerle temizlenememiş arızaların olması durumunda ikincil koruma sağlamak için bir yedek koruma algoritması da bu çalışmada önerilmektedir.

Sonuç olarak, önerilen yeni koruma şeması, ünite koruma yapısına sahip olması sayesinde, geleneksel aşırı akım korumasından kaynaklanan sorunların üstesinden gelebilmektedir.

1.5 Tezin Kapsamı

Bu çalışma hazırlanırken, aktif dağıtım şebekelerinin korunmasında karşılaşılan zorluklar temel bir çıkış noktası olarak alınmıştır. Öncelikle, aktif dağıtım şebekelerinin yapısı incelenmiş ve karşılaşılan zorlukların sebepleri tespit edilmiştir. Ardından literatürdeki mevcut koruma yöntemleri incelenmiş ve bu yöntemlerin artıları ve eksileri değerlendirilerek yeni bir koruma yöntemi önerilmiştir. Daha sonrasında, bu koruma yöntemi örnek bir aktif dağıtım şebekesi üzerinde simülasyon ortamında test edilerek yöntemin başarısı ortaya konmuştur. Bu çalışma için izlenen adımlar aşağıda belirtilen bölümlerde ayrı ayrı incelenmiştir.

Aktif dağıtım şebekelerinin korunması: Dağıtım şebekelerinde meydana gelen arızalar sonucunda şebekede bulunan elemanlar ile arıza bölgesinin civarında bulunan canlıların zarar görmesi ihtimali bulunur. Bu sebeple arızaların hızlı bir şekilde tespit edilip giderilmesi gerekmektedir. Aşırı akım koruması dağıtım şebekelerinde meydana gelen arızaların tespiti için en sık başvurulanan yöntemdir, geleneksel şebekelerde koruma koordinasyonunu bu yöntemle sağlamak mümkün olmaktadır. Ancak, güç akışı ve üretim seviyesi değişken olan aktif dağıtım şebekelerinin hızlı ve seçici bir biçimde korunması için farklı yöntemler gerekmektedir. Bu tip şebekelerin korunması için adaptif koruma, entegre (tümleşik) koruma, ünite koruma gibi farklı yaklaşımlar ortaya konmuştur. Bu bölümde, aktif dağıtım şebekelerinin korunmasında kullanılan yöntemler detaylı olarak incelenecektir.

Elektrik şebekelerinde dengesiz arızalara ve aşırı dengesiz koşullara karşı koruma:

Elektrik şebekelerinde meydana gelen arızalar farklı tiplerde olabilmektedir. 3 fazın aynı noktadan eş zamanlı olarak kısa devre yapmasının sonucunda dengeli bir arıza meydana gelir, ancak şebekelerde bu durumla pek sık karşılaşılmaz. Arızaların birçoğunun tek veya iki faz için gerçekleştiği gözlemlenmektedir. Bu sebeple, dengesiz arızaların hızlıca tespit edilmesi önem arz etmektedir. Dengesiz arızaların tespiti için şebekedeki büyüklükleri takip eden geleneksel yöntemlerin yanında simetrik bileşenler metoduna dayalı farklı yaklaşımlar da bulunmaktadır. Bu bölümde, elektrik şebekelerinde dengesiz arızaların ve aşırı dengesiz koşulların tespiti için geliştirilen metotlar incelenecektir.

Aktif dağıtım şebekelerinin korunması için yeni bir tümleşik koruma sistemi tasarımı:

Aktif dağıtım şebekelerinin korunmasında kullanılan ünite koruma ve tümleşik koruma sistemleri, hızlı ve selektif bir koruma konusunda önemli bir görev üstlenmektedir. Bu yöntemlerin birlikte kullanılabilmesi sayesinde baradaki ve hatlardaki arızaların giderilmesi mümkün olmaktadır. Bu sistemlerin, şebekelerdeki dengesiz arızaları hızlı ve etkin bir biçimde tespit edebilen bir koruma yöntemiyle birlikte donatılması sayesinde şebekenin her noktasında meydana gelebilecek asimetrik arızalara karşı koruma sağlanabilir. Bu bölümde, aktif dağıtım şebekelerin korunması için yeni geliştirilen güç tabanlı tümleşik koruma yönteminin algoritması anlatılacaktır.

Aktif dağıtım şebekelerinin modellenmesi ve bilgisayar ortamında kurulması: Aktif dağıtım şebekeleri, dağıtım şebekesine bağlı dağıtık enerji kaynakları (DER), bu enerji kaynaklarının şebekeye bağlanmasını sağlayan transformatörler veya güç elektroniği ekipmanları, dağıtım hatları, dengeli/dengesiz yükler, baralar, ölçüm noktaları ve ekipmanları gibi birçok farklı elemandan oluşmaktadır. Aktif dağıtım şebekelerine ait simülasyonların aslına uygun bir şekilde çalışabilmesi için bu elemanların doğru bir şekilde modellenmesi gerekmektedir. MATLAB ve MATLAB'in alt uygulaması olan Simulink'in sahip olduğu "Specialized Power Systems" (Özelleşmiş Güç Sistemleri) kütüphanesi bu modellerin oluşturulması için uygun araçları içermektedir. Bu bölümde örnek bir aktif dağıtım şebekesinin modellenmesini ve MATLAB/Simulink ortamına aktarılmasını inceleyeceğiz.

Geliştirilen yeni koruma sistemine yönelik bilgisayar ortamında performans analizi:

Örnek aktif dağıtım şebekesinin bilgisayar ortamına aktarılmasından sonra tasarlanan

güç tabanlı tümleşik koruma algoritmasının arıza esnasındaki davranışlarının bu şebeke üzerinde incelenmesi mümkündür. Bu bölümde, yeni tümleşik koruma algoritmasının ve yedek koruma yaklaşımının şebekenin farklı noktalarında gerçekleşen değişik tipteki arızalara verdiği tepkiler gözlemlenecektir. Böylece, buradan elde edilen sonuçlara göre tasarlanan koruma sisteminin farklı arızalar karşısında sergilediği performans incelenecektir.

Sonuç ve öneriler: Bu bölümde, çalışma kapsamında geliştirilen güç tabanlı tümleşik koruma rölesinin performans beklentilerini hangi ölçüde karşıladığı tartışılacaktır. Rölenin performansının geliştirilmesi ve algoritmanın farklı şekillerde kullanılabilmesi için atılabilecek adımlar irdelenecektir.





2. AKTİF DAĞITIM ŞEBEKELERİNİN KORUNMASI

2.1 Giriş

Aktif dağıtım şebekeleri elektrik iletim ve dağıtım sistemlerinde ve haberleşme alanında yeni gelişen teknolojilerin şebekeye uygulanması sonucunda ortaya çıkan bir konsepttir. Bu şebekelerde:

- Dağıtık üretim tesislerindeki mikrogeneratörler ile mikroşebekedeki yüklerin beslenmesinin yanı sıra ana şebekeye güç akışı da sağlanabilmektedir.
- Dağıtık üretim tesisleri, mikroşebekeler aracılığıyla şebekeye bağlı olarak veya şebekeden bağımsız bir biçimde (ada durumunda) çalışabilmektedir.
- Yenilenebilir enerji kaynaklarının da kullanıldığı dağıtık üretim tesislerinin enerji üretimi çevre koşullarına bağlı olarak değişkenlik göstermektedir.
- Değişken enerji üretiminin dengelenebilmesi için bazı durumlarda enerji depolama ünitelerinden ve enerji kalitesini yükseltmek için kullanılan FACTS cihazları gibi ekipmanlardan faydalanılabilmektedir. Yeni bir konsept olan elektrikli araçların şarj istasyonları da enerji kalitesine katkı sağlamak için kullanılabilmektedir.
- Güneş panelleri ve rüzgâr tribünleri gibi yenilenebilir enerji kaynaklarını şebekeye bağlamak için güç elektroniği devreleri içeren ekipmanlar kullanılmaktadır.

Bütün bu kompleks yapının sonucunda şebekenin kısa devreyi besleyebilme gücü zamana ve çevresel koşullara göre farklılık gösterir, istemli veya istemsiz olarak ada durumuna geçilebilir, güç akışının yönü çift taraflı ve değişken olabilir ve güç elektroniği devreleri arızanın beslenmesini kısıtlayabilir [61,62]. Böylece, geleneksel radyal şebekelerin korunması için kullanılan yöntemler aktif dağıtım şebekesinin zorlu koşulları için yetersiz kalabilirler. Bu sebeple, aktif dağıtım şebekelerinin korunması için farklı yaklaşımlar geliştirilmiştir. Çalışmanın bu bölümünde aktif dağıtım şebekelerinin korunması için geliştirilen bu yöntemler incelenecektir.

2.2 Koruma Sistemleri

Elektrik şebekesinde kullanılan ekipmanların ve bu ekipmanların civarında bulunan insanların zarar görmemesi için güç sistemlerinde meydana gelen arızalar mümkün olduğunca hızlı bir şekilde giderilmelidir.

Elektrik şebekelerinin kurulmasının ardından ilk senelerde meydana gelen arızalar, şebekenin operasyonundan sorumlu bir ekip tarafından el kontrolü aracılığıyla gideriliyordu. Zaman içerisinde elektrik şebekelerinin gitgide gelişmesi ve arıza akımlarının genliklerinin artmasıyla beraber arızaların giderilmesi için otomatik bir sisteme ihtiyaç duyuldu [63]. Arızanın otomatik olarak giderilmesini sağlayan bu ekipmanlar sigortalar, kesiciler ve arızayı tespit eden koruma röleleridir.

IEEE koruma rölelerini "görevi, arızalı hatları, cihazları ve diğer anormal veya tehlikeli durumda olan güç sistemi koşullarını uygun devre kontrolü işlemini gerçekleştirmek için tespit etmek olan röleler" olarak tanımlar [64].

Koruma cihazları şebekedeki büyüklüklerin değişimine göre arızaları, arızalar meydana geldiklerinden sonra tespit ederler, yani önleyici bir görevleri yoktur. Rölelerin görevleri arasında arızalı bölgenin arızayı besleyebilecek kaynaklarla bağlantısını keserek şebekenin sağlıklı bölümünden izole etmek, böylece şebekenin geri kalan kısmının çalışmasına devam etmesini sağlamak, gereksiz güç kesintilerinin önüne geçmek, canlıları ve çevreyi elektrik şebekesindeki arızalardan kaynaklanan tehlikelere karşı korumak bulunur [31].

2.2.1 Koruma sistemlerinin sahip olması gereken özellikler

Koruma sistemi, elektrik enerjisinin sürekliliğinde kilit bir öneme sahiptir, bu sebeple bir koruma sisteminden çeşitli özelliklere sahip olması beklenir. Bunlar [31]:

Seçicilik: Koruma sistemi bir arıza tespit ettiği zaman sadece arızalı bölgenin şebekenin geri kalanından ayrılması gerekir, bu sebeple koruma sistemi arızalı bölgeyi doğru bir şekilde tespit etmelidir. Arızalı bölgenin doğru bir şekilde tespit edilememesi sonucunda bu bölgenin izole edilmesi gecikecektir, böylece arızanın şebekedeki elemanlara verdiği hasar artacaktır.

Güvenilirlik: Koruma sistemindeki arızayı tespit etmekle ve kesmekle görevli cihazlar koruma sisteminde meydana gelen değişimleri doğru bir şekilde takip edebilmeli ve arızaları tespit edebilmelidir. Arızanın, aşırı yüklenmenin veya herhangi bir şebeke

anomalisinin olmadığı durumda şebekede hatalı bir şekilde enerjiyi kesmemeli, sürekliliği sağlamalıdır. Koruma sistemindeki bütün ekipmanların bu özelliklerini çalışma ömürleri boyunca koruması gerekmektedir.

Hassasiyet: Elektrik şebekelerinde meydana gelen arızalar her durumda benzer özellik göstermeyebilirler. Arızanın konumu, ark empedansı, eğer toprak arızası ise toprak empedansı, şebekenin arızayı besleme gücü, şebekenin konfigürasyonu ve benzeri koşullara göre arızanın yapısı değişiklik gösterebilmektedir. Koruma sisteminin, bu şartlara rağmen, gerçekleşen herhangi bir arızayı tespit edebilmesi gerekmektedir.

Çalışma hızı: Arızanın gerçekleşmesi ile arızanın temizlenmesi arasında belirli bir süre geçmektedir, bu sürenin uzaması durumunda şebekedeki elemanlar ve şebekenin etrafındaki canlılar olumsuz yönde etkileneceklerdir. Bu sebeple, rölenin arızayı tespit etme ve açma sinyali gönderme süresi, kesicinin çalışma süresi, koruma kademeleri arasında bulunan zaman aralığı gibi gecikmelerin mümkün olduğunca az olması beklenmektedir.

Bu özellikleri uygun bir şekilde karşılayan koruma ekipmanları, koruma sisteminden beklenen görevlerin başarıyla yerine getirilmesini sağlarlar.

2.2.2 Koruma sisteminde arızayı algılama yöntemleri

Koruma elemanlarının arızaları tespit edebilmesi için elektrik şebekesindeki değişiklikleri ve anormal durumları algılayabilmesi şarttır, bu değişikliklerin algılanabilmesi için de bazı elektriksel büyüklüklerin takip ve analiz edilmesi gereklidir. Koruma röleleri korudukları ekipman ile ilgili bilgileri ölçü transformatörleri üzerinden topladıkları akım ve gerilim verileri aracılığıyla takip ederler. Koruma elemanının sahip olduğu koruma fonksiyonuna bağlı olarak analiz edilen elektriksel büyüklükler farklılık gösterir. Analiz ettikleri elektriksel büyüklüklere göre oluşturulan temel koruma fonksiyonlarını aşağıdaki başlıklarda inceleyebiliriz [65-71]:

Aşırı akım koruması: Aşırı akım durumu şebekedeki elemanlardan herhangi birinin akım taşıma kapasitesinin üzerinde bir akıma maruz kalması sonucunda meydana gelir. Aşırı akım koruma fonksiyonuna sahip röle, koruduğu elemanın üzerinden geçen akımın değeri akım eşik değeri ayarından daha yüksek bir seviyeye ulaştığı zaman devreye girer. Koruma fonksiyonunun tipine bağlı olarak rölenin kesiciye açma göndermesini ani olarak veya bir zaman gecikmesi ile gerçekleştirebilir. Bu zaman

gecikmesi sabit olarak belirlenebildiği gibi akıma bağlı olarak da değişebilir. Ayrıca, aşırı akım röleleri yön fonksiyonuna da sahip olabilmektedir, bu sayede bu röleler arızanın hangi yönde gerçekleştiğini de tespit edebilmektedirler. Aşırı akım röleleri fazlar arasında meydana gelen kısa devre durumlarını tespit edebildikleri gibi faz ile toprak arasında gerçekleşen arızaları da tespit edebilmektedirler [66-68].

Aşırı ve düşük gerilim koruması: Elektrik enerjisi ile çalışan cihazlar yalnızca belirli bir gerilim aralığında amaçlarına uygun bir şekilde çalışabilmektedir. Eğer gerilim seviyesi, belirlenen bu çalışma aralığının altına düşerse cihazlar doğru bir şekilde çalışamazlar, üzerine çıkması durumunda ise izolasyon problemleri sebebiyle hasar görebilirler. Ayrıca, güç şebekelerinde arızanın gerçekleştiği bölgede arıza akımı yükselirken, gerilim ise düşme eğilimi göstermektedir. Aşırı ve düşük gerilim röleleri elektrik şebekesinde bağlı bulundukları noktaların gerilimini takip ederek, gerilim seviyesinin belirlenen aralıkta olup olmadığını denetlerler [68,69].

Yüksek veya düşük frekans koruması: Elektrik şebekelerindeki akım ve gerilim büyüklükleri sinüsoidal bir dalga şekline sahiptir, bu dalganın frekansındaki ufak değişiklikler dahi şebekedeki elemanların çalışma karakteristiklerini oldukça etkileyebilmektedir. Şebekenin frekansı belirli sınır değerlerinin dışına çıktığı takdirde üretilen ve tüketilen güç arasında bir dengesizlik olduğu anlaşılır. Frekans röleleri şebekenin çalışma frekansını takip ederler, eğer bu frekans belirlenen aralıkta değilse normal çalışma koşullarının dışında bir durum olduğu anlaşılır. Bunun ardından, frekans seviyesinin tekrardan belirlenen değerlerin arasına geri dönmesi için gerekli koruma ve kontrol tedbirleri alınır [29,70,71].

Diferansiyel akım koruması: Kirchhoff akımlar kanunu uyarınca elektrik şebekesindeki herhangi bir noktaya giren ve aynı noktadan çıkan akımların vektörel toplamı “0” olmak zorundadır. Diferansiyel koruma röleleri de bu prensibi temel alarak çalışan rölelerdir. Korunan ekipmanın giriş ve çıkış noktalarından alınan akımın genliği ve yönü ile ilgili veriler, ilgili ekipmanda arıza gerçekleşip gerçekleşmediğinin en belirgin göstergelerindendir. Tek bir koruma bölgesini korumak amacıyla çalıştığı için bu tip korumaların geneli “ünite koruma” olarak adlandırılır [29,71].

Empedans koruması: Bu yöntemin uygulanmasında, genellikle elektrik hatlarının uzunluklarına göre koruma bölgesi belirlendiği için mesafe koruması olarak da adlandırılır. Hattın ucundan ölçüm transformatörleri aracılığıyla alınan gerilim ve akım

verisinin birbirine oranı ile hattın empedans verisinin karşılaştırılması sonucu arızanın veya senkronizasyon sorunlarının tespiti sağlanır [28,29,70].

Diğer kriterlere göre yapılan korumalar: Çeşitli arızaların varlığının ve konumunun hızlı ve doğru bir şekilde algılanabilmesi için şebekede bahsedilenlerden farklı verilerin de analiz edilmesi gerekebilir. Bu veriler ayrı bir koruma fonksiyonu oluşturmak için veya mevcut koruma fonksiyonlarını desteklemek için kullanılabilir. Böylece, şebekede meydana gelen arızaların veya anormal durumların daha seçici ve hızlı bir şekilde tespiti sağlanabilmektedir.

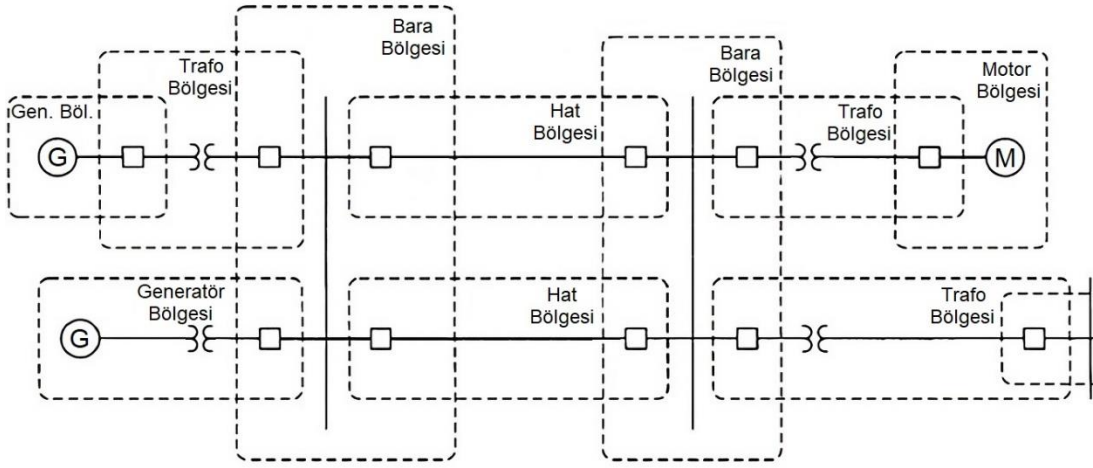
Arızalar bazı durumlarda şebekedeki dinamik yükler tarafından beslenebilir. Bu durum gerçekleştiğinde beklenmeyen yönde bir güç akışı oluşturur. Bunun sonucunda, şebekenin arızalara karşı “ters yönlü güç akışı” koruması ile korunması da mümkün olabilmektedir [29,70].

Elektrik ekipmanlarında sıcaklık, gaz basıncı, yağ akışı, yay mekanizması gibi cihazların yapısal özelliklerine ait veriler de arızanın veya anormal bir durumun habercisi olabilirler, farklı sensörlere sahip koruma cihazları ile bu verilerin takip edilmesi gereklidir [29,71].

Bunların dışında şebekeden alınan ölçümlerle belirlenen akım ve gerilim vektörlerinin farklı yöntemlerle incelenmesi şebekenin durumu hakkında fikir verebilmektedir. Asimetrik arızaların tespiti için simetrik bileşenler yöntemine göre hesaplanan negatif ve sıfır bileşen akım ve gerilim değerleri kullanılabilir. Özellikle endüktif olarak topraklanmış sistemlerde nötr hattındaki harmoniklerden arızanın tespiti mümkün olabilmektedir [28,29,71].

2.2.3 Koruma sistemlerinin genel yapısı

Bir koruma sistemi oluşturulurken öncelikli olarak koruma bölgelerinin belirlenmesi gerekmektedir. Her bir koruma bölgesi generatör, transformatör, bara, hat ve bunlar gibi güç sistemi elemanlarını ve bu elemanların bağlanmasını sağlayan kesicileri içermektedir, örnek bir şema Şekil 2.1’de gösterilmiştir. Ardından, belirlenen bölgelerde hangi koruma yöntemlerinin, nasıl bir önceliklendirme ile kullanılacağı seçilmelidir. Yukarıda bahsedilen koruma yöntemleri şebekenin durumuna ve korunan elemana göre birbirleriyle birlikte veya tek başlarına kullanılabilirler. Böylelikle koruma sistemi için temel bir yaklaşım oluşturulmuş olur. Bu yaklaşıma göre koruma röleleri ve koruma için kullanılan yardımcı elemanlar belirlenir.



Şekil 2.1 : Elektrik şebekelerinde bulunan koruma bölgeleri.

Birincil korumayı oluşturan koruma ekipmanları ve/veya fonksiyonları, ilgili koruma bölgesindeki bütün arızaların ve anormal durumların giderilmesinden öncelikli olarak sorumludur. İlgili koruma bölgesinin korunmasından sorumlu olan diğer koruma ekipmanları ve/veya fonksiyonları ise ikincil (yedek) korumayı oluşturmaktadır. Koruma yöntemine ve şebekenin yapısına bağlı olarak, bir koruma bölgesi için birincil koruma görevinde bulunan bir koruma fonksiyonu diğer bir koruma bölgesi için yedek koruma görevi üstlenebilir [72].

Koruma ekipmanları arasında bir haberleşme ağının bulunması daha nitelikli bir koruma sağlanmasında faydalı olabilmektedir. Örneğin, hatların ünite koruma yöntemleri ile korunması gibi koruma metotlarında bir haberleşme sisteminin kullanılması kaçınılmaz olmaktadır [73]. Eğer, şebekedeki haberleşme ve koruma sistemleri tek bir merkez bilgisayardan veya benzeri bir akıllı elektronik cihazdan kontrol ediliyorsa ve diğer haberleşme yetisine sahip şebeke ekipmanları da bu bilgisayarla iletişim halindeyse bu merkezi haberleşmeli bir koruma sistemi yapısına örnektir. Bu durumun aksine, eğer merkez bir bilgisayar veya akıllı elektronik cihaz bulunmuyorsa, şebekedeki koruma ekipmanları ve cihazları komşu cihazlarla doğrudan haberleşiyorlarsa bu yapı merkezi olmayan haberleşmeli koruma sistemini oluşturacaktır [74].

Herhangi bir şebeke için koruma sistemi tasarlanırken şebekenin konfigürasyonunun ve elektriksel özelliklerinin göz önünde bulundurulması gerekir. Geleneksel radyal şebekelerde hatların ve baraların korunması için aşırı akım korumasını baz alan bir koruma sistemi yeterli olabilir, ancak üretimin şebekenin birçok noktasından

gerçekleşebileceği aktif dağıtım şebekeleri daha farklı koruma yöntemlerine ihtiyaç duyabilmektedir.

Bu amaçla, koruma sistemi tasarlanırken haberleşmeden, simetrik bileşenler gibi farklı analitik yöntemlerden ve sezgisel metotlardan faydalanılabilir, farklı yaklaşımlar ile temel koruma yöntemleri birleştirilerek koruma sisteminin yetileri geliştirilebilir. Adaptif koruma sistemleri, entegre koruma yapısı ve bunun gibi yaklaşımlar bu uygulamalara birer örnektir. Önümüzdeki bölümlerde, dağıtım şebekelerinde kullanılan koruma yöntemleri ve uygulamaları ile ilgili bilgiler detaylı olarak verilecektir.

2.3 Aktif Dağıtım Şebekelerinde Kullanılan Koruma Yöntemleri

Dağıtım şebekelerinin temel amacı elektrik enerjisinin sürekliliğini olabildiğince sağlamak ve normal çalışma koşullarının dışında bir durum ile karşılaşıldığında meydana gelebilecek kesintinin boyutunu ve süresini mümkün olan en düşük seviyede tutmaktır [29]. Bütün şebekelerde çevresel şartlar ve doğa olayları sonucunda çeşitli kazalar meydana gelebilir, şebekedeki ekipmanlar bozulabilir veya operasyonel hatalar yapılabilir ve bunların bir sonucu olarak elektrik şebekesinde aşırı akım, aşırı veya düşük gerilim, frekans dengesizlikleri gibi problemler yaşanabilir [65]. Meydana gelen bütün anormal durumları engellemek veya tekrar stabil hale getirmek mümkün değildir, dağıtım şebekelerindeki koruma sistemleri bu durumlarda devreye girmekle ve arızalı bölgeyi izole etmekle görevlidir.

Bir koruma sistemi tasarlanırken uygulanacak şebekenin yapısı da dikkate alınmalıdır. Geleneksel yapıda, tek yönlü beslemeye sahip bir dağıtım şebekesi ile birçok dağıtık üretim tesisi tarafından beslenen kompleks yapıya sahip bir dağıtım şebekesinin koruma ve kontrol konusundaki ihtiyaçları farklıdır. Bu sebeple, koruma sisteminde kullanılacak koruma fonksiyonlarının iyi bir şekilde tanınması gereklidir.

2.3.1 Aşırı akım koruması

Aşırı akım koruması, elektrik şebekelerinde birincil ve yedek koruma amaçlı olarak sıklıkla karşılan bir koruma çeşididir. Elektrik şebekesindeki generatörlerin, transformatörlerin, hatların, baraların ve benzeri birçok elemanın korunmasında görev alabilirler. Aşırı akım röleleri, akım ölçen otomatik tekrar kapamalı kesiciler ve sigortalar ile bu koruma sağlanabilir [75,76].

Aşırı akım koruması fonksiyonuna sahip cihazlar, ölçüm noktalarına bağlı bulunan akım trafoları sayesinde şebekede istenilen noktanın, genellikle ekipmanların terminallerinin, akım verisini takip ederler. Eğer, bu noktadan rölenin ayarları arasında bulunan akım eşik değerinden (I_s) daha yüksek seviyede bir akım geçtiğini tespit ederlerse ani olarak veya bir zaman gecikmesi (t_d) ile birlikte kesicinin açmasını sağlarlar [77]. Röledeki zaman gecikmesi istemli olarak gerçekleştirildiği için çalışma zamanı olarak adlandırılır, bu zaman değeri önceden belirlenebilir veya bir fonksiyon yardımıyla rölenin hesaplaması sağlanabilir. Ayrıca koruma algoritması, rölenin çalışma zamanı süresince akımın eşik değerin üstünde kalıp kalmadığını kontrol ederek istenmeyen açma sinyallerinin önüne geçer [78].

Geleneksel aşırı akım rölelerini çalışma zamanlarının belirlenmesine göre üç alt grupta toplayabiliriz [79].

Ani zamanlı: Ani zamanlı aşırı akım rölelerinin çalışma zamanında bir zaman gecikmesi bulunmamaktadır. Şebekeden ölçülen akım seviyesi bu fonksiyona ait akım eşik değerini aştığı zaman koruma rölesi zaman gecikmesi uygulamadan ilgili kesiciye açması için komut gönderir. Hızlı bir şekilde devreye girdiği için sadece arıza akımının şebeke elemanlarına kısa sürede ciddi hasar verecek kadar yüksek olduğu durumlarda kullanılması tavsiye edilir.

Sabit zamanlı: Sabit zamanlı aşırı akım röleleri şebekede ayar değerinin üstünde bir akım tespit edildiğinde önceden belirlenmiş bir zaman gecikmesi ile kesicinin açmasını sağlarlar. Bu aşırı akım fonksiyonunda kullanılan zaman gecikmesi akımın seviyesinden bağımsız sabit bir değerdir. Şebekedeki akımın fonksiyonda belirlenmiş olan eşik değerini geçmesinin ardından, seçilen zaman gecikmesi boyunca şebekeden gelen akım verisi takip edilmeye devam edilir. Eğer bu değer, eşik seviyesinin (veya eşik değerin belirli bir yüzdesinin) altına inerse şebekedeki anormal durumun geçtiği veya giderildiği anlaşılır. Bu durumda, kesiciye açma sinyali gönderilmez ve fonksiyon sıfırlanarak başa döndürülür.

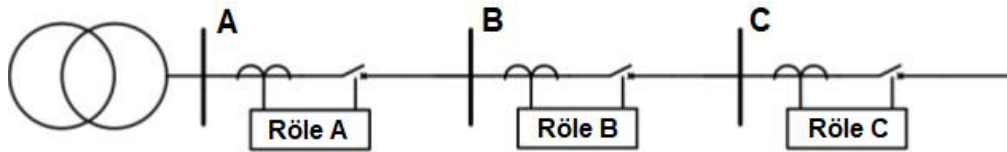
Ters zamanlı: Ters zamanlı aşırı akım röleleri, şebekede ayar değerinin üstünde bir akım tespit edildiğinde akımın niceliğine bağlı bir zaman gecikmesiyle ilgili kesicinin açmasını sağlarlar. Bu koruma fonksiyonunda akımın büyüklüğü arttıkça açma süresi de o kadar kısa olur. Ters zamanlı aşırı akım koruma röleleri için akımın büyüklüğüne bağlı olarak zaman gecikmesini hesaplayan fonksiyonun genel formülü IEEE'nin C37

ve IEC'nin 255 numaralı standartları ile belirlenmiştir [80,81]. Bu fonksiyon denklem 2.1'de gösterilmiştir.

$$t_d = \left(\frac{A}{\left(\frac{I_M}{I_S} \right)^p - 1} + B \right) * TMS \quad (2.1)$$

Bu denklemde A , p ve B zaman sabitlerini, I_M şebekeden ölçülen akım değerini, I_S röle ayarlarında belirtilen aşırı akım eşik değerini, TMS zaman ayarı çarpanını ifade etmektedir. A , p ve B sabitleri için genellikle standartlarda verilen değerler kullanılır, I_S ve TMS değerleri ise korumadan sorumlu mühendisler tarafında belirlenmektedir.

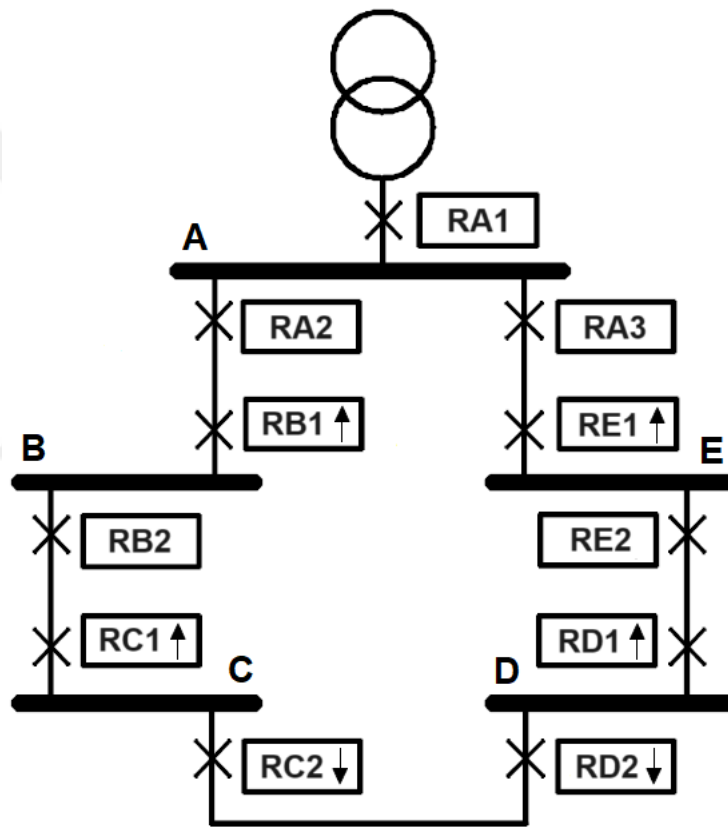
Geleneksel radyal dağıtım şebekeleri faz arızasına karşı korunurken, aşırı akımın başlangıç değerini gösteren I_S ayar değeri korunan ekipmanın dayanabileceği maksimum akım değerinden veya tam yük altında maruz kalacağı akımdan büyük olarak seçilir. Bu değer aynı zamanda birincil ve yedek koruma bölgelerinde gerçekleşebilecek bütün olası faz arızası akımlarından daha küçük olarak seçilmesi gerekir. Aşırı akım röleleri ile korunan sistemlerde korumanın koordineli bir şekilde çalışabilmesi için farklı koruma bölgelerinde bulunan röleler arasında belli bir zaman gecikmesi (t_d) bulunması gerekebilir. Örneğin, Şekil 2.2'de bulunan radyal hatta bulunan röleler incelendiğinde, C barasında bir arıza meydana gelmesi halinde kaynaktan daha uzakta bulunan B barasındaki rölenin A barasındaki röleden daha hızlı bir şekilde çalışması beklenir. Böylelikle, daha küçük bir bölge enerjisiz kalır ve daha seçici bir koruma sağlanmış olur [82].



Şekil 2.2 : Radyal şebekede dağıtım hatlarının aşırı akım rölesi ile korunması.

Aşırı akım röleleri gerek fazlar arasında meydana gelen gerekse faz ile toprak arasında meydana gelen arızaların tespiti için kullanılabilir. Normal çalışma şartlarında, sistemin toprak üzerinden tamamlanması gerektiği ve toprak arızası durumunda oluşacak direncin faz arızasında oluşacak dirençten yüksek olduğu düşünüldüğünde bu değer maksimum yük akımından daha düşük olarak seçilebilmektedir [82]. Böylece farklı fonksiyonlarla hem faz hem de toprak arızalarına karşı koruma sağlanmış olur.

Aşırı akımın büyüklüğüne ve zamana göre seçiciliğin sağlanması güç akışının çift yönlü olduğu halka tipi şebekelerde yetersiz kalmaktadır. Bu durumda aşırı akım koruması yön elemanını da kullanabilmektedir. Bu yaklaşıma göre, tespit edilen aşırı akımın akış yönü rölenin önceden belirlenen çalışma bölgesinde ise röle kesiciye açma sinyali gönderecektir, ancak çalışma bölgesinde değil ise röle devreye girmez ve açma sinyali gönderilmez. Bu sayede farklı akım yönlerinin kendi aralarında zaman koordinasyonu sağlanarak daha etkin bir koruma yapılabilir. Şekil 2.3'teki örnek şebekede aşırı akım rölesinin kapalı halka şeklindeki bir dağıtım sistemindeki hatların korunmasında nasıl uygulanabileceği gösterilmektedir [82].



Şekil 2.3 : Halka tip şebekede hatların aşırı akım rölesi ile korunması [82].

Yönlü aşırı akım koruma şemasına göre Şekil 2.3'teki şebekede gerçekleşen arızalar için RA2 ve RA3 röleleri RA1 rölesinden, RB2 ve RE2 röleleri de RA2 ve RA3 rölelerinden daha kısa bir zaman gecikmesiyle çalışması gerekir. Yönlü olarak çalışan rölelerden RB1 ve RE1 rölelerinin RC1 ve RD1 rölelerinden, RC1 ve RD1 rölelerinin RC2 ve RD2 rölelerinden hızlı bir şekilde çalışması gerekir. RC2 ve RD2 rölelerinin de RB2 ve RE2 rölelerinden hızlı çalışması gerektiği düşünüldüğünde ring şebekesindeki rölelerin açma zamanları sıralanmış olacaktır.

Görüldüğü gibi yön elemanı kullanıldığında radyal şebekeler ile birlikte ring yapısındaki şebekelerin de korunması sağlanabilmektedir. Ancak, aktif dağıtım şebekelerinin korunmasında dikkate alınması gereken başka hususlar da bulunmaktadır. Arıza akımının dağıtık üretim tesisleri ve ada durumunda çalışma sebebiyle değişken yapıda olması, rölelerin ayar değerlerinin arızayı algılamasını imkânsız bir hale getirebilmektedir. Ayrıca, korunması planlanan dağıtım sisteminin boyutu büyüdükçe, hat ve bara sayısı arttıkça koruma şemasında kullanılması gereken kademe sayısının artırılması gerekecektir. Bunun sonucunda koruma sistemi hem kompleks hale gelecek hem de daha yavaş çalışacaktır.

2.3.2 Adaptif koruma yöntemleri

Adaptif koruma sistemlerinin temelini dağıtım şebekesinin koşullarını doğru bir şekilde takip ederek herhangi bir değişim halinde şebekenin koruma ve kontrol sisteminde gerekli hamlelerin yapılmasını sağlamak oluşturur, buna röle ayar değerlerinde yapılan değişiklikler öncülük eder. Bu değişikliklere, şebekede çeşitli sebeplerle meydana gelmiş olan anahtarlama olayları sonucunda meydana gelen topolojik değişimler ile herhangi bir noktada arıza oluşması durumunda şebeke elemanlarının maruz kalacağı kısa devre akımlarında meydana gelebilecek değişimler de dahildir [30,31].

Adaptif koruma sistemlerinin kullanılması durumunda şebekedeki koruma ve kontrol fonsiyonları arasındaki ayırım azalır, kontrol sistemleri tarafından üstlenilmesi beklenen bazı görevler koruma sistemi ile birlikte gerçekleştirilir, kesicilerin tekrar kapanması veya yük atılması konusunda verilen kararlar her iki sistem için toplanan verilere dayanmaktadır. Bu sebeple, adaptif koruma sistemleri aynı zamanda geri beslemeye sahip bir kontrol sistemi olarak da düşünülebilir [31].

Adaptif koruma yöntemleri genellikle aşırı akım koruması temel alınarak tasarlanmaktadır, ancak arızanın tespitinde kullanılabilecek bütün yöntemlerin, mümkün olması halinde, adaptif olarak kullanılması da bu koruma yönteminin kapsamı dahilindedir. Ayrıca, adaptif koruma yöntemleri haberleşme sistemlerinin sağladığı avantajlardan da faydalanabilmektedir. Bu yöntemlerde, verilerin merkezi bir bilgisayarla ve/veya röleler arası paylaşılmasına sıklıkla rastlanılır. Bunun yanında, belirli bir ölçüm noktasından lokal olarak alınan ölçümlerle, haberleşme sonucunda edinilen bilgiler olmadan da adaptif koruma sağlanabilmektedir.

2.3.2.1 Haberleşme içermeyen adaptif koruma yöntemleri

Adaptif korumanın gerçekleşebilmesi için koruma sisteminin şebekede gerçekleşen ve arıza akımının özelliklerini etkileyebilecek değişimleri algılaması gerekmektedir. Haberleşme ağı kullanmayan bir adaptif koruma sistemi gerek sezgisel gerekse deterministik metotlar kullanarak bu değişimleri lokal olarak algılamaya çalışır.

Uzun yıllardan beri yapay sinir ağları içeren yöntemler mesafe rölelerinin ayar değerlerinin adaptif hale getirilmesinde kullanılmaktadırlar. Özellikle toprak bileşenindeki endüktansa bağlı kuplaj etkisi, bu bileşeni içeren arızaların ölçümlerinde hataya sebep olabilmektedir. Yapay sinir ağları ile desteklenen bir mesafe rölesi, şebekenin durumunu ve gerekli açma empedansını daha isabetli bir şekilde tespit edecektir [32-34].

Genetik algoritmalar, genellikle güç sistemlerinin tasarımındaki optimizasyon problemlerini çözmek için kullanılırlar [35]. Adaptif koruma yaklaşımında ise, aşırı akım rölelerinin ve mesafe rölelerinin kendi aralarında koordinasyonu ve farklı tip rölelerin birbirleriyle uyumlu olarak çalışması için kullanıldığı örnekler de bulunmaktadır [36,37].

Bulanık mantık içeren sezgisel algoritmalar transformatörlerin diferansiyel korunmasında güvenilirliği arttıran bir unsur olarak önerilmişlerdir. Ölçülen sinyallerdeki ve sistem yapısındaki belirsizliklerin modellenmesiyle birlikte açma kararının doğruluğu bu yöntemle birlikte değerlendirilebilir [38].

Bunun dışında bulanık mantık uzman sistemlerle birlikte birleştirilerek koruma sisteminin performansının değerlendirilmesinde ve geliştirilmesinde kullanılırlar. Röleler ve kesiciler gibi koruma elemanlarındaki arızaları ve hataları belirlemesiyle birlikte korumanın güvenilirliğini sağlarlar [39,40].

Belirtilen sezgisel yöntemlerin haricinde bazı deterministik algoritmalar da röle ayar değerlerinin belirlenmesinde kullanılmaktadır. Örneğin, hatların mesafe rölesi ile haberleşmesiz korunması amacıyla kullanılan bir yöntemde, yükün kaybedilmesi (loss of load) tekniğiyle birleştirilen mesafe rölelerinin adaptif bir hal alması sağlanmıştır. Buna ek olarak bu metot, komşu kesicilerin durumunu tespit ederek arızanın bölgesini de tahmin etmeyi amaçlamaktadır [41,42].

Bir diğerk deterministik yöntem, rüzgâr çiftliklerinde kullanılan adaptif mesafe rölelerinin ayarlarını güç sisteminin konfigürasyonuna uygun bir biçimde değiştirmeyi hedeflemektedir. Böylece, bu yöntem rüzgâr çiftliğinin üretim seviyesine göre şebeke tarafında görülen değişken empedans probleminin ortadan kaldırılmasına yardımcı olacaktır [43].

Ada durumundaki arıza akımının, şebekeye bağlı çalışma durumundaki arıza akımından çok daha az seviyede olacağını öngören bir adaptif aşırı akım koruma algoritması sayesinde, yalnızca lokal ölçümlere dayanan bir koruma gerçekleştirmek mümkündür. Bu yöntem aynı zamanda generatörlerin devreden çıktığını da algılayabilmektedir. Böylece, rölelerin ayar tablosundan uygun ayar değerlerinin seçilmesine olanak tanır [44].

Güç sisteminin Thévenin eşdeğer parametrelerini tahmin ederek bir arıza esnasında aşırı akım rölelerinin ayar değerlerinin tespiti için gerekli kısa devre akımını belirleyen bir yöntem de önerilmektedir. Bu sayede, dağıtık üretim tesislerinin durumuna bağlı olarak değişen arıza akımı belirlenerek, aşırı akım rölelerinin koordinasyonu sağlanabilmektedir [45].

2.3.2.2 Haberleşmeli adaptif koruma yöntemleri

Gelişen teknolojiyle birlikte koruma sistemlerinde haberleşme ağının önemi ve işlevi hızla artmaktadır. TCP/IP tabanlı Ethernet ağına uygun bir şekilde tasarlanmış olan IEC 61850 ve fiber kablolar ile birlikte, akıllı elektronik cihazlar arası iletişim hızlı ve güvenilir bir şekilde sağlanabilmektedir. Bu sayede, gelişmiş koruma ve kontrol fonksiyonlarının şebeke üzerinde uygulanmasına olanak tanınmaktadır [46].

Haberleşme, koruma sistemlerinde rölelerin ayar değerlerini güncellemek, arıza bölgesini doğru olarak tespit etmek ve böylece arızayı düzgün şekilde izole etmek açısından önem arz eder. Haberleşmeli koruma ve kontrol sistemlerinde, verilerin merkezi bir bilgisayarda toplanarak gerekli kararların alınması ve akıllı elektronik cihazlara iletilmesi mümkün olabilmektedir. Akıllı elektronik cihazların merkezi bir bilgisayar olmadan kendi aralarında haberleşmesi de diğerk bir çözümdür.

Merkezi haberleşme yöntemi ile adaptif koruma uygulanırken aktif dağıtım sistemindeki röleler, dağıtık üretim birimleri, kesiciler, ölçüm cihazları ve diğerk akıllı elektronik cihazlar merkezi koruma birimine bağlıdır. İncelenen bir çalışmada, koruma sistemini oluşturan aşırı akım rölelerinin arıza akımını tespit etmekte kullandıkları

ayar değerleri, şebekedeki dağıtık üretim tesislerinin ve ana şebeke kaynağının arızaya olan olası kısa devre akımı katkısına göre değişmektedir [46].

Bahsedilen çalışmada esas alınan formül, denklem 2.2’de gösterilmiştir.

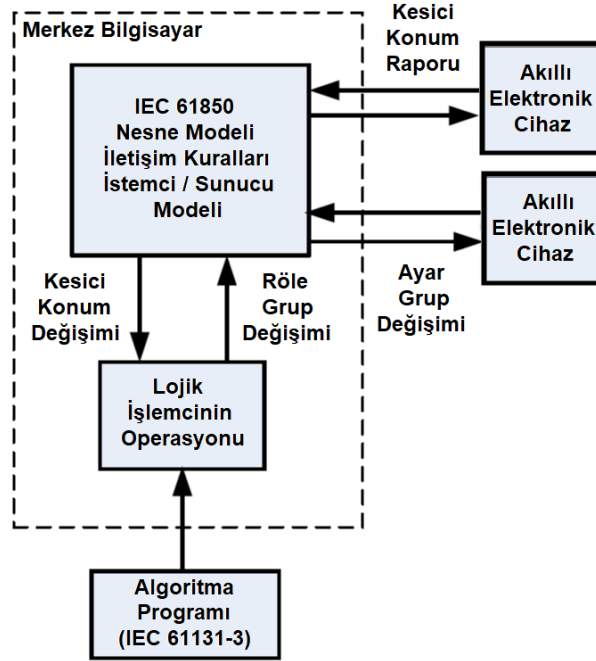
$$I_{KD} = (I_{KD_{\text{şebeke}}} * D_{\text{şebeke}}) + \sum_{i=1}^m k_i * I_{KD_{\text{der}(i)}} * D_{\text{der}(i)} \quad (2.2)$$

Bu denkleme göre, I_{KD} rölenin gördüğü kısa devre akımını, $I_{KD_{\text{şebeke}}}$ kısa devre akımına şehir şebekesinin etkisini, $I_{KD_{\text{der}(i)}}$ ise dağıtık üretim tesislerinin kısa devre akımına olan etkisini göstermektedir. $D_{\text{şebeke}}$ arızanın bulunduğu bölgenin şebekeye bağlı olarak veya ada durumunda çalıştığını, $D_{\text{der}(i)}$ dağıtık üretim tesislerinin devrede olup olmadığını gösterir. $D_{\text{şebeke}}$ ve $D_{\text{der}(i)}$ değişkenleri devrede olma veya olmama durumunu gösterdikleri için “1” ve “0” değerlerini almaktadırlar. k_i ise dağıtık üretim tesisinin arıza bölgesine göre konumunu ve uzaklığını gösteren bir katsayıdır, arıza bölgesine yakın olan dağıtık üretim tesislerinin kısa devre akımına daha fazla etki edeceği gözönünde bulundurulmuştur.

Döner makinaların arıza akımına katkısı, nominal çalışma akımlarının yaklaşık 5-6 katı olduğuna dair genel bir yaklaşım bulunmaktadır. G elektronik devreleri aracılığıyla şebekeye bağlanan yenilenebilir enerji kaynaklarının kısa devre akımına olan katkıları bu seviyede değildir. Bu üretim tesislerinin kısa devre akımına olan katkıları nominal akımlarının en fazla 1,5-2 katı kadar olabilmektedir [47]. Bu yaklaşıma göre, dağıtık üretim tesislerinin gücüne ve arıza bölgesine göre kısa devre akımına olan katkısı tahmin edilebilir ve bu sayede, adaptif koruma sisteminin çalışma algoritmasında temel değişiklikler yapılmadan yeni kurulan dağıtık üretim tesisleri şebekeye entegre edilebilir.

Bir diğer adaptif koruma yaklaşımında dağıtım sisteminin mevcut durumu gerçek zamanlı olarak analiz edilir, şebekenin topolojisindeki değişimlerden sonra simülasyonlar gerçekleştirilir ve elde edilen simülasyon sonuçlarına göre akıllı elektronik cihazların ayar grupları dinamik olarak değiştirilir [48]. Trafo merkezinde IEC 61850 tabanlı haberleşme ile tasarlanan merkezi bir bilgisayar, orta gerilim beslemesi ve dağıtık üretim tesislerindeki akıllı elektronik cihazlar ile veri alışverişi için kullanılır ve böylece kontrol ve koruma fonksiyonunu yerine getirir. Koruma ayarları konusundaki değişiklik kararı, IEC 61131-3 uyumlu programlama dilleriyle

programlanmış olan bu merkezi bilgisayara ait lojik döngüler tarafından alınır. Sistemin orta ve alçak gerilim tarafları arasındaki koordinasyonu geliştirmek için alçak gerilim koruma cihazlarının haberleşme yetenekleriyle birlikte sisteme dahil olması mümkündür. Genellikle, AG iletişim sistemi MODBUS protokolüne dayanmaktadır, ancak IEC 61850 protokol dönüşümü için MODBUS fonksiyonuna sahip bir RTU koruma sistemine entegre edilebilir. Şekil 2.4'te ilgili çalışmada önerilen adaptif koruma algoritması görülebilmektedir [48].



Şekil 2.4 : Örnek adaptif koruma algoritması [48].

Bu yaklaşıma göre farklı ayar grupları, farklı şebeke konfigürasyonlarında kullanılmak üzere tasarlanır. Bu durumlara örnek olarak, ada durumuna geçme, ana şebekeye bağlanma, dağıtık üretim tesislerinin çalışır durumda olması veya kapalı halde bulunması ile radyal ve halka şebeke durumlarına geçme gibi haller gösterilebilir. Trafo merkezi bilgisayarı ayar grupları arasında geçiş kararlarını rölelere iletir.

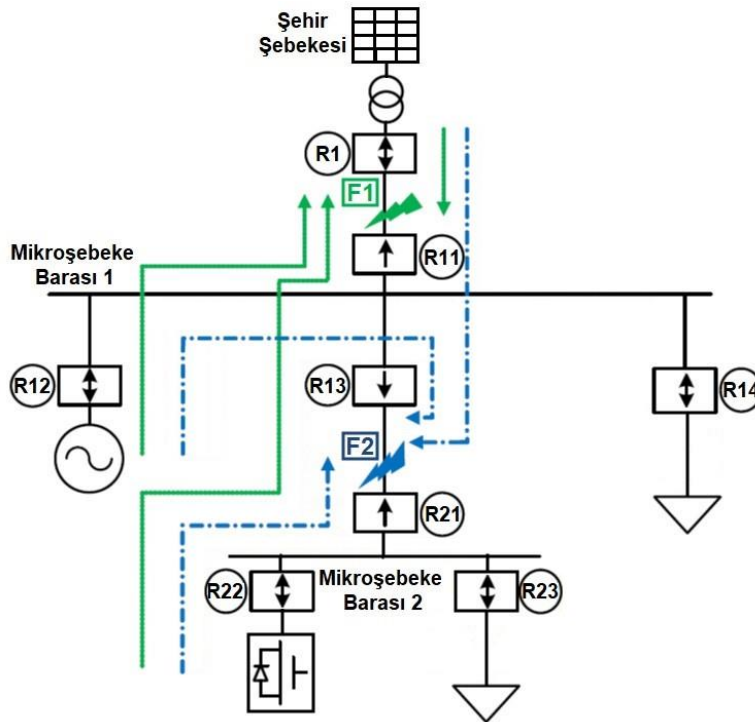
Şebeke topolojisindeki değişikliklere bağlı olarak ayar gruplarının değiştirilebilmesi için, aktif ayar grubu ve kesicinin konumunun akıllı elektronik cihazlar tarafından algoritmayı koşturan ve kontrol kararlarını veren trafo merkezi bilgisayarına bildirilmesi gerekir. Böyle bir ortamda merkez bilgisayar hem veri toplayan bir istemci hem de komut gönderen bir sunucu olarak çalışır.

Ajan temelli algoritmalar merkezi haberleşmeye sahip adaptif koruma yöntemlerinin sahip olduğu çeşitli dezavantajlar sebebiyle merkezi olmayan bir haberleşme önerir.

Merkezi haberleşmeli koruma yöntemlerinin en büyük dezavantajı, güçlü bir merkezi bilgisayara ve yüksek iletişim kapasitesine ihtiyaç duymasındır. Ayrıca, şebekenin küçük bir bölümünü ilgilendiren arızalarda bile veriler merkez bilgisayara iletilmekte, işlem ve haberleşme trafiği olmaktadır. Eğer şebekede koşullar sık olarak değişiyorsa, röle koordinasyonunun merkezi bir noktadan yapılması uygun olmayabilir [50].

Ajan temelli merkezi olmayan haberleşme içeren koruma ve kontrol yaklaşımlarında akıllı elektronik cihazlar kendi kendini kontrol etme ve mevcut çevre koşullarına göre tepki verme yeteneğine sahiptir. Aktif dağıtım şebekelerinde dağıtık üretim tesislerinin sayısı fazla olduğundan farklı üreticilere ait ekipmanların birbirleriyle uyumlu şekilde çalışmasına olanak sağlayan IEC 61850 gibi standartlaştırılmış iletişim protokollerini kullanmak önemli hale gelmektedir [51]. Ayrıca, IEC 61850 nesne modellemesinin koruma fonksiyon bloklarıyla entegrasyonu, çok ajanlı sistemlerin güç sistemlerinde ve otomasyon uygulamalarında endüstriyel olarak kullanılmasını sağlar [52].

Merkezi haberleşmeli koruma şemaları uzun, dikey ve hiyerarşik iletişim hattını kullanırken, merkezi olmayan şemalar yatay ve yüksek hızlı eşler arası (peer-to-peer) iletişimi tercih etmektedir (Şekil 2.5). IEC 61850 tabanlı nesne yönelimli trafo istasyonu olayı (GOOSE) teknolojisi, yaklaşık 0,25 döngüde (4-5 ms) iki veya daha fazla cihaz arasında mesaj alışverişi yapmak için haberleşmeyi sağlar [53].



Şekil 2.5 : Merkezi haberleşme içermeyen bir adaptif koruma sistemi [50].

Merkezi haberleşme içermeyen bir koruma sistemine örnek olarak oluşturulan aktif dağıtım şebekesi Şekil 2.5'te görülebilmektedir [50]. Bu sistemde, bir senkron generatör, bir evirici ile şebekeye bağlanan yenilenebilir enerji kaynağı, bir şehir şebekesi bağlantısı ve yükler içeren mikroşebeke bulunmaktadır. R1, R11, R12, R13, R14, R21, R22, R23 ile belirtilen noktalarda koruma röleleri bulunmaktadır. Koruma rölelerindeki oklar aşırı akım korumasının yönünü belirtir, çift ok bulunan röleler yönsüz olarak çalışmaktadır. F1, F2 ile belirtilen noktalar bu mikroşebekedeki olası arıza noktalarını gösterir, arızalarla aynı renklerle gösterilen oklar ise ilgili arızanın beslendiği yolları işaret etmektedir.

Bu mikroşebeke incelendiğinde, şebekedeki kaynaklardan evirici ile bağlanan kaynakların kısa devre akımına en az katkıyı verdiği görülebilir. Mikroşebekedeki senkron generatörlerin, evirici ile bağlanan kaynaklara göre kısa devre akımına katkısı daha fazladır. Mikroşebekedeki kısa devre akımına en büyük katkı şehir şebekesinin bağlantı noktasından gelir. Koruma rölelerine akım ayarı verilirken bu durumun hesaba katılması gerekmektedir.

Mikroşebekedeki koruma rölelerinin zaman ayarları belirlenirken en kısa gecikme süresi yük fiderlerindeki koruma rölelerine verilmektedir. Aradaki hatların ve şebeke bağlantı noktasının koruma rölelerindeki zaman gecikmesi bir kademe daha yüksek seçilir. Dağıtık üretim tesislerinin bağlantılarındaki koruma rölelerinin zaman gecikmesi ise en üst kademede olacak şekilde belirlenir.

Bu durumda, mikroşebekede belirtilen noktalarda gerçekleşebilecek arızalarda koruma sisteminin cevabı aşağıdaki gibi olur:

- *F1 arızası:* Şehir şebekesi fiderinde gerçekleşen bu arızayı R1, R11, R12, R13, R21 ve R22 röleleri görmektedir. R13 rölesi arızayı çalışma yönünün tersinde görür. R12 ve R22 rölelerinin zaman gecikmesi en üst kademededir. R11 rölesi R21 rölesine haberleşme ile blokaj gönderir. Bu durumda, R1 ve R11 röleleri öncelikli olarak devreye girecektir.
- *F2 arızası:* Mikroşebeke baraları arasındaki hatta meydana gelen arıza R1, R11, R12, R13, R21 ve R22 röleleri tarafından görülür. R11 rölesi arızayı çalışma yönünün tersinde görür. R12 ve R22 rölelerinin zaman gecikmesi en üst kademededir. R13 rölesi R1 rölesine haberleşme ile blokaj gönderir. Bu durumda, R13 ve R21 röleleri öncelikli olarak devreye girecektir.

Adaptif koruma şemaları, örneklerde görüldüğü gibi yoğun bir haberleşme trafiği içermektedir. Gerçekleşen arızalar koruma sistemindeki birçok röle tarafından algılanır ancak, seçici bir koruma sağlayabilmek için arıza bölgesindeki rölelerin öncelikli olarak çalışması gerekir. Bu koruma yöntemi ünite temelinde bir koruma sağlamadığından, doğru rölelerin çalışması için blokaj şemalarının, ayar gruplarının hazırlanması ve kapsamlı bir koruma algoritması oluşturulması şarttır. Sonuç olarak, adaptif koruma sistemlerinin oluşturulmasının kompleks bir süreç olduğu söylenebilir.

2.3.3 Ünite koruma yöntemleri

Aşırı akım koruması, arıza tespiti için akımın seviyesini ve eğer mevcutsa akımın yönünü hesaba katmaktadır, kademelendirme işlemini ise arıza akımına ve zamana göre yapmaktadır. Bu yaklaşım, aktif dağıtım şebekelerinin değişken yapısı ile karşılaştığında hem arıza tespiti hem de arızanın temizlenme süresi açısından yetersiz kalabilmektedir. Aşırı akım korumasını temel alan adaptif koruma sistemleri ise karmaşık bir yapıdadır ve yine kademelendirmede zaman gecikmesini kullanmaktadır.

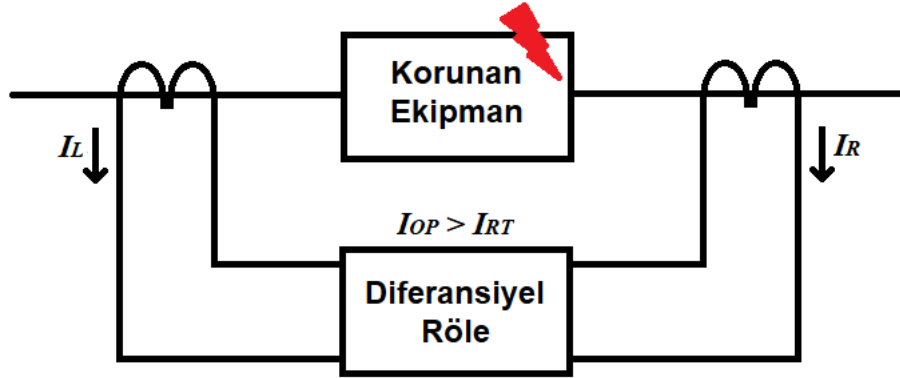
Bu yaklaşımlardaki dezavantajların aşılması için şebekedeki her bir elemanın ayrı birer ünite olarak kabul edildiği, korunan bölgenin iki ucundan alınan veriler değerlendirilerek korumanın gerçekleştirildiği ünite koruma sistemi önerilmektedir. Ünite korumanın uygulanması için akım diferansiyel koruma, yön karşılaştırmalı koruma, faz karşılaştırmalı koruma, oransal ünite koruma gibi farklı metotlar kullanılabilir [28,54,55].

Akım diferansiyel koruma: Bu koruma sistemi, koruma bölgesinin iki ucundan alınan akım ölçümlerinin karşılaştırılması esasına dayanır. Diferansiyel koruma kullanılarak arızanın tespiti için tutucu (I_{RT}) ve fark (I_{OP}) akımlarının birbirine oranlanması gerekmektedir. Fark akımı koruma bölgesine giren akımların (I_L ve I_R) fazörlerinin toplamına eşittir ve korunacak alanın içinde gerçekleşen arıza akımıyla orantılı olarak değişmektedir. Akım diferansiyel korumasının uygulanışına dair örnek bir şema Şekil 2.6'da görülebilmektedir. Tutucu akım ve fark akımı aşağıda belirtilen şekilde bulunabilir [54].

$$I_{OP} = \left| \vec{I}_L + \vec{I}_R \right| \quad (2.3)$$

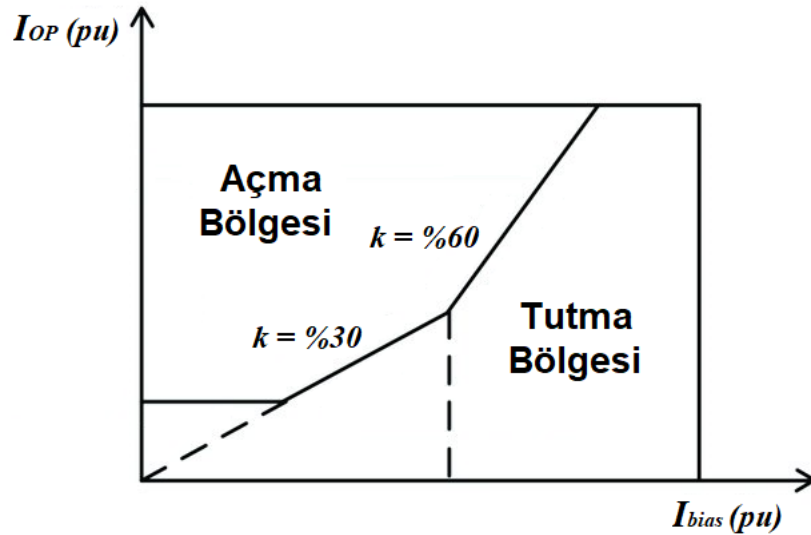
$$I_{RT} = k \left(\left| \vec{I}_L \right| + \left| \vec{I}_R \right| \right) \quad (2.4)$$

Bu denklemlerde, k genellikle 1'den küçük olacak şekilde seçilir ve diferansiyel korumanın kompanzasyon sabiti olarak nitelendirilir. Diferansiyel rölede ölçülen I_{OP} değeri, önceden belirlenmiş olan I_{RT} değerinden büyük olduğu durumda röle devreye girecektir [29].



Şekil 2.6 : Örnek akım diferansiyel koruma şeması.

Tutucu akım ile fark akımı her durumda tek bir sabit katsayı ilişkilendirilemeyebilir, farklı akım seviyeleri için farklı katsayıların kullanılması gerekebilir. Bu durumda, rölenin çalışma aralığını belirleyen eğri doğrusal bir şekilde olmaz, kırılma noktaları bulunur. Rölenin çalışma aralığını belirten düzlemin eksenleri fark akımı ve “ $k = 0,5$ ” durumu için tutucu akımı belirten sapma akımından (I_{bias}) oluşur (Şekil 2.7).



Şekil 2.7 : Akım diferansiyel koruma için çalışma bölgesi.

Akım diferansiyel koruma yöntemi, trafo ve bara gibi aynı merkez içinde bulunan ekipmanların yanı sıra hatların korunması için de kullanılabilir. Hat diferansiyel koruma yapılırken hattın başındaki ve sonundaki akım transformatörlerinden gelen

akım verisi karşılaştırılır. Hattın iki ucu arasındaki mesafe, akım verisinin doğrudan iletimi için uzun olduğundan ancak bir haberleşme devresi kullanılarak bu veriler hattın diğer ucuna gönderilebilir. IEC 61850 standardı bu haberleşmenin sağlanabilmesi gerekli fonksiyonları içerir ve röleler arasındaki senkronizasyonu sağlar. Bu yöntem, çok küçük arıza akımlarına bile duyarlı olmasından dolayı güvenilir bir koruma yöntemi olarak nitelendirilir [29].

Faz karşılaştırmalı koruma: Bu koruma yöntemi, bir hattın iki ucundan ölçülen birincil akımlar arasındaki faz açısını karşılaştırarak arızayı tespit eden bir diferansiyel koruma yöntemidir. Eğer ölçülen her iki akım da aynı fazda ise, koruma bölgesinde bir arıza görülmez. Ancak, bu iki akım arasındaki açı yaklaşık 180° ise, koruma bölgesinde arıza tespit edilir. Bu yöntemin kullanılmasında, akım diferansiyel koruması yönteminde olduğu gibi, haberleşme devresi gerekmektedir [28].

Faz karşılaştırmalı korumanın en önemli avantajı yön veya mesafe tespiti amacıyla bir gerilim ölçümü gerektirmemesidir. Bunun yanında, faz karşılaştırmalı koruma yöntemi ancak korunan hattaki arızalara karşı bir koruma sağlayabilir, bitişik veya daha uzaktaki hatlar ve ekipmanlar için bir yedek koruma sağlamaz. Ayrıca kendini yedekleyebilecek bir özelliği de bulunmaz. Bu sebeple, faz karşılaştırmalı koruma uygulandığı zaman yedek koruma amacıyla ek bir koruma fonksiyonu da kullanılmalı ve haberleşme ekipmanında sıklıkla bakım yapılarak güvenilirlik sağlanmalıdır.

Oransal ünite koruma: Bu yöntemde, hattın iki ucu arasındaki akımların oranı ile aralarındaki faz farkının karşılaştırılarak arızanın tespit edilmesi amaçlanır. Bu yöntemde arızanın tespiti için kullanılan kriterler aşağıdaki denklemlerde verilmiştir.

$$Oran = \frac{|I_L|}{|I_R|} \quad (2.5)$$

$$Açı = \angle I_L - \angle I_R \quad (2.6)$$

Bu denklemlere göre, hattın yakın ucundan alınan I_L ve uzak ucundan alınan I_R ölçümlerinde akımların birbirine oranının “1”, aralarındaki açının ise “ 180° ” olması beklenir. İdeal koşullarda, oran ve açı büyüklüklerinden en az bir tanesinin beklenen değerlerden farklı olması korunan bölge içerisinde bir arıza olduğuna işaret eder. Ancak, gerçek işletme koşullarında herhangi bir arıza olmasa bile bu değerler ideal işletme koşullarında beklenen “1” ve “ 180° ” değerlerinden farklı olabilir. Bu durum,

iletişim kanalındaki senkronizasyon hataları, rölelerin zaman gecikmeleri, hat modelindeki eksiklikler ve ölçüm transformatörlerinin yapısal karakteristiklerinden kaynaklanır. Bu sorunlardan kaynaklanan hataları göz ardı etmek amacıyla rölenin çalışma koşulları için diferansiyel düzlemde uygun çalışma aralıkları belirlenir ve bu sayede, hatalı kesintiler engellenmiş olur. Bu yöntemin geniş kapsamlı halinde arıza tespiti için aşağıdak denklem kullanılır [56].

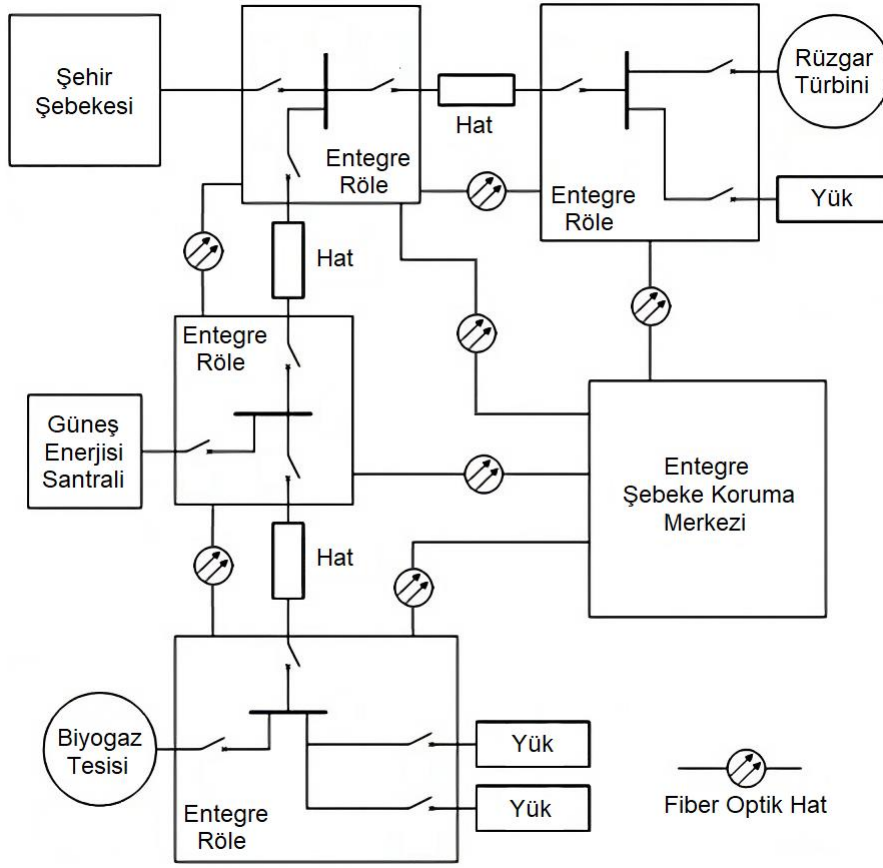
$$OF = \frac{|I_L|}{|I_R|} - (a + m(|I_L + I_R|)) \quad (2.7)$$

Bu denkleme göre, a ve m değerleri operatörler tarafından belirlenen değerlere göre ayarlanabilen değişkenlerdir. Şebekeden alınan verilere göre denklem hesaplandığında OF değeri negatif olduğu sürece hatta arıza olmadığı anlaşılır. Eğer, OF değeri pozitif olarak hesaplanırsa veya iki hattın ucundan ölçülen akım değerlerinin arasındaki açının belirlenen kriterden farklı olduğu görülürse hatta bir arıza olduğu tespit edilir.

Ünite koruma yöntemleri, ekipmanların korunmasında verilerin karşılaştırılması esasına dayandığı için aktif dağıtım şebekelerinin dinamik yapısından minimum şekilde etkilenir. Yapılan çalışmalar göstermiştir ki, ünite koruma yöntemleri aşırı akım koruma yöntemlerine nazaran hızlı ve güvenilir bir koruma sağlayabilmektedir.

2.3.4 Entegre koruma yöntemleri

Haberleşme teknolojileri ve mikrokontrolörlerde son yıllarda yaşanan gelişmeler yeni koruma şemalarının ortaya çıkmasında önemli bir rol oynamaktadır. Bu sayede, hem şebekedeki akıllı elektronik cihazlar karmaşık matematiksel hesaplamaları hızla yapabilmekte hem de haberleşmenin işlem yükü ve senkronizasyon problemleri daha kolay bir şekilde çözülebilmektedir. Böylece, koruma sistemlerinde farklı yaklaşımlara fırsat tanınmaktadır. Yeni teknolojilerin imkanlarından faydalanan bir koruma yaklaşımı olan entegre koruma sisteminde, bir merkezdeki bütün ölçüm noktalarından alınan veriler ortak bir entegre rölede veya röle sisteminde toplanır. Her bir bara için, bir gerilim transformatörü ve her hat için bir akım transformatörü şebeke bilgilerini bu röleye aktarır. Bu entegre röleler, eğer mevcutsa, merkez bir bilgisayarla ve komşu baralardaki diğer entegre röleler ile haberleşme halindedirler [58]. Aktif dağıtım şebekelerinde entegre röle sisteminin uygulanışına dair örnek bir tek hat şeması Şekil 2.8’de verilmiştir.



Şekil 2.8 : Entegre koruma sisteminin aktif dağıtım şebekesinde uygulanması.

Bu örnek sistem üzerinde bulunan entegre röleler, aşırı akım korumasını baz alan ek koruma fonksiyonlarıyla donatılmışlardır. Bu şebekede koruma sistemi üç kademede uygulanmaktadır [59].

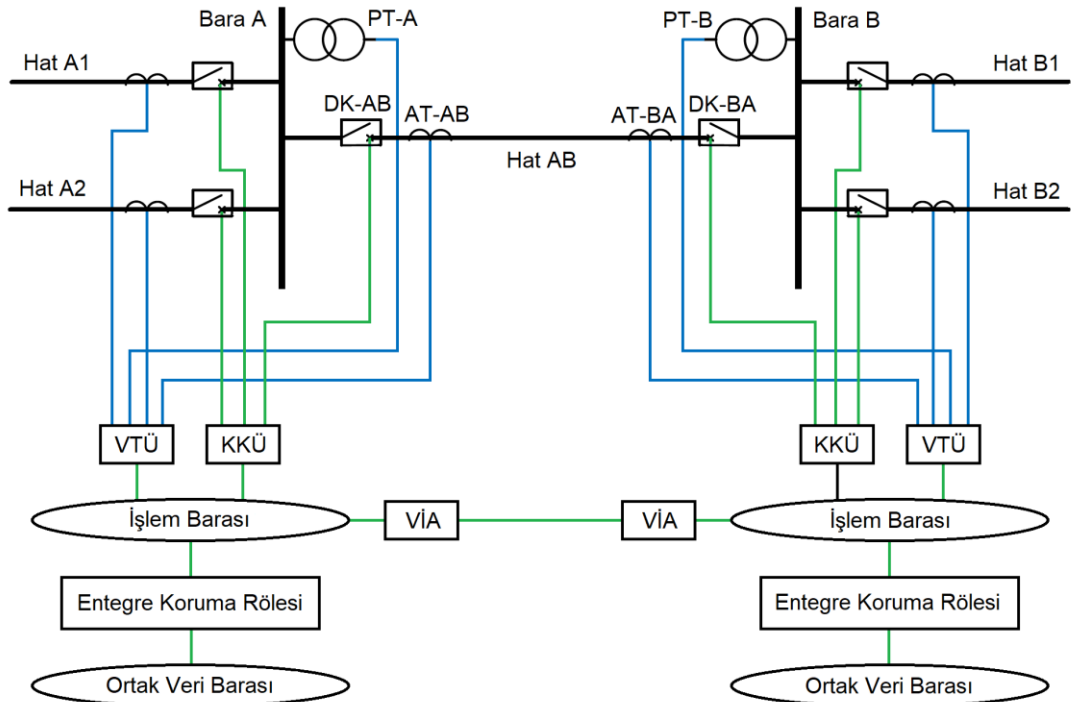
Birinci kademe koruma, aşırı akım rölelerinin, yön fonksiyonunu da kullanarak, ani zamanlı bir biçimde çalışmasıyla uygulanır. Bu durum, şebekenin kısa devre gücünün çok yüksek olduğu, ekipmanların akım taşıma kapasitelerinin yetersiz kaldığı hallerde entegre rölelerin mümkün olduğunca hızlı bir şekilde arızayı gidermesini sağlar.

Eğer entegre aşırı akım röleleri arızayı tespit eder ancak ölçülen arıza akımı değeri ani zamanlı açma için belirlenen sınırın altında kalırsa ikinci kademe koruma uygulanır. Bu kademede, arızayı tespit eden entegre aşırı akım rölesi koruduğu merkeze bağlı olan hatların diğer ucundaki komşu röleler ile iletişime geçer. Örneğin, sistemdeki bir entegre rölenin hat yönünde (baradan hatta doğru) bir arıza akımı tespit etmesi durumunda hattın diğer ucundaki röle de hat yönünde bir arıza akımı tespit ederse arızanın hatta meydana geldiği anlaşılır. Eğer hattın diğer ucundaki röle hatta bir arıza tespit etmemişse arıza başka bir ekipmanda demektir.

Üçüncü kademe koruma, birinci ve ikinci kademe korumanın tespit edilen arızayı giderememesi halinde devreye girecektir. Bu kademedeki ilgili bütün entegre röleler ve akıllı elektronik cihazlar, entegre şebeke koruma merkezi ile iletişime geçerek arıza ile ilgili toplanan bilgileri aktarırlar. Entegre şebeke koruma merkezi, toplanan bu verileri analiz ederek arızanın yerini tespit eder ve ilgili kesicilerin açmasını sağlar.

Entegre korumada aşırı akım koruması yaygın olarak kullanılmaktadır, bunun yanı sıra ünite koruma ve benzeri temel koruma yöntemleri de uygulanabilir. Entegre koruma sistemlerinde, örnekteki gibi merkezi bir bilgisayar bulunabilir veya merkezi bir bilgisayar olmadan, sadece akıllı elektronik cihazların ve entegre rölelerin haberleşmesi ile de bu sistemler kurulabilir. Her iki yaklaşımda da cihazlar arası haberleşme büyük önem arz eder.

Diğer haberleşme kullanan koruma yöntemlerinde olduğu gibi entegre koruma yönteminde de haberleşme sisteminin hızı ve kabiliyetleri de korumanın performansını etkilemektedir. IEC 61850 standardı entegre rölelerden ve akıllı elektronik cihazlardan oluşan bir koruma sistemi için uygun bir platform oluşturacaktır. IEC 61850 destekli cihazlardan oluşan bir entegre koruma sistemi için örnek bir haberleşme mimarisi Şekil 2.9’da verilmiştir [56,59].



Şekil 2.9 : Entegre koruma sistemi için örnek bir haberleşme mimarisi.

Bu mimariye göre, her bir bara için baradan alınan gerilim verisiyle birlikte baraya bağlı her bir hattın alınan akım verisi *PT* ile gösterilen gerilim trafosu ve *AT* ile gösterilen akım trafosu ile veri toplama ünitesine (VTÜ) aktarılır.

Her barada bir adet bulunan veri toplama ünitesi ölçüm trafolarından alınan analog sinyalleri veya transdüserlerden gelen dijital sinyalleri IEC 61850 standardına uygun mesajlar haline getirerek işlem barasına iletir.

İşlem barası, VTÜ tarafından gönderilen verileri entegre koruma rölesine aktarır. Entegre koruma rölesi, kendi koruma algoritmasına uygun bir şekilde verileri değerlendirir ve eğer arıza durumu tespit edilirse bir “açma işareti” oluşturulur. Bu işaret işlem barası aracılığıyla kesici kontrol ünitesine (KKÜ) gönderilerek kesicinin açması sağlanır.

İşlem barasının bir diğer görevi komşu barada bulunan işlem barası ile iletişime geçerek veri alışverişi yapmaktır. Böylece, hattın bir ucundaki akım, gerilim ve akım yönü gibi bilgiler hattın diğer ucuna veri iletişim arayüzü (VIA) aracılığıyla hızlıca ulaştırılır. Ayrıca, baradaki koruma rölesi tarafından kesiciye gönderilen işaretler ve kesici ile ilgili veriler de komşu baradaki koruma rölesine aktarılabilir. Bu sayede, koruma röleleri komşu baralarda meydana gelen herhangi bir anormal durumdan haberdar olurlar.

Entegre koruma rölesi, arıza durumuna müdahale etmek ve komşu rölelerle birlikte karar alabilmek için işlem barasıyla iletişim halindedir. Şebekenin işletilmesi ve SCADA sistemi ile ilgili bilgileri ise ortak veri barasına aktarır. Ortak veri barasındaki veriler bir insan makine arayüzü (HMI) yardımıyla okunabilir.

Haberleşme altyapısının doğru bir şekilde tasarlanması modern koruma rölelerinin sahip oldukları gelişmiş fonksiyonların etkin bir biçimde kullanılabilmesine olanak sağlar. Detaylı bir mimariye sahip olan IEC 61850 haberleşme standardı, ünite ve entegre koruma gibi aktif dağıtım şebekelerinin koruma ile ilgili sorunlarının üstesinden gelebilecek yöntemlere uygun bir altyapı oluşturur. Bu sebeple, bu çalışma kapsamında ünite ve entegre koruma sistemlerinin başlıca özelliklerine sahip, IEC 61850 standardını kullanan bir koruma yöntemi önerilmiştir. Bu koruma yöntemi, sonraki bölümlerde detaylı olarak anlatılmıştır.

3. ELEKTRİK ŞEBEKELERİNDE DENGESİZ ARIZALARA VE AŞIRI DENGESİZ KOŞULLARA KARŞI KORUMA

3.1 Giriş

Uzun yıllardan beridir elektrik şebekeleri 3 fazlı olarak tasarlanmaktadır ve bu fazlar birbirleriyle bir denge içerisinde çalışmaktadırlar. İdeal bir şebekedeki gerilim ve akım vektörlerinin büyüklükleri her bir faz için birbirine eşittir ve her iki faz arasında 120 derecelik bir açı farkı bulunmaktadır. Bu şartlar altında elektrik şebekeleri stabil, güvenilir ve verimli olarak çalışırlar. Ancak, ideal şartların sağlanması her zaman mümkün olmamakta ve çeşitli sebeplerden dolayı şebekede dengesizlikler meydana gelebilmektedir. Bu dengesizliklerin tespit edilmesi ve giderilmesi koruma ve kontrol sistemlerinin öncelikli görevleri arasında yer alır.

Güç sistemleri, sanayileşmiş ve gelişmiş toplumların en önemli yapı taşlarından birisidir. Ancak bu sistemler gerçekleşebilecek arızalara karşı oldukça hassastır, çeşitli iç veya dış etmenler sebebiyle ekipmanların biri veya birkaçı birden devre dışı kalabilir. Bu durumda istenmeyen elektrik kesintileri ve dolayısıyla üretim kayıpları meydana gelerek şirketlere ve kurumlara zarar verebilmektedir.

Güç sisteminde arızalara sebep olan faktörlerden biri eskiyen ekipmanlardır. Zamanla, güç ekipmanlarında kullanılan malzemeler bozularak arıza ihtimalinin artmasına ve sistem güvenilirliğinin azalmasına sebep olurlar. Özellikle eskimiş transformatörler, yapısı bozulmuş yalıtkanlar ve mekanik aksamı eskiyen kesiciler arızalanmaya yatkındır. Bu ekipmanların doğru bir şekilde çalışmaya devam edebilmesi için düzenli bakım ve testler yapılmalı, eğer gerekliyse, ekipman değiştirilmelidir [83].

Her sistemde ve yapıda olduğu gibi güç sistemlerinin kurulmasında ve işletilmesinde insan faktörü önemli bir yer tutar. Güç sistemlerinin tasarımı, inşası, işletimi ve bakımı sırasında meydana gelen insan kaynaklı hatalar arızalara sebebiyet verebilir. Elektrik kesintilerinin önemli bir kısmı yanlış konfigüre edilmiş sistemler, bakım prosedürlerindeki eksiklikler ve yetersiz eğitime sahip personel gibi sorunlardan kaynaklanmaktadır [84].

Güç sistemlerinde birçok eleman kapalı bir bölgede bulunmakta ve çevresel koşullardan etkilenebilmektedir. Elektrik şebekesinde meydana gelen arızaların bir bölümü, havai hatların bir fazının yıldırıma maruz kalması, ağaçların devrilmesi sonucu hatlardan birinin kopması, rüzgâr sebebiyle iki fazın birbirine veya çevredeki bir cisme temas etmesi gibi çevresel faktörlerden kaynaklanır. Bunların yanında, hatların ve diğer ekipmaların üzerinde biriken buzlar ve aşırı soğuk hava da arızalara sebebiyet verebilmektedir.

Elektrik şebekelerinde meydana gelen arızalar incelendiğinde, %70 ile %80 arasında tek faz toprak arızası, %10 ile %17 arasında iki faz toprak arızası, %8 ile %10 arasında faz faz arızası, %2 ile %3 arasında üç faz arızası meydana geldiği görülmektedir [29]. Bu arıza tiplerinden yalnızca üç faz arızasının ardından şebekede dengesizlik oluşmaz, diğer arıza tipleri asimetrik arızalar olup herbiri birer dengesizlik kaynağıdır.

Elektrik şebekelerinde meydana gelen dengesizliklerin asimetrik arızalar dışında sebepleri de bulunmaktadır. Bu sebeplerin başında tek fazlı yüklerin fazlar arasında eşit olarak dağıtılmaması gelmektedir, bunun sonucunda gerilim ve akımda dengesizlik oluşabilmektedir [85]. Bunun yanı sıra, değişken güç üretimine sahip dağıtık üretim tesisleri de şebekelerde dengesizlik meydana getirebilirler, enerji yönetiminde kullanılan kontrol mekanizmaları bu dengesizliğin azaltılmasında önemli bir görev üstlenirler [86].

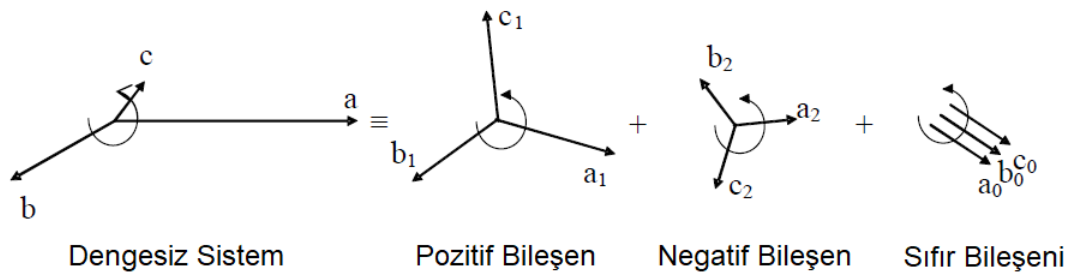
Elektrik şebekelerinde oluşan dengesizlikler birçok olumsuz etkiyi de beraberinde getirmektedir. Dengesiz yüklenme sonucu oluşan gerilim dengesizliği, motor, transformatör ve kapasitör gibi ekipmanlarda elektriksel strese sebep olabilmektedir. Gerilim dengesizliği aynı zamanda motorlarda eşit olmayan tork üretimine sebep olur, bunun sonucunda motorun çalışma ısısı artar ve verimi düşer. Bunların yanı sıra, akım dengesizliği sonucu dağıtım şebekelerindeki iletkenler farklı seviyelerde akım taşımaya başlarlar, böylece bu iletkenler termal olarak aşırı yüklenmeye maruz kalabilirler [85,86].

Dengesizliğin oluşturduğu bu koşullar sonucunda, elektriksel ekipmanlarda erken aşınmalar meydana gelebilir, ekipmanların ve şebekenin verimi düşebilir, ekipmanlar bozulabilir ve arızalar meydana gelebilir. Bu sebeple, elektrik şebekesini kapsamlı bir şekilde takip ederek dengesizlikleri tespit etmek, ardından kontrol ve koruma sistemleri yardımıyla dengelemek veya gidermek şarttır.

3.2 Simetrik Bileşenler Yöntemi

Tamamen dengeli bir üç fazlı elektrik şebekesinin analiz edilmesi oldukça kolay olacaktır, çünkü herhangi bir faz için hesaplanan gerilim ve akım vektörleri diğer fazlar için de 120 derecelik bir açısal fark göz önünde bulundurularak hesaplanabilir. Ancak önceki başlık altında da bahsedildiği gibi birçok değişik faktör şebekede dengesizlik oluşturabilmektedir, bu durumda dengesiz bir şebekenin analizinin yapılabilmesi için farklı bir yaklaşım gerektiği görülür.

Üç fazlı şebekelerin dengesizlik durumu analizi için 1918 yılında Fortescue tarafından ortaya konmuş olan simetrik bileşenler yöntemine başvurulur [87]. Simetrik bileşenler yöntemi üç fazlı dengesiz bir sistemi tek fazlı fazör kümelerine dönüştürür, bu sayede arıza analiziyle ilgili hesaplamalar kolaylaşmaktadır. Bu fazör kümeleri pozitif, negatif ve sıfır bileşenler olarak adlandırılırlar. Şebekede meydana gelen bir arıza veya dengesiz durum bu bileşenler ile takip edilebilmektedir, herhangi bir durum için bu üç bileşen hesaplandığında bir dönüşüm yardımıyla tekrar fazör değerler bulunabilir [88]. Bu bileşenlerin dengesiz bir 3 fazlı sistemde oluşumu Şekil 3.1’de gösterilmiştir.



Şekil 3.1 : Dengesiz bir sistemde oluşan simetrik bileşenler.

Herhangi bir fazör büyüklük simetrik bileşenlere dönüştürülebilir, bunun için aşağıdaki dönüşüm matrisini uygulamak yeterli olmaktadır.

$$\begin{bmatrix} I_0 \\ I_1 \\ I_2 \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & \alpha & \alpha^2 \\ 1 & \alpha^2 & \alpha \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_A \\ I_B \\ I_C \end{bmatrix} \quad (3.1)$$

Bu denklemde I_0 , I_1 ve I_2 ile gösterilen ifadeler sırasıyla akım için sıfır, pozitif ve negatif bileşenleri ifade etmektedir. Denklemdeki α ifadesinin değeri $1 \angle 120$ olarak kabul edilir. I_A , I_B , I_C ifadeleri de akımın fazör değerleridir. Akım için gösterilmiş olan bu ifade gerilim için de uygulanabilir. Yukarıdaki dönüşüm matrisinin çarpım işlemi gerçekleştirildiğinde aşağıdaki denklemler elde edilir.

$$\begin{aligned}
I_0 &= \frac{1}{3}(I_A + I_B + I_C) \\
I_1 &= \frac{1}{3}(I_A + \alpha I_B + \alpha^2 I_C) \\
I_2 &= \frac{1}{3}(I_A + \alpha^2 I_B + \alpha I_C)
\end{aligned} \tag{3.2}$$

Benzer bir şekilde simetrlili bileşenler de fazör değerlere dönüştürülebilirler.

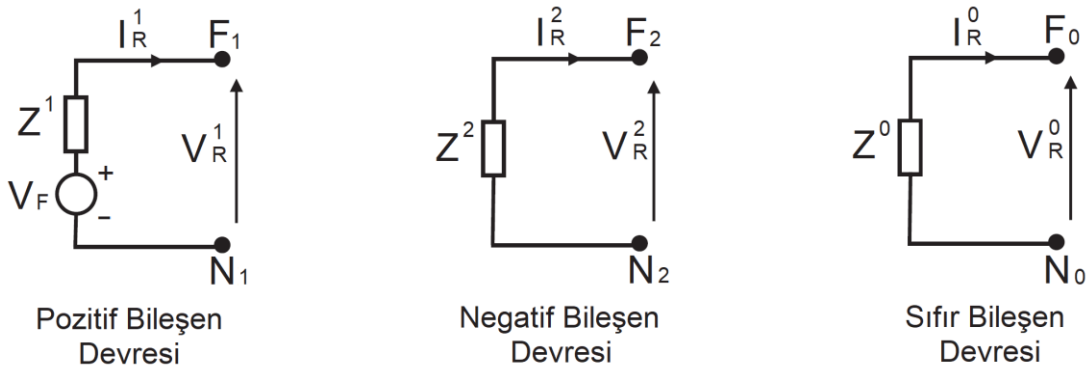
$$\begin{bmatrix} I_A \\ I_B \\ I_C \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & \alpha^2 & \alpha \\ 1 & \alpha & \alpha^2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_0 \\ I_1 \\ I_2 \end{bmatrix} \tag{3.3}$$

Bu dönüşüm matrisinin çarpma işlemi sonucunda aşağıdaki denklemler elde edilir.

$$\begin{aligned}
I_A &= I_0 + I_1 + I_2 \\
I_B &= I_0 + \alpha^2 I_1 + \alpha I_2 \\
I_C &= I_0 + \alpha I_1 + \alpha^2 I_2
\end{aligned} \tag{3.4}$$

Bu formüller “A” fazının referans olarak alındığı ve faz sırasının “ABC” şeklinde uygulandığı sistemler için geçerlidir, diğer yaklaşımlar için denklemlerde değişiklikler yapmak gerekebilir. Bu formüllerden elde edilen değerler kullanılarak tek faz toprak, iki faz toprak, faz faz ve üç faz arızalarının analizi yapılabilmektedir [89].

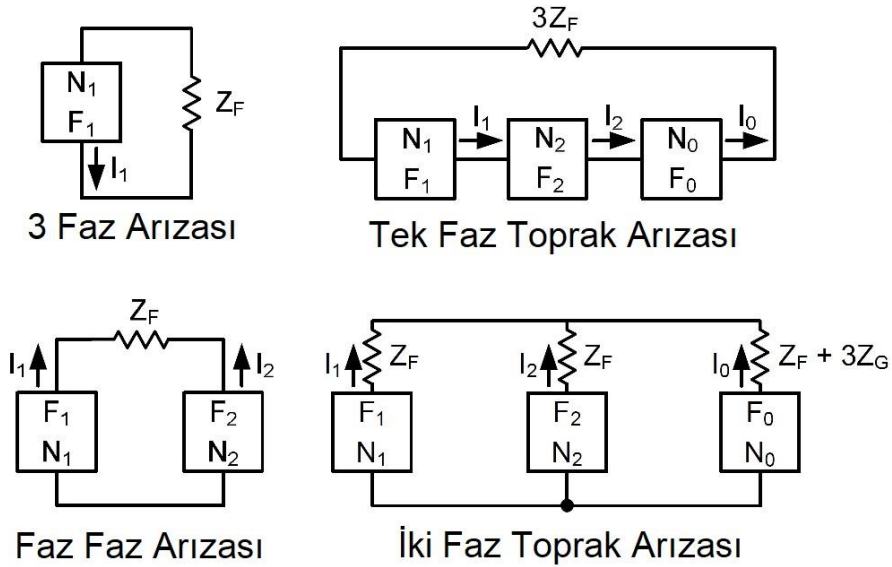
Fazörler kullanılarak elde edilen bileşenlerin her birinin ayrı birer tek fazlı şebeke oluşturduğu kabul edilir. Bu durumda, her bir bileşen şebekesinin kendilerine ait ekipman gerilimleri, akımları ve empedansları bulunur. Böylece, aynı tek fazlı şebekelerde olduğu gibi, her bir şebekenin Thevénin eşdeğeri bulunabilir (Şekil 3.2).



Şekil 3.2 : Simetrlili bileşenler için Thevénin eşdeğer devreleri [89].

Şekil 3.2’de gösterilen eşdeğer devrelerde görüldüğü üzere gerilim ve akım kaynakları yalnızca aktif olarak kabul edilen pozitif bileşene ait şebekede kullanılır. Yukarıda görülen şekillerde F ile belirtilen noktalar şebekede dengesizliğin olduğu noktayı gösterir, N ile belirtilen noktalar ise F noktalarına denk gelen nötr karşılıklarıdır. Bu noktalara göre bileşen devreleri için empedanslar hesaplanır. Devreler oluşturulurken trafo bağlantı tiplerinin sıfır bileşen devresindeki gösterimine dikkat edilmelidir [29].

Oluşturulan bu eşdeğer devreler dengesiz arızanın meydana geldiği noktalar üzerinden arızanın tipine bağlı olarak birbirlerine bağlanırlar. Bu bağlantı sonucu oluşan şebekede yapılan hesaplamalar sonucunda şebeke elemanları için akım ve gerilimin pozitif, negatif ve sıfır bileşenleri hesaplanabilir. Hesaplanan bu bileşenler denklem 3.2’deki formüller kullanılarak fazör değerlere dönüştürülür. Farklı arıza tipleri için oluşan şebekeler Şekil 3.3’te verilmiştir.



Şekil 3.3 : Farklı arıza tipleri için bileşenlerin oluşturduğu şebekeler [89].

Yukarıdaki şekilde görüldüğü üzere bazı tip arızaların hesaplanması için bütün bileşen devrelerinin hesaba katılması gerekmez. Üç fazlı bir arıza, sistemde herhangi bir dengesizlik oluşturmaz bu sebeple dengesizlik sonucu oluşan negatif ve sıfır bileşen devrelerinin kullanılmasına gerek yoktur. Toprak teması bulunmayan faz faz arızası için oluşturulan bileşen şebekesinde sıfır bileşeni kullanılmasına gerek yoktur, arızanın meydana geldiği noktalardan yalnızca pozitif ve negatif bileşen devreleri birbirine bağlanır. Tek faz toprak arızası esnasında fazlar birbirine değmezler, bu sebeple bileşen devreleri faz noktaları diğer bileşenin nötr noktalarına denk gelecek şekilde seri olarak bağlanır.

Simetrik bileşenler yöntemi, elektrik şebekelerinde meydana gelen dengesizlik durumlarının ve asimetrik arızaların analiz edilmesinde başvurulan en temel yöntemdir. Bu yöntem yardımıyla elde edilen simetrik bileşenler, koruma ve kontrol sistemlerinde dengesizliklerin ve arızaların tespit edilip giderilmesi için kullanılmaktadır. Böylece, simetrik bileşenleri takip eden farklı koruma rölelerinin tasarlanması mümkün olmuştur. Simetrik bileşenlerle ilgili detaylı bilgi edinmek için [87-91] referansları ile belirtilen kaynaklar incelenebilir.

3.3 Elektrik Şebekelerinin Dengesiz Durumlara Karşı Korunması

Elektrik şebekelerinde, önceki bölümlerde de bahsedildiği üzere, çeşitli sebeplerden dolayı dengesizlik oluşabilmektedir. Sistemdeki dengesizliğin tamamen ve sürekli olarak ortadan kaldırılması mümkün değildir. Ancak, dengesiz durumlar takip edilerek sistemdeki ekipmanlara zarar verebilecek bir seviyeye ulaşmadan önlem alınabilir.

IEC tarafından yapılan tanıma göre, dengesizlik faktörü, şebekeden alınan ölçümlerle hesaplanan negatif bileşenlerin pozitif bileşenlere temel frekanstaki yüzdesel oranıdır [92]. Bu tanım hem gerilim hem de akım dengesizlik faktörlerinin bulunması için geçerlidir. Bu faktörlerin hesaplanması için kullanılan formüller aşağıdaki denklemlerde verilmiştir [92].

$$\begin{aligned} \% u_{uf} &= \frac{|u^-|}{|u^+|} * 100 = \frac{|u_a + a^2 u_b + a u_c|}{|u_a + a u_b + a^2 u_c|} * 100 \\ \% i_{uf} &= \frac{|i^-|}{|i^+|} * 100 = \frac{|i_a + a^2 i_b + a i_c|}{|i_a + a i_b + a^2 i_c|} * 100 \end{aligned} \quad (3.5)$$

Denklemlerde $u_a, u_b, u_c, i_a, i_b, i_c$ sırasıyla farklı fazlardaki gerilim ve akımları, u^-, u^+, i^-, i^+ sırasıyla gerilimin ve akımın negatif ve pozitif bileşenlerini, $\%u_{uf}$ ve $\%i_{uf}$ ise sırasıyla yüzdelik gerilim ve akım dengesizlik faktörünü göstermektedir.

Bu faktörlerden $\%u_{uf}$ değerinin kararlı çalışma durumunda %3'ün altında kalması beklenmektedir, bir arıza durumunda ise bu oran %100 seviyesine kadar çıkabilir. Elektrik makinelerinde ise gerilimde gözlemlenen %1 oranındaki dengesizlik akım faktörüne %5-6 oranında tesir eder [93]. Hem akım faktörü hem de gerilim faktörü şebekenin işletimi açısından takip edilir, ayrıca çeşitli koruma ve kontrol fonksiyonlarında etkin olarak kullanılmaktadır.

3.3.1 Akım dengesizliği koruması (ANSI 46)

Akımın negatif bileşenindeki değişimin gözlemlenmesi sonucu şebekedeki dengesizlik durumlarının ve asimetrik arızaların tespit edilmesi mümkündür. Faz faz, faz toprak ve iki faz toprak arızalarında negatif bileşen akımı önemli bir ölçüde artmaktadır. Ayrıca, şebekedeki aşırı dengesizlik durumları hem şebekenin verimli bir şekilde kullanılmasını önler hem de şebekedeki generatörlerin ve motorların sargılarında aşırı ısınmaya ve mekanik strese sebep olarak bu ekipmanlara zarar verebilir ve/veya nominal güçlerinde çalışmalarını önüne geçer [93,94].

Bu koşulları tespit edebilmek için tasarlanan akım dengesizliği koruması (ANSI 46) elektrik makinalarındaki aşırı dengesizlik durumlarını tespit ederek zamana bağlı veya ani bir şekilde giderilmesini sağlar. Buna ek olarak, iletken kopması gibi fazın tamamen kesildiği, bir veya iki fazın kesici veya ayırıcı bağlantılarının koptuğu durumları tespit edebilirler. Şebeke topraklaması olarak doğrudan topraklama tercih edilmiş ise toprak arızalarının tespitinde de etkilidirler [94]. Bu koruma röleleri, denklem 3.6'da gösterilen formüle göre çalışmaya başlarlar.

$$\% I_f = \frac{|I^-|}{|I^+|} * 100 \geq \% I_s \quad (3.6)$$

Bu formülde, $\% I_f$ yüzdesel akım dengesizliğini, I^- ve I^+ sırasıyla negatif ve pozitif akım bileşenini, $\% I_s$ ise rölenin yüzdesel akım dengesizliği için eşik değerini belirleyen ayar değerini gösterir. Bu ayar değeri seçilirken gerilimdeki %1 dengesizliğin akımda %5-6 civarı bir dengesizlik gerçekleştireceği dikkate alınır ve genellikle %5 ile %10 arasında bir değer seçilir. Rölelerde yüzdesel akım dengesizliği hesaplanırken anlık bir I^+ değeri yerine korunan ekipmanın nominal akım değeri (I_b) veya akım taşıma kapasitesi de seçilebilir [93]. Şebekedeki akım dengesizliği tespit edildikten sonra aşağıda belirtilen formül kullanılarak açma zamanı hesaplanır.

$$t_{op} = K * \left(\frac{I_b}{I^-} \right)^2 \quad (3.7)$$

Bu denklemde, t_{op} rölenin açma süresini gösterir, K ise zaman sabiti olarak kullanılır. K değeri bu koruma fonksiyonu için genellikle “5” ile “40” arasında seçilir. Bu koruma röleleri, şebeke ekipmanlarının dengesiz durumlarda aşırı ısınmasına karşı uzun bir zaman gecikmesine sahip bir koruma sağlar. Ayrıca, iletken kopması gibi fazın

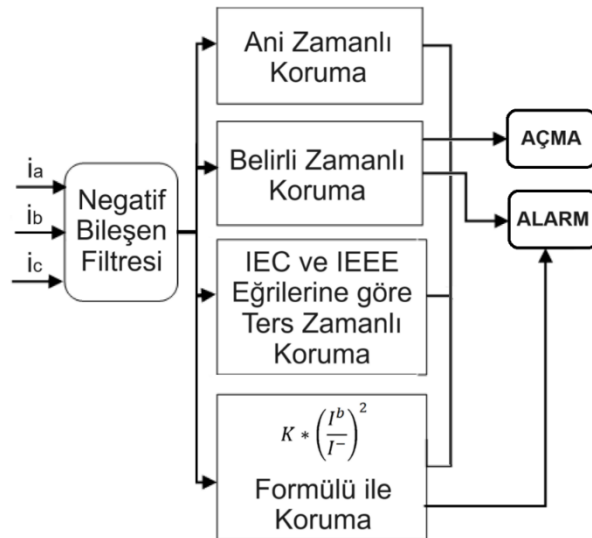
kaybedilmesine sebebiyet veren durumlarda ani zamanlı veya belirli zamanlı olarak da kullanılabilirler.

3.3.2 Negatif bileşen aşırı akım koruması (ANSI 50Q / 51Q / 67Q)

Bir faz faz arızası gerçekleştiği zaman aşırı akım rölesinin faz koruması ayarlarının bu arızayı tespit etmesi beklenir. Ancak, bu ayar belirlenirken yük akımlarının da hesaba katılması gereklidir, özellikle uzun hatların uzak uçlarında gerçekleşen arızalarda yük akımı ile arıza akımının birbirine yaklaşması sebebiyle bu arızaların tespiti zorlaşmaktadır. Faz faz arızalarının genellikle 3 faz arızalardan daha düşük bir kısa devre akımına sahip olduğu da düşünüldüğünde aşırı akım rölelerinin bu arızalarda hassasiyet problemi yaşayabileceği göz önünde bulundurulmalıdır [95].

Aşırı akım koruma fonksiyonunun, özellikle faz faz arızalarına karşı, hassasiyetini arttırmak için akımın negatif bileşenine başvurulmaktadır. Negatif bileşen aşırı akım koruması için, aşırı akım korumasında olduğu gibi, dengeli yüklerden kaynaklanan yük akımının hesaba katılmasına ihtiyaç duyulmaz. Bu sayede, ayar değeri için daha düşük bir akım seviyesi seçilebilir, böylece, hem koruma sistemi arızaya daha hızlı bir şekilde müdahale eder hem de korumanın hassasiyeti artmış olur [95].

Negatif bileşen aşırı akım koruma fonksiyonunun yapısı aşırı akım koruması ile oldukça benzerlik gösterir. Aşırı akım korumasında olduğu gibi ani zamanlı, belirli zamanlı ve ters zamanlı olmak üzere farklı zaman gecikmelerine sahip çeşitleri bulunmaktadır (Şekil 3.4). Ayrıca, bu koruma yönteminde de akımın negatif bileşeninin yönüne bağlı olarak yön seçiciliği de uygulanabilmektedir.



Şekil 3.4 : Negatif bileşen aşırı akım koruması çeşitleri [95].

Negatif bileşen aşırı akım korumasının akım ayar değeri belirlenirken dengesiz yüklerin hesaba katılması gerekmektedir. Ayrıca, arızanın doğru bir şekilde tespiti için mevcut durumdaki akımın pozitif bileşenine kıyasla çok küçük olarak seçilmemesine dikkat edilmelidir, küçük seçilen değerler ölçüm trafosundan kaynaklanan sorunlarla da karşılaşılmasına sebep olabilir [96].

3.3.3 Dengesiz durumlara karşı koruma için kullanılan diğer yöntemler

Şebekede gerilimde meydana gelen dengesizlikler akımda yüzdesel olarak daha büyük bir dengesizliğe sebep olduğu için akım dengesizliğini takip eden röleler arızaları hızla tespit edebilmektedir. Ancak, bir fazın tamamen kaybedilmesi, faz sırasının yanlış olarak bağlanması gibi dengesizliği büyük oranda etkileyebilecek ve ekipmanların ciddi bir şekilde zarar görmesine sebebiyet verebilecek kritik durumlara hızlı bir şekilde müdahale edilebilmesi için gerilim dengesizliği koruması (ANSI 47) da yardımcı bir koruma yöntemi olarak kullanılmaktadır [97]. Genellikle, şebekede ölçülen yüzdesel gerilim dengesizliği faktörünün %5 ile %15 arasında bir değeri aşmasının ardından devreye girmektedir.

Generatörlerin korunması, şebekenin sürekliliği ve kararlılığı açısından oldukça hassas bir konudur, generatörlerin korunmasında birçok farklı koruma fonksiyonu birlikte görev almaktadır. Şebekedeki akım ve gerilim dengesizlikleri generatörler üzerinde mekanik bir stres yaratarak ekipmanların hasar görmesine neden olabilmektedir, bu sebeple, gerilimde gözlemlenen dengesizlik %1'i aştığı zaman generatörde üretilen gücün indirgenmesi gerekir [98]. Bu durumda, generatörlerdeki elektriksel dengesizliğin takibi büyük önem arz etmektedir.

Örneğin, generatörlerin statorlarında meydana gelen dengesiz arızalarda uyarma devresinden şebekenin doğal frekansının iki katı frekansta bir akım akmaktadır, bu durumun tespit edilmesi halinde generatör civarında bir arıza olduğu anlaşılır [99]. Arızanın yerinin tespit edilmesi için ise aktif gücün negatif bileşeninin yönü incelenir, eğer bu yönün generatörden şebekeye doğru olduğu gözlemlenirse, generatörde bir iç arıza olduğu tespit edilebilir.

Benzer bir yaklaşım, dengesiz güç bileşeninin ölçülmesi ve reaktif gücün negatif bileşeninin yönünün incelenmesi sonucu generatör civarındaki dengesiz arızaların tespit edilmesi ile karşımıza çıkmaktadır [100]. Bu yaklaşıma göre, dengesiz güç bileşeninin belli bir seviyeyi aşması durumunda dengesiz bir arıza durumu tespit

edilmiş demektir. Bu durumda, reaktif gücün negatif bileşeninin yönü generatörden şebekeye doğru ise dengesiz bir iç arıza belirlenir, tam tersi bir durum ise dengesiz arızanın şebekede meydana geldiği anlamını taşır.

Bahsedilen bu yaklaşım, dengesiz arızanın meydana geldiği noktanın bir dengesizlik kaynağı olarak çalışması prensibine dayanmaktadır. Bu çalışmada, bu prensibin kapsamı genişletilerek aktif dağıtım şebekelerindeki hatların ve baraların dengesiz arızalara karşı etkin bir şekilde korunması amaçlanmıştır. Bu konuyla ilgili detaylı bilgi bir sonraki bölümde verilmiştir.



4. AKTİF DAĞITIM ŞEBEKELERİNİN KORUNMASI İÇİN YENİ BİR TÜMLEŞİK KORUMA SİSTEMİ TASARIMI

4.1 Giriş

Aktif dağıtım şebekelerinin yapısı geleneksel radyal şebekelerden oldukça farklıdır, dağıtık üretim tesisleri barındıran aktif dağıtım şebekelerinde üretim şebekenin herhangi bir noktasından gerçekleşebilmektedir. Ayrıca, dağıtık üretim tesislerinde gerçekleşen güç üretimi çevresel koşullara bağlı olarak değişebilmektedir. Bunların sonucunda, şebekedeki güç akışının hem yönü hem de büyüklüğü değişkenlik gösterir. Bu durum, şebekenin işletilmesini, kontrolünü ve korumasını zorlaştırır.

Geleneksel dağıtım şebekelerinin yeterli bir biçimde korunmasını sağlayabilen aşırı akım röleleri, farklı koşullara sahip aktif dağıtım şebekelerinin korunmasında yetersiz kalabilmektedirler. Aşırı akım rölelerinin ayarlarını şebeke konfigürasyonuna göre güncellemeyi hedefleyen adaptif koruma yaklaşımı, haberleşmenin de yardımıyla, adaptif dağıtım şebekelerini daha etkili olarak koruyabilmektedir. Ancak, şebekenin yapısı büyüdükçe ve elemanların sayısı arttıkça adaptif koruma sisteminin tasarlanması karmaşık hale gelmektedir.

Bunun sonucunda, korunan elemanın uçlarından alınan verileri değerlendirerek arızaları tespit edebilen ünite koruma yaklaşımı, her bir şebeke elemanının ayrı ayrı korunmasını sağlayarak bu karmaşıklığın önüne geçmeyi hedeflemiştir. Ayrıca, ünite koruma sistemleri, doğası gereği haberleşmeyi etkin olarak kullanmaktadır. Ünite koruma sistemlerinin bu özellikleri, her bir baranın bir entegre röle tarafından korunmasını sağlayan, hat arızalarını da komşu entegre röleler arası iletişim ile tespit edebilen entegre koruma sistemleri ile de paralellik göstermektedir. Bu koruma yaklaşımları birbirleriyle uyumlu olarak kullanılabilirler.

Şebekelerde gerçekleşen arızaların çok büyük bir bölümü dengesiz olarak gerçekleşir, 3 fazlı dengeli arızalar nadiren gözlemlenmektedir. Tek faz toprak arızası, faz faz arızası, iki faz toprak arızası gibi arızalar aşırı akım koruması gibi geleneksel koruma yöntemleriyle tespit edilebilse de her durumda gerekli hassasiyet sağlanamayabilir.

Ayrıca, bir veya iki fazın toprağa ya da diğer fazlara temas etmeden kopması gibi arızalar bu röleler tarafından fark edilemezler. Simetrik bileşenler yöntemi sayesinde hesaplanan negatif ve sıfır bileşenler ile dengesiz durumlarda akım ve gerilim fazörleri daha doğru bir biçimde incelenebilir. Böylece, negatif ve sıfır bileşen akımlarını ve gerilimlerini takip eden koruma röleleri asimetrik arızalarda daha hızlı ve daha hassas bir biçimde çalışabilmektedir. Ayrıca, bu bileşenlerin yönleri arıza bölgelerini tespit etmekte oldukça faydalı olabilmektedirler.

Bütün bu bilgiler incelendiğinde, aktif dağıtım şebekelerini asimetrik arızalara karşı etkin bir şekilde koruyabilecek yeni bir rölenin genel hatları ortaya çıkmaktadır. Gelişen haberleşme ve mikroişlemci teknolojileri sayesinde ölçüm noktalarından alınan veriler hızlı ve senkronize bir şekilde işlenip değerlendirilebilmektedir. Bu sayede, ünite ve entegre koruma sistemlerinin tipik özellikleri olan haberleşme aracılığıyla verilerin karşılaştırılmasına dayalı koruma anlayışı ile simetrik bileşenler yönteminin asimetrik arızaların tespit edilmesinde sağladığı kolaylık bir araya getirilerek yeni bir koruma yönteminin oluşturulması mümkün olmaktadır.

Bu çalışmada, öncelikle şebekeden alınan verilerle hesaplanan akım ve gerilim bileşenleri kullanılarak dengesiz gücün ve dengesiz güç faktörünün hesaplanması amaçlanmaktadır. Asimetrik arızanın gerçekleştiği noktanın bir dengesizlik kaynağı olduğu düşünüldüğünde, dengesiz güç faktörünün asimetrik arızaların tespiti amacıyla kullanılabileceği sonucuna varılır. Benzer bir şekilde, simetrik bileşenler yardımıyla hesaplanan reaktif gücün negatif bileşeni ise arızanın gerçekleştiği bölge hakkında fikir vermektedir.

Bu çalışmada önerilen koruma yönteminde, aynı baradaki ölçüm noktalarından alınan akım ve gerilim bilgisi entegre koruma rölesinde toplanarak değerlendirilir ve komşu entegre rölelere haberleşme aracılığıyla aktarılır. Her bir hat ve bara için, ünite koruma anlayışına uygun bir şekilde, uç noktalarından alınan verilerin karşılaştırılması sonucu arızanın ve arıza bölgesinin tespiti gerçekleştirilir. Bu sayede, asimetrik arıza hızlı ve hassas bir şekilde tespit edilmiş olur.

Bu koruma yaklaşımında, haberleşmenin mevcut olmadığı durumlar için ayrıca bir yedek koruma yöntemi de önerilmiştir. Bu yöntemde göre dengesiz güç faktörü ile arıza tespit edildikten sonra, ilgili koruma rölesi ters zamanlı koruma algoritmasına uygun olarak hesaplanan bir zaman gecikmesi ile birlikte devreye girecektir.

4.2 Dengesiz Sistemlerde Ani Gücün Hesaplanması

Günümüzde, elektrik şebekelerinde üretilen gücün iletim ve dağıtımını, haneler ve bazı son kullanıcılar hariç olmak üzere, üç fazlı olarak gerçekleştirilmektedir. Dengeli bir çalışma için güç sistemlerinde bulunan 3 fazdaki gerilim ve akım vektörlerinin büyüklüklerinin birbirine eşit olması ve aralarında 120 derecelik bir açısal fark olması gereklidir. Tek fazlı yükler, dağıtık üretim kaynakları, çeşitli anormal durumlar ve asimetrik arızalar güç sistemlerinde dengesizlik meydana getirebilmektedir. Bu durumda, ölçüm noktasındaki ani gücün hesaplanabilmesi için dengeli sistemlerden farklı bir yaklaşım gerekir.

4.2.1 Fazör değerler ile ani gücün hesaplanması

Dengesiz sistemlerde, bir düğüm noktasından alınan ölçüm verilerine göre ani gücün hesaplanabilmesi için her bir fazın ayrı ayrı değerlendirilmesi gerekmektedir. Bu durumda, sistemin ani gücü her bir fazın gücünün toplamı olacaktır [100].

Aşağıdaki denklemlerde her bir faza ilişkin gerilim ve akım ifadeleri verilmiştir.

$$\begin{aligned}v_a &= \sqrt{2}V_a \sin(\omega t) \\v_b &= \sqrt{2}V_b \sin(\omega t - 120^\circ) \\v_c &= \sqrt{2}V_c \sin(\omega t + 120^\circ)\end{aligned}\tag{4.1}$$

$$\begin{aligned}i_a &= \sqrt{2}I_a \sin(\omega t - \varphi_a) \\i_b &= \sqrt{2}I_b \sin(\omega t - 120^\circ - \varphi_b) \\i_c &= \sqrt{2}I_c \sin(\omega t + 120^\circ - \varphi_c)\end{aligned}\tag{4.2}$$

Her faz için verilen gerilim ve akım ifadeleri ile ani güç aşağıdaki gibi hesaplanabilir.

$$p = v_a i_a + v_b i_b + v_c i_c\tag{4.3}$$

$$\begin{aligned}p &= 2V_a I_a \sin(\omega t) \sin(\omega t - \varphi_a) \\&+ 2V_b I_b \sin(\omega t - 120^\circ) \sin(\omega t - 120^\circ - \varphi_b) \\&+ 2V_c I_c \sin(\omega t + 120^\circ) \sin(\omega t + 120^\circ - \varphi_c)\end{aligned}\tag{4.4}$$

Bu durumda ani güç genel formülü ile oluşturulmuş olur. Her faza ilişkin aktif ve reaktif güçler aşağıdaki denklemlerde gösterilen ifadeler ile ayrı ayrı tanımlanabilir.

$$\begin{aligned} P_a &= V_a I_a \cos(\varphi_a) \\ P_b &= V_b I_b \cos(\varphi_b) \end{aligned} \quad (4.5)$$

$$\begin{aligned} P_c &= V_c I_c \cos(\varphi_c) \\ Q_a &= V_a I_a \sin(\varphi_a) \\ Q_b &= V_b I_b \sin(\varphi_b) \\ Q_c &= V_c I_c \sin(\varphi_c) \end{aligned} \quad (4.6)$$

Böylece güç ifadesi tekrar düzenlendiğinde aşağıdaki denklemler elde edilir.

$$\begin{aligned} p &= P_a + P_b + P_c - P_a \cos(2\omega t) - P_b \cos(2\omega t + 120^\circ) \\ &\quad - P_c \cos(2\omega t - 120^\circ) - Q_a \sin(2\omega t) \\ &\quad - Q_b \sin(2\omega t + 120^\circ) - Q_c \sin(2\omega t - 120^\circ) \end{aligned} \quad (4.7)$$

Sayısal değerler yerlerine yerleştirilecek olursa aşağıdaki eşitlik sağlanmış olur.

$$\begin{aligned} p &\cong P_a + P_b + P_c \\ &\quad - (P_a - 0,5P_b - 0,5P_c + 0,866Q_b - 0,866Q_c) \cos(2\omega t) \\ &\quad - (Q_a - 0,5Q_b - 0,5Q_c - 0,866P_b + 0,866P_c) \sin(2\omega t) \end{aligned} \quad (4.8)$$

Denklem 4.8’de $\cos(2\omega t)$ ve $\sin(2\omega t)$ elemanlarının katsayıları birleştirilerek P_{oc} ve P_{os} ile ifade edildiği takdirde aşağıdaki denklem elde edilir.

$$p = P + P_{oc} \cos(2\omega t) + P_{os} \sin(2\omega t) \quad (4.9)$$

$$p = P + P_{om} \cos(2\omega + \beta) \quad (4.10)$$

Bu formüller incelendiğinde görülebilir ki ani güç, P ortalama güç ile P_{om} genliğine sahip salınımlı gücün toplamına eşit olur. Eğer şebekede dengesizlik yoksa P_{om} ifadesi “0”a eşit olur, bu durumda güç ifadesi aşağıda verildiği gibidir.

$$p = P_a + P_b + P_c = P \quad (4.11)$$

4.2.2 Simetrlili bileşenler ile ani gücün hesaplanması

Dengesiz bir güç sistemi simetrlili bileşenler yöntemine göre analiz edildiğinde her faz için gerilim ve akımda görülebilecek pozitif, negatif ve sıfır bileşenler bulunduğu görülür. Bu bileşenler de birer vektördür ve aşağıdaki ifadelerde gösterilen büyüklüklere ve faz açılarına sahiptirler.

$$\begin{aligned} V^+ &= V^+ \angle \alpha^+ \\ V^- &= V^- \angle \alpha^- \end{aligned} \quad (4.12)$$

$$V^0 = V^0 \angle \alpha^0$$

$$\begin{aligned} I^+ &= I^+ \angle \beta^+ \\ I^- &= I^- \angle \beta^- \end{aligned} \quad (4.13)$$

$$I^0 = I^0 \angle \beta^0$$

Her bir faz için ani gerilimleri ve ani akımları sırasıyla v_a, v_b, v_c ve i_a, i_b, i_c olarak ifade edecek olursak simetrlili bileşenler yöntemine göre ani güç matrisi aşağıdaki gibi oluşturulur [101,102].

$$\begin{bmatrix} p^+ & p^{+-} & p^{+0} \\ p^{-+} & p^- & p^{-0} \\ p^{0+} & p^{0-} & p^0 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} v_a^+ & v_b^+ & v_c^+ \\ v_a^- & v_b^- & v_c^- \\ v_a^0 & v_b^0 & v_c^0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_a^+ & i_a^- & i_a^0 \\ i_b^+ & i_b^- & i_b^0 \\ i_c^+ & i_c^- & i_c^0 \end{bmatrix} \quad (4.14)$$

Yukarıda belirtilene matris düzenlediği zaman ani güç aşağıdaki formüle uygun olarak bulunabilir.

$$p = p^+ + p^- + p^0 + p^{+-} + p^{-+} + p^{+0} + p^{0+} + p^{-0} + p^{0-} \quad (4.15)$$

Bu formüldeki her bir terim bir ani güç bileşeni ifadesini vermektedir, bütün terimlerin toplamının bulunması halinde ani güç ifadesi de hesaplanmış olacaktır. Bu ifadede, pozitif gerilim ve akım bileşlerinin oluşturduğu p^+ terimi aşağıdaki denklemle hesaplanabilir [100].

$$p^+ = p_a^+ + p_b^+ + p_c^+ = v_a^+ i_a^+ + v_b^+ i_b^+ + v_c^+ i_c^+ \quad (4.16)$$

Bu formülde, akım ve gerilim için simetrlili bileşen fazörleri yerlerine yerleştirildiğinde aşağıdaki denklem oluşturulmuş olur.

$$\begin{aligned}
p^+ &= 2V^+I^+((\sin(\omega t + \alpha^+) \sin(\omega t + \beta^+) \\
&+ \sin(\omega t + \alpha^+ - 120^\circ)\sin(\omega t + \beta^+ - 120^\circ) \\
&+ \sin(\omega t + \alpha^+ + 120^\circ) \sin(\omega t + \beta^+ + 120^\circ))
\end{aligned} \tag{4.17}$$

Bu denklem sadeleştirildiği zaman aşağıdaki formül elde edilir.

$$p^+ = 3V^+I^+ \cos(\alpha^+ - \beta^+) = P^+ \tag{4.18}$$

Benzer şekilde, negatif bileşen akım ve gerilimlerinden meydana gelen ani güç ifadesi aşağıdaki denklemlerde görülebilir. Bu adımda, ani güç formülü doğrudan sadeleştirilmiş olarak verilmiştir.

$$p^- = p_a^- + p_b^- + p_c^- = v_a^- i_a^- + v_b^- i_b^- + v_c^- i_c^- \tag{4.19}$$

$$p^- = 3V^-I^- \cos(\alpha^- - \beta^-) = P^- \tag{4.20}$$

Sıfır bileşen akımları ve sıfır bileşen gerilimlerinden oluşan ani güç ifadesi aşağıda verilmiştir.

$$p^0 = p_a^0 + p_b^0 + p_c^0 = v_a^0 i_a^0 + v_b^0 i_b^0 + v_c^0 i_c^0 \tag{4.21}$$

$$\begin{aligned}
p^0 &= 3V^0I^0 \cos(\alpha^0 - \beta^0) - 3V^0I^0 \cos(2\omega t + \alpha^0 + \beta^0) \\
p^0 &= P^0 - 3V^0I^0 \cos(2\omega t + \alpha^0 + \beta^0)
\end{aligned} \tag{4.22}$$

Pozitif bileşen gerilimleri ile negatif bileşen akımlarından oluşan ani güç ifadesi aşağıda verilmiştir.

$$p^{+-} = p_a^{+-} + p_b^{+-} + p_c^{+-} = v_a^+ i_a^- + v_b^+ i_b^- + v_c^+ i_c^- \tag{4.23}$$

$$p^{+-} = -3V^+I^- \cos(2\omega t + \alpha^+ + \beta^-) \tag{4.24}$$

Negatif bileşen gerilimleri ile pozitif bileşen akımlarından oluşan ani güç ifadesi aşağıda verilmiştir.

$$p^{-+} = p_a^{-+} + p_b^{-+} + p_c^{-+} = v_a^- i_a^+ + v_b^- i_b^+ + v_c^- i_c^+ \tag{4.25}$$

$$p^{-+} = -3V^-I^+ \cos(2\omega t + \alpha^- + \beta^+) \tag{4.26}$$

Pozitif bileşen gerilimleri ile sıfır bileşen akımlarından oluşan ani güç ifadesi aşağıda verilmiştir.

$$p^{+0} = p_a^{+0} + p_b^{+0} + p_c^{+0} = v_a^+ i_a^0 + v_b^+ i_b^0 + v_c^+ i_c^0 \quad (4.27)$$

$$\begin{aligned} p^{+0} &= 2V^0 I^+ ((\sin(\omega t + \alpha^0) \sin(\omega t + \beta^+) \\ &+ \sin(\omega t + \alpha^0) \sin(\omega t + \beta^+ - 120^\circ) \\ &+ \sin(\omega t + \alpha^0) \sin(\omega t + \beta^+ + 120^\circ)) \end{aligned} \quad (4.28)$$

Denklem 4.28’de belirtilen işlemin sonucunda p^{+0} ifadesi “0” olarak bulunacaktır. Benzer bir biçimde, yapılan işlemler sonucu p^{0+} , p^{-0} ve p^{0-} ifadelerinin karşılıkları da “0” olarak bulunur.

$$p^{0+} = p_a^{0+} + p_b^{0+} + p_c^{0+} = v_a^0 i_a^+ + v_b^0 i_b^+ + v_c^0 i_c^+ \quad (4.29)$$

$$p^{-0} = p_a^{-0} + p_b^{-0} + p_c^{-0} = v_a^- i_a^0 + v_b^- i_b^0 + v_c^- i_c^0 \quad (4.30)$$

$$p^{0-} = p_a^{0-} + p_b^{0-} + p_c^{0-} = v_a^0 i_a^- + v_b^0 i_b^- + v_c^0 i_c^- \quad (4.31)$$

$$p^{+0} = p^{0+} = p^{-0} = p^{0-} = 0 \quad (4.32)$$

Böylece, denklem 4.15’te dengesiz sistemler için ani güç değerini gösteren p ifadesini oluşturan bütün ani güç ifadeleri hesaplanmış olur. Bu durumda, dengesiz sistemler için ani güç ifadesi aşağıdaki denklemde belirtildiği gibi hesaplanabilir.

$$\begin{aligned} p &= P^+ + P^- + P^0 - 3V^+ I^- \cos(2\omega t + \alpha^+ + \beta^-) \\ &- 3V^- I^+ \cos(2\omega t + \alpha^- + \beta^+) - 3V^0 I^0 \cos(2\omega t + \alpha^0 + \beta^0) \end{aligned} \quad (4.33)$$

4.3 Yeni Koruma Sistemi için Güç Tabanlı Koruma Yaklaşımı

Simetrik bileşenler yöntemine göre hesaplanan dengesiz ani güç değerinin takip edilmesi yeni koruma sisteminin omurgasını oluşturmaktadır. Arızanın tespiti bu değerden elde edilen dengesiz güç faktörüne göre gerçekleşir. Bu değer belli bir seviyenin üstüne çıkması asimetrik arızanın varlığını gösterir. Arıza bölgesinin tespiti için ise reaktif gücün negatif bileşeninin akış yönü incelenecektir. Asimetrik arızanın bir dengesizlik kaynağı olduğu göz önüne alınarak arıza bölgesi belirlenebilir.

4.3.1 Dengesiz güç bileşeninin hesaplanması

Asimetrik bir arıza meydana geldiğinde arıza bölgesinde ve civarında akım ve gerilim dengesizliği meydana gelir, böylece sistemde gücün pozitif bileşeni haricinde dengesizlik içeren güç bileşenleri ortaya çıkar. Bütün bu bileşenlerin toplamı, denklem 4.33'te belirtildiği üzere, ani gücü oluşturur. Buradaki ani güç formülü aşağıda gösterildiği gibi sadeleştirilebilir.

$$\begin{aligned} p &= P^+ + P^- + P^0 - P^{+-} - P^{-+} - P^{00} \\ p &= P^+ + P^- + P^0 - (P^{+-} + P^{-+} + P^{00}) \end{aligned} \quad (4.34)$$

Bu formülde belirtilen ani güç ifadesi, ortalama doğrusal (Doğru Akım, DC) terimlerden ve sinüsoidal ifadelerden meydana gelmektedir. Doğrusal terimler (P^+ , P^- ve P^0) sistemdeki sırasıyla pozitif, negatif ve sıfır bileşenlerin oluşturduğu ortalama güç akışını göstermektedir. Sinüsoidal ifadeler (P^{+-} , P^{-+} ve P^{00}) ise pozitif gerilim ve negatif akım, negatif gerilim ve pozitif akım, sıfır gerilim ve sıfır akım bileşenlerinden meydana gelmektedir. Denklem 4.33'te sinüsoidal bileşenler açık bir ifadeyle gösterilmiştir. Ayrıca, bu denklemdeki sinüsoidal ifadelerin trigonometrik fonksiyonları incelenirse, sistem frekansının iki katı bir değerde ($2\omega t$) salınım yaptıkları da görülebilmektedir.

Ani güç ifadesi, simetrik bileşenler yöntemi ile hesaplandığında sinüsoidal terimlerin yanı sıra doğrusal terimlerin de sistemdeki güç dengesizliğine katkı yaptığı anlaşılabilmektedir. Bu durum, yalnızca fazör denklemler incelendiğinde gözden kaçmaktadır. Bu sebeple, simetrik bileşenler yöntemi ile hesaplanan ani güç ifadesinin şebekedeki dengesizlik durumunu daha net olarak gösterdiği söylenebilir.

Eğer, sistemde tek fazlı yükler tarafından meydana gelmiş bir akım dengesizliği varsa, ancak gerilim dengeli bir durumda ise üç fazlı ani güç ifadesi sadeleşerek aşağıda belirtilen hale gelir.

$$p = P^+ - 3VI^- \cos(2\omega t + \beta^-) \quad (4.35)$$

Bu ifadede, yalnızca negatif akım bileşeninden kaynaklanan dengesizlik sinüsoidal ifadeye yansımıştır. Eğer sistem tamamen dengeli bir durumda olsaydı ani güç ifadesi yalnızca P^+ bileşenine eşit olacaktı. Başka bir deyişle, sistemdeki dengeli güç P^+ bileşeni ile ifade edilmektedir.

Bu analizlerin sonucunda, sistemdeki aşırı dengesizlik ve asimetrik arıza durumlarının ani güç ifadesindeki dengesizlik içeren bileşenler ile tespit edilebileceği anlaşılmaktadır. Eğer, şebekedeki dengeli güç P^+ ile ifade ediliyorsa, bu bileşenin ani güç tanımından çıkarılması durumunda dengesiz güç bileşeni elde edilir. Bu durumda, dengesiz güç bileşeni (P_{un}) aşağıdaki denklemle ifade edilebilir.

$$P_{un} = p - P^+ = (P^- + P^0) - (P^{+-} + P^{-+} + P^{00}) \quad (4.36)$$

Dengesiz güç bileşeni, doğrusal bileşenler (P^- ve P^0) ve sinüsoidal bileşenlerden (P^{+-} , P^{-+} ve P^{00}) oluşmaktadır. Doğrusal bileşenler ani gücün negatif bileşeni ve ani gücün sıfır bileşeni iken, sinüsoidal salınım yapan bileşenler pozitif gerilim ve negatif akım, negatif gerilim ve pozitif akım, sıfır gerilim ve sıfır akım bileşenlerinden oluşmaktadır. İdeal şartlarda bu bileşenlerin hepsi sıfıra eşit olacaktır.

4.3.2 Asimetrik arızanın dengesiz güç faktörü ile tespiti

Asimetrik bir arıza veya aşırı dengesiz bir durum söz konusu olduğunda sistemde dengesiz güç bileşeni ortaya çıkar. Bu dengesiz güç bileşeninin, korunan elemanın ideal şartlarda yüklendiği güç ile kıyaslanması ile dengesiz güç faktörü elde edilir. Bu faktör, aşağıdaki denklemde olduğu gibi yüzdesel bir şekilde ifade edilirse oransal güç faktörü elde edilmiş olur.

$$\%p_{un} = \frac{|P_{un}|}{|S_b|} * 100 \quad (4.37)$$

Bu denklemde, $\%p_{un}$ dengesiz durumlar sonucunda oluşan sistem dengesizliğinin seviyesini göstermektedir, S_b ise nominal şartlar için belirlenen güç değeridir. S_b değeri belirlenirken, korunan ekipmanın nominal güç değeri, taşıyabileceği maksimum güç değeri veya civardaki kaynakların güç seviyesi göz önünde bulundurulabilir.

Örneğin, negatif bileşen aşırı akım röleleri asimetrik arızaları ve aşırı dengesiz yüklenmeleri tespit edebilmek için I^-/I^+ oranını dikkate almaktadır. Bu rölelerde I^+ veya I_b ifadesi korunan ekipmanın nominal gücünü göstermektedir. Benzer bir yaklaşımla, aktif dağıtım şebekesini besleyen en güçlü kaynak olan şebeke transformatörünün güç seviyesi makul bir S_b değeri olarak görülebilir. Eğer şebekedeki dağıtık üretim tesisleri de göreceli olarak güçlü bir kaynak konumundaysa bu kaynakların sağlayabileceği gücün de hesaba katılması gerekir.

Eğer sistem tamamen dengede ise P_{un} , dolayısıyla da $\%p_{un}$ değeri sıfıra eşit olacaktır. Dengesiz yüklenme veya asimetrik arıza oluştuğunda, $\%p_{un}$ değeri de artmaya başlayacaktır. Düzgün ve güvenilir bir sinyal elde edebilmek için hesaplanan $\%p_{un}$ değeri hareketli ortalama (moving average) yöntemi yardımıyla filtrelendir.

$$\%p_{un_{ma}} = \frac{1}{N} \sum_{n=0}^{N-1} \%p_{un}(n) \quad (4.38)$$

Bu denklemde, N bir periyot boyunca alınan toplam örnek sayısını, n ise anlık bir örnekleme göstermektedir. Hesaplanan $\%p_{un_{ma}}$ değeri hareketli ortalama filtresinin uygulanmasından sonra elde edilen sinyali gösterir. Bu sinyal, asimetrik arızanın tespiti için röle tarafından sürekli olarak analiz edilir.

Açma kriteri: Bu durumda, $\%p_{un_{ma}}$ değeri belirli bir seviyenin üstüne çıktığı zaman rölenin arızayı tespit etmesi beklenir. Eşik değerinin belirlenebilmesi için dengesizlik durumunda ekipmanların hangi seviyede etkileneceğini göz önünde bulundurmak gerekir, bunun yanında, simetrik bileşenlere göre koruma sağlayan diğer yöntemleri incelemek de faydalı olacaktır.

Gerilimde %1'den fazla bir dengesizlik gözlemlenmesi durumunda şebekedeki endüksiyon makinalarının çalışma gücünde indirgeme yapılması ihtiyacı doğar, gerilimdeki dengesizlik arttıkça bu indirgemenin oranı da artar. Aksi takdirde, endüksiyon makinasının ömrünün azalması söz konusudur [98].

Negatif bileşen aşırı akım röleleri incelendiğinde, bu rölelerde I^-/I^+ değerinin korunan ekipmanın nominal akım değerinin %4 ile %40'ı arasında ayarlanmasına izin verildiği görülmektedir [103,104]. Şebekede, özellikle kaynağa yakın noktalarda, gerilimdeki %1'lik bir dengesizlik sonucu akımda %6 ile %10 arasında bir dengesizlik gözlemlenmektedir [92,105]. Bu durum göz önüne alınarak, negatif bileşen aşırı akım korumasının ilgili ayar değerinin korunan ekipmanın nominal akım değerinin %5 ile %10'u arasında seçildiği görülmektedir [103]. Diğer bir deyişle, %10 ve üzeri bir akım dengesizliği durumunda röleler aşırı dengesizlik durumunu tespit etmiş olurlar.

Örneğin, şebekeden ölçülen gerilimde %1'lik bir dengesizlik ve aynı noktada ölçülen akımda %10'luk bir dengesizlik gözlemlendiği takdirde güç dengesizliği yaklaşık olarak %11 olarak hesaplanmaktadır [105]. Güçlü bir kaynağa yakın noktada alınan ölçümlerde şebekedeki gerilim dengesizliği çok az olarak gözlemlenebilmektedir, bu

durumda akımdaki %10'luk bir dengesizlik güçte de benzer bir dengesizlik oluşturur. Bu sebeple, önerilen koruma yönteminde açma kriteri olarak $\%p_{un}$ ayarının %10 veya bu değerin civarında bir değer seçilmesi genellikle yeterli olarak görülmektedir.

4.3.3 Arıza bölgesinin reaktif gücün negatif bileşeni ile belirlenmesi

Reaktif gücün negatif bileşeni şebekedeki dengesizlik durumu sebebiyle oluşur ve bu gücün kaynak noktası asimetrik arızanın gerçekleştiği bölgedir. Bu durumda, reaktif gücün negatif bileşeninin yönü arıza noktasından şebekeye doğru olmaktadır. Bu sayede arızaların şebekedeki hangi hatta veya barada gerçekleştiği tespit edilebilir. Negatif gücün reaktif bileşeni aşağıdaki denklem ile hesaplanmaktadır.

$$Q^- = 3V^-I^- \sin(\alpha^- - \beta^-) \quad (4.39)$$

Bu denklemde hesaplanan Q^- değerlerinin oluşturduğu sinyal hareketli ortalama filtresi kullanılarak düzgün hale getirilir. Böylece, reaktif gücün negatif bileşeninin yönü, arıza esnasında oluşan geçici dalgalanmalardan etkilenmeden, doğru olarak tespit edilebilmektedir. Şebekeden alınan veriler ile hesaplanan Q^- sinyaline hareketli ortalama filtesi aşağıdaki denklem ile uygulanır.

$$Q_{ma}^- = \frac{1}{N} \sum_{n=0}^{N-1} Q^-(n) \quad (4.40)$$

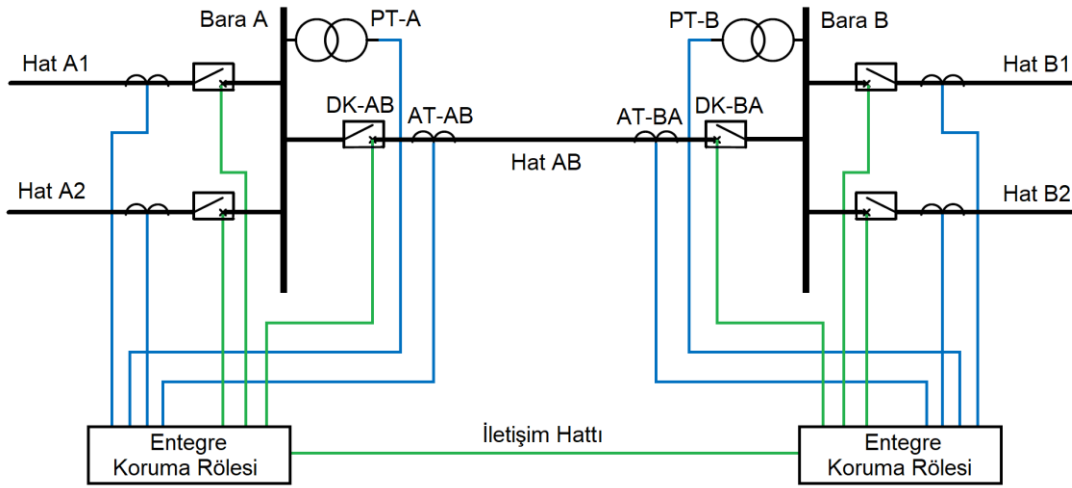
Böylece, elde edilen düzgün Q_{ma}^- sinyalinin işareti incelenerek arızanın yönünün tespitine imkân sağlanır.

Önerilen koruma yönteminde kullanılan sinyaller üzerinde yapılan işlemler incelendiğinde, iki ayrı temel işlem göze çarpmaktadır. Öncelikle, fazlardan ölçülen gerilim ve akım sinyalleri simetrik bileşenler dönüşümü uygulanarak simetrik gerilim ve akım bileşenlerine dönüştürülmüşlerdir. Daha sonra, bu bileşenler kullanılarak dengesiz güç bileşeninin ve reaktif gücün negatif bileşeninin hesaplanması mümkün olmuştur. Ayrıca, hareketli ortalama filtresi sayesinde arızanın ve arıza bölgesinin tespiti için kullanılan bu sinyaller düzgün hale getirilerek koruma fonksiyonunun doğru bir şekilde çalışması hedeflenmiştir.

Bu denklemlerden hesaplanan reaktif gücün negatif bileşeni yalnızca arızanın yönünün tespiti amacıyla kullanılmaktadır. Bu sebeple, simülasyon çalışmalarında yalnızca adım sinyali (“-1”, “0”, “1”) değerlerini alacak bir şekilde belirlenmişlerdir.

4.4 Yeni Koruma Sisteminde Baraların ve Hatların Korunması

Bu çalışma kapsamında önerilen yeni koruma sistemi, daha önceki bölümlerde de bahsedildiği üzere, entegre ve ünite koruma yöntemlerinin temel özelliklerini barındıracak bir şekilde çalışmaktadır. Entegre koruma yöntemine uygun bir örnek teşkil eden Şekil 2.9'daki sistemi biraz daha sade bir hale getirdiğimizde Şekil 4.1'te görülen koruma sistemini elde ederiz.



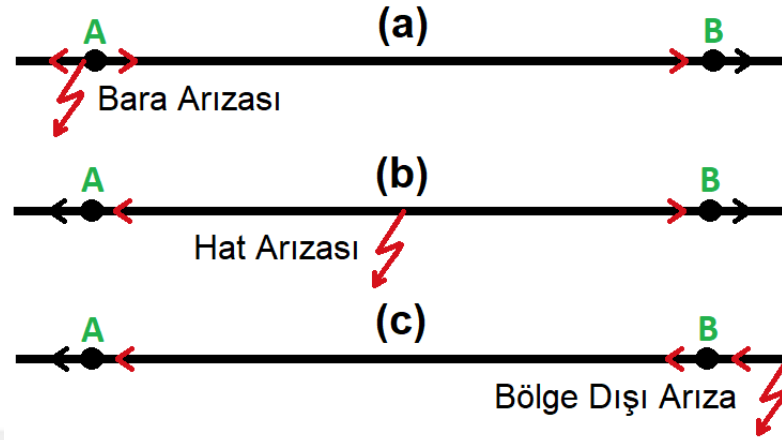
Şekil 4.1 : Yeni entegre koruma rölesinin aktif dağıtım şebekesine uygulanması.

Bu sistemde, her baradan alınan gerilim ölçümleri ve baralara bağlı hatlardan alınan akım ölçümleri ilgili baraya ait entegre rölede toplanır. Entegre rölede gerçekleştirilen işlemler sonrasında dengesiz güç faktörü ve reaktif gücün negatif bileşeni hesaplanır, bu sayede arızanın ve arıza bölgesinin tespiti için gerekli sinyaller oluşturulmuş olur. Bu işlemin ardından, koruma için gerekli sinyaller ve komutlar iletişim hattı aracılığıyla komşu baralardaki entegre röleler ile paylaşılır.

Aktif dağıtım şebekesinin herhangi bir noktasında bir arıza gerçekleşmesi halinde entegre rölelerin tespit edebileceği 3 farklı senaryo bulunur. Bu arıza, entegre rölenin koruduğu barada gerçekleşmiş olabilir veya entegre rölenin koruduğu hatlardan birinde gerçekleşmiş olabilir veya entegre rölenin birincil koruma bölgesinin dışındaki bir bölgede gerçekleşmiş olabilir.

Arıza, entegre rölenin koruduğu barada veya hatta meydana gelmiş ise koruma rölesinin mümkün olduğunca hızlı bir şekilde arızayı temizlemesi gerekir. Eğer arıza başka bir koruma bölgesinde meydana gelirse, yedek koruma devreye girer ve birincil korumanın arızayı gideremediği durumda bir zaman gecikmesiyle arıza giderilir.

Bu farklı arıza koşullarını ayırt edebilmek için arıza sonrası oluşan reaktif gücün negatif bileşeninin yönünün takip edilmesi gerekir. Bu durum, Şekil 4.2’te görsel olarak ifade edilmiştir.



Şekil 4.2 : Şebekede oluşan bir arıza sonrası reaktif gücün negatif bileşeninin akış yönleri: a) Korunan barada bir arıza meydana gelmesi durumu. b) Korunan hatta bir arıza meydana gelmesi durumu. c) Korunan bölge dışında bir arıza durumu.

4.4.1 Asimetrik arızalara karşı baraların korunması

Aktif dağıtım şebekesindeki bir barada arıza meydana gelmesi kritik bir olaydır, bu durumda hatlardan baraya doğru kısa devre akımları akmaya başlar ve bu akımlar barada toplanırlar. Bu arızanın meydana gelmesi halinde mümkün olduğunca hızlı tespit edilerek baraya bağlı bütün hatların devreden çıkarılması büyük önem taşır. Önerilen koruma yönteminde kullanılan entegre koruma röleleri bu görevi hızlıca yerine getirebilecek bir şekilde tasarlanmışlardır.

Örneğin, Şekil 4.2a’da belirtilmiş olan A barasında asimetrik bir arıza meydana geldiğinde bu baraya ait entegre koruma rölesi öncelikle dengesiz güç faktöründeki değişim ile arızayı tespit eder. Daha sonra baraya bağlı hatlardaki reaktif gücün negatif bileşenine ait sinyali kontrol eder. Eğer şekilde belirtildiği gibi, baradan hatlara doğru bir akış tespit edilirse entegre röle A barasının arızalı olduğu sonucuna varır. Bu çalışma kapsamında, reaktif gücün baradan hatlara doğru akması durumu “ileri yön” olarak ifade edilecektir. Bu durumda, A barasındaki hatların hepsinde ileri yönlü bir Q^- sinyali algılanmış olur.

B barasına bağlı entegre röle de dengesiz güç faktöründeki değişim sebebiyle şebekede bir arıza meydana geldiğini tespit edecektir. Ancak, A barasındaki entegre rölenin aksine, B barasına bağlı hatlardan bir tanesi için reaktif gücün negatif bileşeninin

hattan baraya doğru “geri yön”de aktığı tespit edilir. Bu durumda, bara arızasından söz edilmesi mümkün değildir, arızanın ya A ve B baraları arasındaki hatta ya da daha uzak bir noktada meydana gelmiş olduğu anlaşılır. Arızanın, A ve B baraları arasındaki hatta meydana gelmesi için A barasındaki rölenin de bu arızayı ilgili hat üzerinde görmesi gerekmektedir. Ancak, A barasındaki röle arızanın kendi barasında meydana geldiğini halihazırda tespit etmiş durumdadır. Böylece, B barasındaki röle A barasındaki röleden iletişim yoluyla hat arızası için bir onay mesajı almayacak ve yedek koruma görevini üstlenecektir.

4.4.2 Asimetrik arızalara karşı hatların korunması

Önerilen koruma sisteminde, aktif dağıtım şebekesindeki hatlardan birinde asimetrik arıza meydana geldiği zaman arızayı hattın iki ucundaki entegre röle de bir hat arızası olarak algırlar ve iletişim yoluyla arızanın ilgili hatta meydana geldiğine dair bir onay mesajı gönderirler. Karşılıklı onay mesajının alınmasının ardından arızanın hatta gerçekleştiği kesinleşmiş olur. Bu durumda, arızalı hattın iki ucundaki kesiciler hızlıca açma işlemini gerçekleştirir. Böylece, hat arızası seçici bir şekilde giderilir.

Örneğin, Şekil 4.2b’de gösterildiği gibi A ve B baraları arasındaki hatta bir asimetrik arıza gerçekleştiği durumda, öncelikle hem A hem de B barasındaki röleler arızayı dengesiz güç faktörünü analiz ederek algılayacaklardır. Arıza tespit edildikten sonra her iki röle de bunun bir bara arızası olup olmadığını inceler, reaktif gücün negatif bileşeninin akış yönü bütün hatlar için ileri yön olarak belirlenemediğinden bunun bir bara arızası olmadığı anlaşılır.

Reaktif gücün negatif bileşeni analiz edildiğinde her iki baradaki röle de arızanın A ve B baraları arasındaki hatta meydana geldiğini tespit eder, çünkü bu hat için akış yönü geri yön olarak tespit edilmiş durumdadır. A ve B baralarındaki entegre röleler arızanın ilgili hatta meydana geldiğine dair birbirlerine onay mesajı gönderirler, böylece hat arızası tespit edilmiş olur. Hattın iki ucundaki kesicinin açmasıyla arıza giderilir.

Eğer iletişim hattındaki bir sorun sebebiyle haberleşme sağlanamazsa bu iki baradaki röle de hat veya bara arızasını tespit edemeyeceklerdir. Bu durumda, yedek koruma sistemi devreye girer ve arızanın bir zaman gecikmesi ile giderilmesini sağlar. Arızanın A veya B barasında veya bu baralara bağlı herhangi bir hatta meydana gelmemiş olması durumunda (Şekil 4.2c) da benzer bir yol izlenir ve her iki baradaki entegre koruma rölesi de yedek koruma görevini üstlenir.

4.4.3 Asimetrik arızalara karşı yedek koruma

Önerilen koruma yöntemi arızanın varlığını tespit edebilmek için dengesiz güç faktörünü ($p_{un_{ma}}$) takip etmektedir, aktif dağıtım şebekesinde meydana gelen bir arıza sonucunda arızanın meydana geldiği koruma bölgesinde bulunmayan entegre koruma rölelerinin de arızayı görmesi mümkündür. Bu durumda, koruma röleleri arızanın kendi koruma bölgelerindeki bir barada veya hatta olmadığı tespit ettikten sonra yedek koruma algoritması devreye girer. Ayrıca, komşu baralardaki koruma rölelerinin iletişim sağlayamaması durumunda da hat arızalarına karar vermek mümkün olmaz. Bu durumda da yedek koruma devreye girerek arızanın giderilmesini sağlayacaktır.

Yeni koruma yönteminde yedek koruma yaklaşımı ters zamanlı aşırı akım koruması yöntemine benzer bir şekilde uygulanmaktadır. Bu yaklaşıma göre ters zaman formülündeki (denklem 2.1) ölçülen arıza akımı ve aşırı akım ayar değeri ifadeleri, ölçülen dengesiz güç faktörü ve dengesiz güç faktörünün ayar değeri ile değiştirilir. Bu durumda aşağıdaki denklem elde edilir.

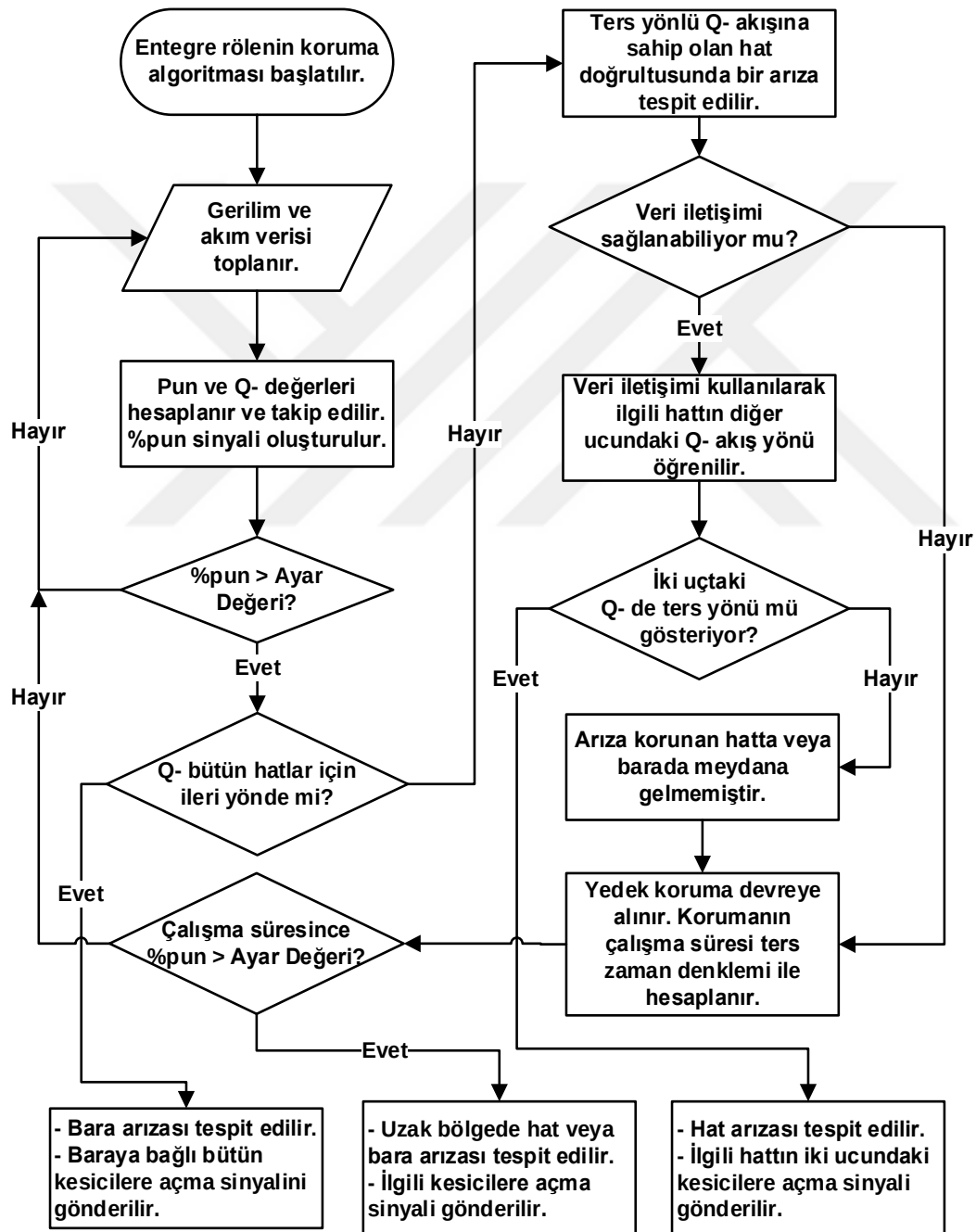
$$t_{op} = \left(\frac{A}{(p_{un_{ma}}/p_{un_{set}})^n - 1} + B \right) * TMS \quad (4.40)$$

Bu denklemde, t_{op} rölenin çalışma zamanını ve $p_{un_{set}}$ değeri dengesiz güç faktörünün ayar değerini göstermektedir. A , B ve n parametreleri ters zamanlı röleler için çalışma zamanını belirleyen katsayılardır, IEC tarafından oluşturulan standartlarda farklı eğri tipleri için bu katsayılar belirlenmiştir [81]. Örneğin, A için “0,14”, B için “0” ve n için “0,02” değerleri kullanılırsa “standart normal ters zaman eğrisi” oluşturulmuş olur. TMS ise zaman çarpanı ayarındır ve genellikle “0,05” ile “1,0” arasında belirlenir.

Entegre koruma röleleri için yedek korumanın çalışma zamanı şebekeden ölçülen gerilim ve akım verisine göre belirlenen $p_{un_{ma}}$ dengesiz güç faktörü ile ters orantılı olarak değişir, dengesizlik arttıkça açma süresi azalır. TMS ise çalışma süresi ile doğru orantılıdır, TMS arttıkça çalışma süresi de artar. Röleler arası koordinasyonu sağlamak için TMS değeri kullanılır.

Yedek koruma, doğası gereği, birincil korumadan daha yavaştır ve birincil korumanın devreye girip kesicinin açma işlemini tamamlaması için gerekli bir zaman gecikmesine sahip olması gerekir. Yalnızca, birincil korumanın herhangi bir sebepten arızayı gideremediği bir durumda yedek koruma bu arızayı gidermeye çalışır.

Çalışmanın bu bölümüne kadar, önerilen koruma algoritmasının arızayı ve arıza bölgesini tespit ederken kullandığı değerler ve bu değerlerin elde edilmesinde kullanılan yöntemler incelendi. Ardından, koruma sisteminin bara arızasını, hat arızasını ve koruma bölgesi dışındaki bir arızayı nasıl birbirinden ayırt ettiği açıklandı. Yeni koruma sistemindeki bir entegre rölenin bütün bu işlemleri gerçekleştirirken kullandığı akış şemasını Şekil 4.3'te inceleyebilirsiniz.



Şekil 4.3 : Önerilen entegre koruma rölesinin akış diyagramı.

Burada görülen akış diyagramına göre şebekeden toplanan gerilim ve akım verisi ile birlikte dengesiz güç faktörü ve reaktif gücün negatif bileşeni hesaplanır ve sürekli olarak takip edilir. Dengesiz güç faktörü ile ekipmanın nominal gücünün birbirine olan yüzdesel oranı ile $\%p_{un}$ değeri elde edilir. Bu değer, rölenin ayar değerinin üstüne çıkarsa arızanın varlığı tespit edilmiş demektir. Arıza bölgesinin belirlenmesi için reaktif gücün negatif bileşeninin yönünün incelenmesi gerekir.

Eğer bütün hatlar için Q^- akış yönü ileri yön olarak tespit edilirse arızanın barada olduğu kolayca anlaşılır ve baraya bağlı bütün kesicilerin açması sağlanır. Aksi takdirde, hatlardan biri Q^- akış yönü olarak geri yön tespit edilmişse, bu hat doğrultusunda bir noktada arıza gerçekleşmiş demektir. Arızanın korunan hatta mı yoksa daha ileri bir noktada mı gerçekleştiğinin anlaşılması için hattın diğer ucundaki entegre röle ile iletişime geçilmesi gerekmektedir.

Arıza doğrultusundaki hattın diğer ucundaki röle de ilgili hat doğrultusunda bir arıza tespit etmiş ise arızanın korunan hatta olduğu anlaşılır ve hattın iki ucundaki kesiciye açma sinyali gönderilir. Eğer, her iki röle de aynı hatta bir arıza tespit etmemişse veya iletişim sağlanamışsa yedek koruma devreye alınır. Yedek koruma, ters zaman denkleminde elde edilen çalışma süresi boyunca arızanın devam edip etmediğini kontrol eder, bu sürenin sonunda arıza halen giderilmemişse devreye girerek kesicinin açmasını sağlar.

Önerilen koruma sisteminde gerek aynı bara içinde veri iletimi için gerekse komşu baralar arası mesajların gönderilmesi için haberleşme gerekmektedir. Haberleşme sayesinde dengesiz durumlara karşı hızlı ve seçici bir koruma sağlanabilir.

4.5 Yeni Koruma Sisteminde Haberleşme

Önerilen koruma sisteminde, birincil koruma bölgesindeki hatların ve baraların korunmasında kullanılan koruma algoritmasında haberleşmeden üst düzeyde faydalanılmaktadır. Bu durumda, korumanın hızlı ve doğru bir şekilde sağlanabilmesi için haberleşmenin güvenilir olması gerekir. Özellikle, haberleşme sebebiyle yaşanabilecek gecikmeler ve senkronizasyon sorunları koruma sistemleri için büyük dezavantaj olabilmektedir.

İletişim teknolojileri ve bilgisayar biliminde yaşanan gelişmeler, IEC 61850 standardının haberleşme konusunda sunmuş olduğu olanakları mümkün hale

getirmiştir. Günümüzde, şebekelerde kullanılan modern akıllı cihazların birçoğu bu standarda uygun olarak üretilmektedir. Bu sebeple, önerilen koruma sistemi tasarlanırken IEC 61850 standardının özellikleri ve sağladığı avantajlar da göz önünde bulundurulmuştur.

4.5.1 IEC 61850 standardında veri yapısı

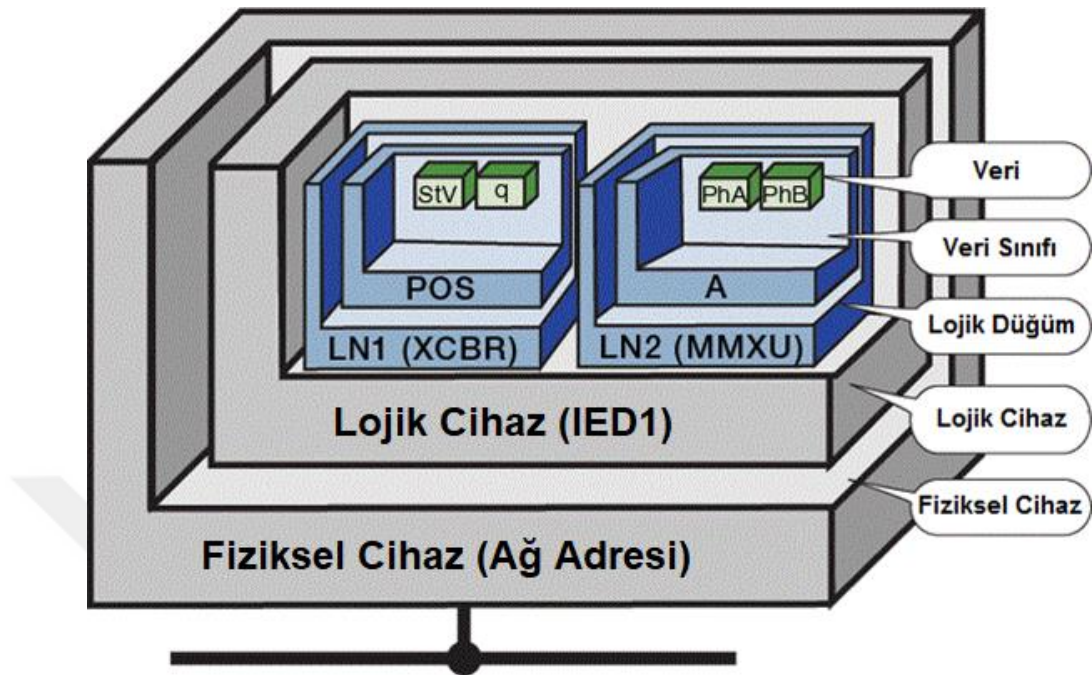
IEC 61850 standardının güç sistemlerindeki akıllı elektronik cihazlar arası haberleşme için belirli bir standart oluşturmasının yanı sıra, ortaya koymuş olduğu veri modeli yapısı ile de koruma ve kontrol fonksiyonlarının uygulanabilmesi için uygun bir platform sağlamaktadır. IEC 61850 standardı sayesinde farklı üreticiler tarafından üretilen cihazlar birbirleriyle sorunsuzca haberleşebilmektedirler.

Eski iletişim protokolleri, DNP3 veya MODBUS, dizin veya kayıt tabanlıdır. Tüm veriler için verinin türünü gösteren bir dizin numarası atanır. Bu durumda, şebekedeki bütün cihazlar aynı türdeki veriler için aynı dizin numaralarını kullanmak zorunda kalırlar. Bu numaralarda yapılan bir değişikliğin geçerli olabilmesi için bütün cihazların yeni duruma göre güncellenmesi gerekir. Koruma ve kontrol sistemlerinden sorumlu mühendislerin de bu değişiklikten haberdar olması şarttır.

Ancak, IEC 61850 standardındaki cihazlar iletişim için semantik hiyerarşik veri modelini kullanmaktadır. Nesne yönelimli tasarım yaklaşımını benimseyen IEC 61850 standardında, her fiziksel akıllı elektronik cihaz (IED) lojik (mantıksal) cihazlara, lojik düğümlere ve nesne veri noktalarına ayrılmıştır. Her IED belirli koruma, kontrol ve izleme uygulamaları için birkaç lojik cihaz içerir. Her lojik cihaz bir grup lojik düğüm veya fonksiyon içerir, lojik düğümler ise fonksiyonlar için ihtiyaç duyduğu tüm veri nesnelerini içerir. Böylece, farklı koruma ve kontrol uygulamaları için farklı lojik cihazlar ve lojik düğümler eklenebilir, bu sayede IED'lerin tasarımı çok daha esnek bir hale gelir [106,107].

Nesneye yönelik tasarımda, bir veri nesnesinin şablonu veya tanımı için “sınıf” ifadesi kullanılır. Bütün nesneler sınıfların birer elemanlarıdır, sınıflar ise nesnelerin tanımını içerir, IEC 61850 standardında bu sınıflar ortak olarak tanımlanır. IED üreticileri, bu cihazlardaki ortak sınıflara uygun olarak veri nesnelerini cihazlarına eklerler. Bu sayede farklı üreticiler tarafından üretilen IED'lerin birbirleriyle haberleşmeleri mümkün hale gelmiştir. Böylece, farklı özelliklere ve amaçlara sahip cihazlar için de temel şebeke ve ekipman verileri sorunsuzca paylaşılabilecektir [108].

IEC 61850 standardında kullanılan veri modeli ve bu modeldeki hiyerarşi detaylı olarak Şekil 4.4'te gösterilmiştir.



Şekil 4.4 : IEC 61850 standardında veri modeli [109].

Fiziksel cihaz, sistemdeki gerçek akıllı elektronik cihazı gösterir, genellikle cihazın ismi veya IP adresi ile ifade edilir. Örneğin, bir aşırı akım koruma rölesi için AKR_1 veya "1.0.0.1" ismi verilebilir.

Lojik cihaz, ilgili lojik düğümlerin oluşturduğu bir grubu temsil eder. Bu lojik düğümler genellikle aynı veya benzer görevleri taşırlar. İçerdikleri fonksiyonları belirtecek herhangi bir isimle temsil edilmeleri uygundur.

Lojik düğüm, IEC 61850 veri modelindeki ana fonksiyonları içeren kısımdır. Fonksiyonlar genellikle 4 harfli bir lojik düğüm ismi alırlar, bazı durumlarda fonksiyonları betimleyen örnekler kullanılabilir. Örneğin, "XCBR1" 1 no'lu kesiciyi (Circuit Breaker) temsil eder.

Veri sınıfı, içeriğinde bulunan verinin hangi tipte olduğunu belirtir. Örneğin, "1 no"lu kesiciyi temsil eden "XCBR1" lojik düğümü içindeki "Pos" veri sınıfı kesicinin pozisyonuna ait verileri içermektedir.

Veri, ait olduğu sınıfa ilişkin gerekli bilgiyi içeren kısımdır, ölçüm, durum, tanım gibi farklı değerler alabilir. Örneğin "Pos" veri sınıfı içindeki "stVal" değeri kesicinin anlık pozisyonunu göstermektedir.

Bu yapıya bir örnek olarak, IEC 61850 standardına göre oluşturulmuş bir koruma sisteminde “1 no”lu kesicinin “CTRL” olarak adlandırılmış lojik cihazındaki pozisyon verisine ulaşmak istendiğinde “CTRL.XCBR1.Pos.StVal” referansınının kullanılması gerekecektir. Benzer bir şekilde “LD0” olarak adlandırılmış lojik cihaz içinde “A” fazının ölçüm bilgisine ulaşmak istendiğinde ise “LD0.MMXU1.A.phsA.cVal.mag.f” referansı kullanılır. Bu referansta, “cVal” ifadesi verinin kompleks bir değer taşıdığını gösterir, “mag.f” ifadesi ise bu kompleks değerın büyüklük verisini ifade eder.

IEC 61850 standardında kullanılan veriler GOOSE (Genel Nesne Yönelimli Trafo Merkezi Olayı) mesajları veya örneklenmiş değerler (SV) halinde olabilir. GOOSE mesajları belirli komutları iletmek için kullanılırken, ölçüm verileri gibi sayısal değerler örneklenmiş değerler şeklinde gönderilirler.

4.5.2 IEC 61850 standardında haberleşme özellikleri

IEC 61850 standardında kullanılan “yayıncı – abone” servis modeli GOOSE iletişimi için yüksek hız ve kullanım kolaylığına ulaşmak amacıyla kullanılır. Bu modelde GOOSE mesajını gönderen IED, aynı ağdaki tüm IED'lere yayın yapar, haberleşme yapılandırmasına uygun olacak şekilde ilgili “abone” IED'ler bu mesajı alacaklardır. Bu GOOSE iletilerine yüksek öncelik atanır, yüksek öncelik atanan iletiler Ethernet anahtarındaki mesaj kuyruğunun ön sıralarına taşınır [110].

IED'ler GOOSE mesajlarını 3 ms içinde birbirlerine iletmeyi hedeflemektedirler, bu sebeple yeni bir olay gerçekleştiği zaman hızlıca ardı ardına birkaç GOOSE mesajı gönderilir. Daha sonra, sabit bir frekans ile ilgili GOOSE mesajı göndermeye devam edilir, bu durum IED'ler arası bir iletişim arızasının tespit edilmesinde de fayda sağlamaktadır.

Herhangi bir IED ağdaki tüm IED'lere GOOSE mesajını yayınlarken, abone olan IED'ler GOOSE mesajını ve verileri alır. GOOSE yapılandırması normalde en az bir GOOSE gönderen IED ve bir veya daha fazla GOOSE alan IED içerir. Hangi IED'lerin GOOSE mesajını alacağı bir yapılandırma aracı sayesinde oluşturulan veri kümesi ile belirlenir. Belirlenen abone IED'ler ile yayıncı IED'nin lojik cihazına ait bilgiler paylaşılır. En son olarak, hangi verilerin paylaşılacağına dair bir sinyal matrisi oluşturulur, bu sayede IED'ler arası hangi verilerin paylaşılacağı belirlenmiş olur. IED'lerin birbirleriyle oluşturduğu “yayıncı – abone” modeline ilişkin örnek bir yapılandırma matrisi Şekil 4.5'te görülebilmektedir.

Önerilen koruma sisteminin çalışabilmesi için öncelikle akım ve gerilim trafoları tarafından ölçülen analog veriler veri toplama ünitelerine aktarılır. Veri toplama üniteleri bu verileri IEC 61850 standartına uygun dijital mesajlara dönüştürerek koruma rölelerine gönderir. Bu aşamada, *TVTR* ve *TCTR* lojik düğümleri gerilim ve akım trafosundan gelen verileri okumakta kullanılırlar. Ölçülen verilerin ani değerleri *volSv* ve *ampSv* veri nesneleri altındaki *instMag* veri özniteliği yardımıyla saklanır.

Entegre koruma rölesinin koruma fonksiyonlarını gerçekleştirebilmesi için ilgili veri toplama ünitelerinin yayınlarına abone olması gerekmektedir. Bu sayede, bara gerilimleri ve baraya bağlı bütün hatlardaki 3 faz akım verileri röleler tarafından okunabilir. IEC 61850 standardı bu çalışma kapsamında geliştirilen koruma yöntemini kapsamadığı için *PUNP* adında yeni bir lojik düğüm tanımlanmıştır. Bu lojik düğüm dengesiz güç korumasını temsil etmektedir ve içinde *SeqA* ve *SeqV* veri nesnelerini barındırır. Bu veri nesneleri akımın ve gerilimin pozitif, negatif ve sıfır bileşenlerini saklamak için kullanılmaktadır.

Böylece koruma rölesi, yüzdesel güç dengesizliği faktörü olan $\%p_{un}$ verisini hesaplamak için bütün gerekli verilere sahip duruma gelmiştir. $\%p_{un}$ rölenin fonksiyon yazılımı tarafından hesaplandıktan sonra yeni bir veri nesnesi olan *ImbP* (dengesiz güç elemanı) içine kaydedilir. Arıza tespitinin yapılabilmesi için belirlenen eşik değer *StrVal* (başlangıç değeri) veri nesnesi içindeki *setMag* değeri ile tespit edilebilir.

Sonraki adımda arızanın bölgesinin tespit edilebilmesi için reaktif gücün negatif bileşeninin yönü *SeqQ* veri nesnesi aracılığıyla incelenebilir. Hatlardan ölçülen verilerle hesaplanan bütün *SeqQ* veri nesneleri bir veri kümesinde saklanır.

Asimetrik arıza esnasında *ImbP* değerinin *StrVal* veri nesnesinde görülen eşik değerini aşması beklenmektedir. Bu gerçekleştiğinde, *SeqQ* veri kümesi incelenir ve rölenin fonksiyon yazılımı sayesinde reaktif gücün negatif bileşeninin yönü tespit edilir. Böylece, arızanın varlığı ve doğrultusu tespit edilmiş olur.

Koruma fonksiyonu, önerilen koruma yöntemi yön bileşenini de içerdiği için, *dirGeneral* veri özniteliği kullanılarak *Str* (başlangıç) veri nesnesi aracılığıyla başlatılabilir. Eğer koruma fonksiyonu için, birincil veya yedek olarak, devreye girme kararı alınırsa bu işlem *Op* (çalışma) veri nesnesi kullanılarak gerçekleştirilir. Ardından, röle tarafından alınmış olan açma kararı *Tr* (açma) veri nesnesi üzerinden *XCBR* lojik düğümüne iletilir.

Rölenin içindeki *CTRL* lojik cihazı kesicinin kontrolünden sorumludur. Bu lojik cihazın içinde kesicileri temsil eden *XCBR* lojik düğümleri ve her *XCBR* lojik düğümünün içinde kesicinin konumunu belirten *Pos* veri nesnesi bulunmaktadır. Açma işlemi başlatıldıktan sonra *Pos* veri nesnesi içindeki *stVal* veri özniteliği “1 0” durumundan “0 1” durumuna geçer ve ilgili kesici açılır.

Bara arızası dışında bir arıza tespit edildiğinde hatların ucundaki entegre koruma röleleri birbirleri arasında *GOOSE* mesajları ile arıza yönünü, *SeqQ* veri nesnesi içindeki *c2* elemanının işareti yardımıyla paylaşırlar. Eğer arıza başka bir koruma bölgesinde gerçekleşmişse veya iletişim sağlanamıyorsa yedek koruma devreye girecektir. Bu durumda, ters zamanlı aşırı akım korumasının lojik düğümüne (*PTOC*) ait veri nesnelerinin *PUNP* lojik düğümüne ait *ImbP* ile birlikte kullanılması sayesinde, örneğin eğri karakteristiğini gösteren *TmACrv* ve gecikme zamanını belirten *OpDlTmms*, yedek koruma sağlanır.

IEC 61850 standardı, sahip olduğu hiyerarşik veri yapısı modeli sayesinde yeni uygulamaların eklenmesi konusunda oldukça esnektir. Yeni lojik düğümlerin geliştirilebilmesi ve bu lojik düğümlerin mevcut ve yeni oluşturulan veri nesneleri ile birlikte kullanılabilmesi, bu çalışma kapsamında önerilen entegre koruma sisteminin IEC 61850 platformuna aktarılmasını kolaylaştırmaktadır.



5. AKTİF DAĞITIM ŞEBEKELERİNİN MODELLENMESİ VE BİLGİSAYAR ORTAMINDA KURULMASI

5.1 Giriş

Modern güç sistemlerinde aktif dağıtım şebekelerine gittikçe daha fazla yer verilmektedir, sürdürülebilirlik için önem arz eden yenilenebilir enerji kaynakları ve diğer dağıtık üretim tesisleri bu şebekeler üzerinden güç sistemlerine bağlanmaktadır. Böylece enerji üretiminin yalnızca merkezi santrallerden değil şebekenin dağıtım tarafından da gerçekleştirilmesi sağlanır. Ancak, aktif dağıtım şebekelerinde bulunan dağıtık üretim tesisleri, güç akışının her yönden gerçekleştirilmesine sebep olur. Ayrıca bu tesislerin bazıları güç elektroniği devreleri ile şebekeye bağlandığı için işletme ve arıza durumlarındaki karakteristikleri senkron generatörlerden farklı olabilmektedir. Bütün bu zorluklarından üstesinden gelebilmek amacıyla çeşitli koruma ve kontrol yöntemleri geliştirilmiştir, bu yöntemler son dönemdeki haberleşme ve bilişim teknolojilerindeki gelişmelerden faydalanmaktadır.

Bu çalışma kapsamında önerilen koruma sisteminden, modern rölelerde bulunan haberleşme ve işlem gücü özelliklerinden faydalananarak geliştirilen dengesiz güç algoritmaları sayesinde arızayı ve arıza bölgesini tespit etmesi beklenmektedir. Yeni geliştirilen bu algoritmaların aktif dağıtım şebekelerinin korunmasına sağlayacağı katkıyı gözlemleyebilmek için simülasyon çalışmalarına başvurmak gerekmektedir.

Bu durumda, öncelikle örnek bir aktif dağıtım şebekesi belirlenerek bilgisayar ortamında modellenir, daha sonra koruma algoritması bu modele aktarılarak arıza durumlarında vereceği cevaplar gözlemlenir. Örnek aktif dağıtım şebekesi, dağıtık üretim tesislerinin getirmiş olduğu karakteristik özelliklere uygun şekilde seçilmiştir.

Bu çalışmada, örnek aktif dağıtım şebekesinin bilgisayar ortamına aktarılması ve arıza simülasyonlarının yapılması için “MATLAB” paket programı ve bu programın simülasyonlar için özelleşmiş bir uygulaması olan “Simulink” yazılımı kullanılacaktır. Bu yazılım, güç sistemlerinin analizinde geçici olayları (transient) takip etmemizi sağlayan özelliklere sahiptir [111].

5.2 Örnek Aktif Dağıtım Şebekesinin Yapısı

Bilgisayarlı simülasyon çalışmaları için kullanılacak olan aktif dağıtım şebekesinin oluşturulmasında Şekil 5.1’de görülen şebeke baz alınmıştır [112]. Bu şebeke MATLAB ve Simulink ortamında modellenmiş ve ilgili simülasyonlar bu ortam üzerinden gerçekleştirilmiştir. Bu sistemde, 120 kV’luk şehir şebekesi 20 MVA gücündeki trafo (*TR1*) yardımıyla, 25 kV’luk dağıtım şebekesine bağlanmıştır. 6 MW gücündeki rüzgâr santrali (*WT*) ve 2 adet 1 MW gücündeki güneş enerjisi santrali (*PV1* ve *PV2*) Şekil 5.1’de görüldüğü üzere trafolar (*TR2*, *TR3*, *TR4*) kullanılarak dağıtım şebekesine eklenmiştir. Üç fazlı yükler (*LD1*, *LD2*, *LD3*, *LD4*, *LD5*) baralara dağıtılmış durumdadır. Şebeke frekansı 60 Hz olarak alınmıştır.

Kullanılan bütün trafolar için orta gerilim tarafı yıldız, diğer tarafı ise üçgen olarak seçilmiştir. Bu seçim rüzgâr ve güneş santrallerinin şebekeye bağlanması açısından genel uygulamalarla paralellik göstermektedir [46]. Dört iletkenli çoklu topraklı topraklama yapısı orta gerilim seviyesindeki aktif dağıtım şebekelerinde sıklıkla kullanıldığı için örnek aktif dağıtım şebekesinde de tercih edilmiştir. Şehir şebekesi bağlantısını sağlayan *TR1* trafosu 15 Ω direnç üzerinden, diğer trafolar 10 Ω direnç üzerinden topraklanmış durumdadır. Şebekedeki bütün hatlar 5 km uzunluğunda olacak şekilde seçilmiştir. Şebeke elemanlarıyla ilgili bilgiler Çizelge 5.1, Çizelge 5.2 ve Çizelge 5.3’te görülebilmektedir.

Çizelge 5.1 : Örnek aktif şebekedeki transformatör ve DER’lerin genel özellikleri.

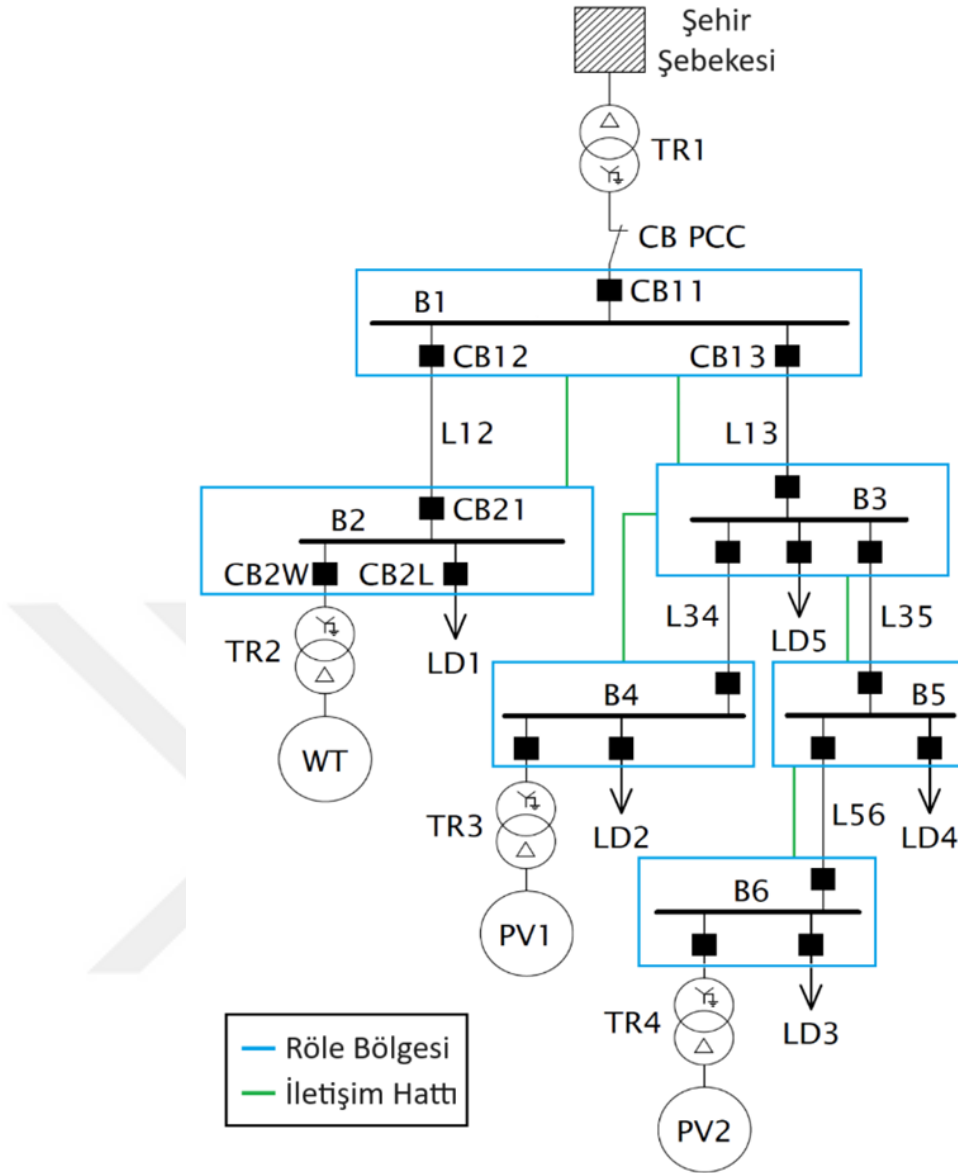
Ekipman	Gerilim	Güç
Transformatör 1 (<i>TR1</i>)	120 kV / 25 kV	20 MVA
Transformatör 2 (<i>TR2</i>)	575 V / 25 kV	10 MVA
Transformatör 3, 4 (<i>TR3</i> , <i>TR4</i>)	230 V / 25 kV	2 MVA
Rüzgâr Türbini (<i>WT</i>)	575 V	6 MW
Güneş Panelleri (<i>PV1</i> , <i>PV2</i>)	230 V	1 MW

Çizelge 5.2 : Örnek aktif şebekedeki yüklerin genel özellikleri.

Ekipman	Aktif Güç	Reaktif Güç
Yük 1 (<i>LD1</i>)	2.0 MW	0.6
Yük 2 (<i>LD2</i>), Yük 3 (<i>LD3</i>)	1.5 MW	0.3
Yük 4 (<i>LD4</i>), Yük 5 (<i>LD5</i>)	1.0 MW	0.2

Çizelge 5.3 : Örnek aktif şebekedeki hatların genel özellikleri.

Ekipman	R (Ω /km)	L (H/km)	C (F/km)
Bütün Hatlar	$R_1 = 0.413$	$L_1 = 3.32e-3$	$C_1 = 5.00e-9$
(<i>L12</i> , <i>L13</i> , <i>L34</i> , <i>L35</i> , <i>L56</i>)	$R_0 = 0.1153$	$L_0 = 1.05e-3$	$C_0 = 11.30e-9$



Şekil 5.1 : Simülasyon çalışmalarında kullanılacak örnek aktif dağıtım şebekesi.

Şekil 5.1’de görülen örnek aktif dağıtım şebekesinde, 6 adet bara (B1, B2, B3, B4, B5, B6) bulunmaktadır. Her bir bara mavi çizgilerle gösterildiği üzere bir entegre röle tarafından korunmaktadır. Entegre rölelerin arasında çizilmiş olan yeşil çizgiler iletişim hatlarını göstermektedir.

Aktif dağıtım şebekesinde *CB* öneki ile belirtilen ve siyah kutucuk şeklinde gösterilen ekipmanlar kesicileri ifade eder, örnek olması açısından B1 ve B2 barasında bağlı kesicilerin isimlendirilmesi şekilde verilmiştir. Hatlara bağlı olan kesiciler, *CB* önekinden sonra sırasıyla baralarının numarasını ve hattın diğer ucundaki baranın numarasını alır. Yüklere ve yenilenebilir enerji kaynaklarına bağlı olan kesiciler, *CB* önekinden sonra, bağlı oldukları elemanı gösterecek şekilde isimlendirilmişlerdir.

5.3 Örnek Aktif Dağıtım Şebekesinin Modellenmesi

Aktif dağıtım şebekeleri, yenilenebilir enerji kaynakları, mikrogeneratörler, transformatörler, dağıtım hatları, üç fazlı ve/veya tek fazlı yükler gibi elemanlardan ve kesiciler, ayırıcılar, ölçüm transformatörleri, koruma röleleri, akıllı elektronik cihazlar gibi ekipmanlardan oluşmaktadır. Simülasyon çalışmalarında kullanılmak üzere oluşturulan örnek dağıtım şebekesinde de Şekil 5.1’de görülebileceği üzere bu elemanlardan bazıları bulunmaktadır.

Yeni koruma yönteminin performansının incelenmesinde kullanılacak olan örnek dağıtım şebekesinin ve bu şebekede bulunan ekipmanların mümkün olduğunca detaylı bir şekilde modellenmesi gerekmektedir. Bu sayede, şebekenin normal çalışma ve arıza koşulları için hem geçici (transient) olaylar hem de sürekli hal durumu analiz edilebilir. Şebeke elemanlarının matematiksel modellerinin belirlenmesinden sonra MATLAB ve Simulink ortamında oluşturulacak şebekede bu modeller kullanılacaktır. Simulink uygulamasının altında bulunan “Specialized Power Systems” (Özelleşmiş Güç Sistemleri) kütüphanesi sayesinde bu modeller kolaylıkla oluşturulabilmektedir.

5.3.1 Şehir şebekesi modeli

Aktif dağıtım sistemindeki şehir şebekesi 3 fazlı dengeli bir kaynak olarak modellenmiştir. Faz arası gerilimi olarak 120 kV gerilim seviyesi seçilmiştir. Bu şebeke, yük akışı hesaplamalarında gerilim seviyesini sabit tutabilecek sonsuz kaynak olarak davranacak şekilde ayarlanmıştır. 3 faz kısa devre gücü 1000 MVA olarak belirlenmiş ve arıza esnasındaki eşdeğer empedans oranı olan X/R değeri “7” olarak belirlenmiştir. Bu değerlere göre şehir şebekesinin eşdeğer empedansı aşağıdaki formüllere göre hesaplanır.

$$L_{\text{sebeke}} = \left(\frac{V_b^2}{P_{kd}} \right) * \frac{1}{2\pi f} \quad (5.1)$$

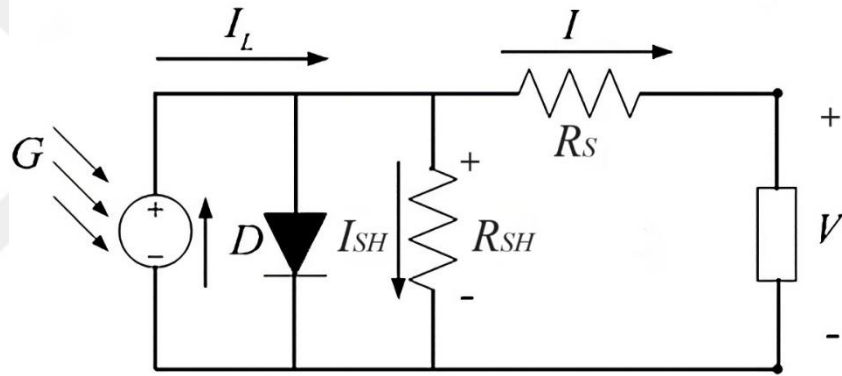
$$R_{\text{sebeke}} = \frac{2\pi f L_{\text{sebeke}}}{X/R} \quad (5.2)$$

Buradaki formüllerde V_b şehir şebekesinin nominal gerilimini, P_{kd} şehir şebekesinin 3 faz kısa devre gücünü, f şebekenin doğal frekansını göstermektedir. Bu formülün sonuçlarına göre arıza durumunda şehir şebekesinin kısa devre akımı belirlenebilir.

5.3.2 Güneş enerjisi santrali modeli

Örnek aktif dağıtım şebekesinde, şehir şebekesi bağlantısı haricinde iki adet güneş enerjisi santrali ve bir adet rüzgâr enerjisi santrali dağıtık üretim kaynağı olarak bulunmaktadır. Bu kaynaklar, şebekeye güç elektroniği devreleri aracılığıyla bağlandıkları için senkron makinaların sahip olduğu dinamiklerden daha farklı dinamiklere sahiptirler. Bu sebeple, arıza durumunda oluşan kısa devre akımına katkıları düşük seviyede kalmaktadır. Bu davranışı simülasyon ortamına aktarabilmek için uygun şekilde modellenmeleri gerekmektedir.

Güneş santralleri, güneş ışığına maruz kaldıkları zaman kapalı bir devre oluşturarak elektronlarını serbest bırakan silikon yapıdaki PN jonksiyonlardan meydana gelen fotovoltaiik hücrelerden oluşurlar. Bu tanıma göre oluşturulan bir fotovoltaiik hücrenin eşdeğer devresi Şekil 5.2’de gösterilmiştir [113].



Şekil 5.2 : Simülasyon çalışmalarında kullanılacak fotovoltaiik hücre modeli [113].

Şekilde gösterilen hücrede üretilen I_L akımı G ışıması ile doğru orantılı olarak değişmektedir. I_L akımı hücrelerin iç dirençleri ve diyot üzerinden akan I_D akımıyla bir miktar azalarak hücre çıkışında I akımına dönüşür. Fotovoltaiik hücre yapısındaki PN jonksiyonunun karakteristiği devrede D diyoduyla ifade edilmiştir. Aşağıda verilen formüllerle birlikte I_L , I_D , I ve V arasındaki ilişki daha net şekilde incelenebilir [113].

$$I = I_L - I_D \quad (5.3)$$

$$I_D = I_0 \left[\exp\left(\frac{V_D}{V}\right) - 1 \right] \quad (5.4)$$

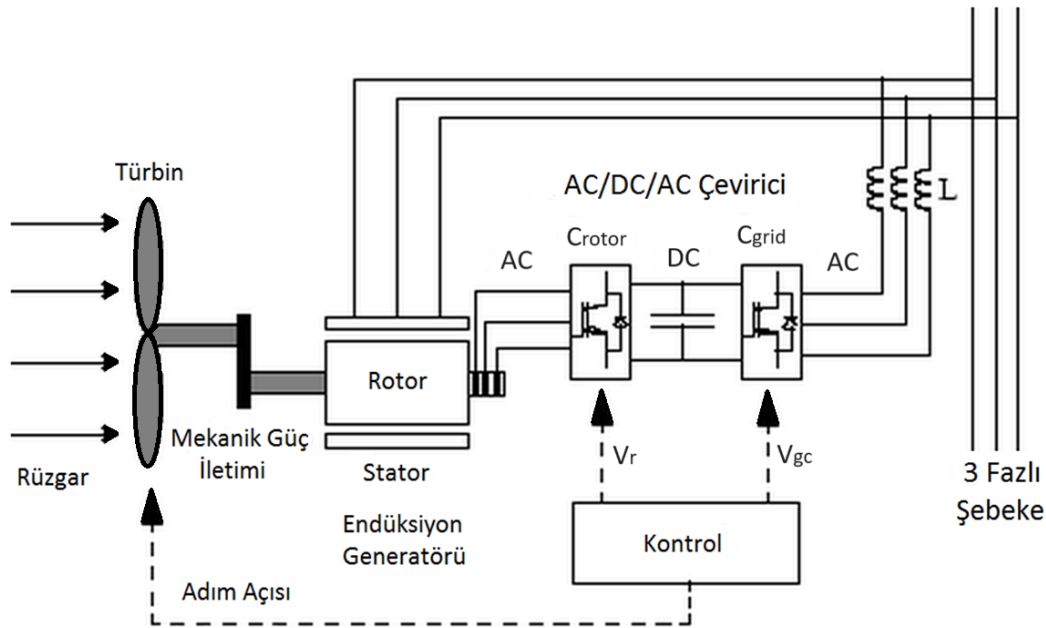
$$V = \frac{kT}{q} * nI * N_{hücre} \quad (5.5)$$

Burada gösterilen formüllerde, I_0 diyot için doyum akımını, V_D diyot gerilimini, k Boltzman sabitini, T Kelvin cinsinden sıcaklık değerini, q elektron yükünü, nI diyot uygunluk faktörünü ve $N_{hücre}$ seri olarak bağlanmış hücre sayısını ifade etmektedir. Bu durumda, I_L akımının ışıma (G) ve sıcaklığın (T) bir fonksiyonu olduğu düşünüldüğünde fotovoltaiik hücrenin çalışma mantığı anlaşılmış olur.

Aktif dağıtım şebekesinde kullanılan güneş santrallerindeki güneş panelleri tam güçte 2 MW güç üretecek bir şekilde belirlenmişlerdir. Bu paneller, simülasyon boyunca 1000 W/m^2 ışımaya maruz kalacak şekilde ayarlanmışlardır, çeviricideki maksimum güç noktası takibi özelliği ile birlikte tam güçte çalıştıkları kabul edilmiştir. Güneş enerjisi santralinin çıkışındaki 275 V gerilim transformatör ile şebekeye uygun şekilde 25 kV seviyesine yükseltilmektedir.

5.3.3 Rüzgâr enerjisi santrali modeli

Aktif dağıtım şebekesinde kullanılan rüzgâr santrallerinde çift beslemeli asenkron generatör sistemine sahip rüzgâr türbinleri kullanılmıştır. Türbine bağlı rotorun çıkışı ile şebeke arasında AC/DC/AC çevrimi sağlayan dört bölge bir güç çeviricisi yerleştirilmiştir. Türbinin strator sargısı ise şebekeye doğrudan bağlanmış durumdadır. Çevirici sistemi sayesinde, türbinin dönüşü sonucu oluşan elektrik akımı düzgün bir genlik ve frekans ile şebekeye aktarılmaktadır [114]. Şekil 5.3'te rüzgâr türbininin blok şeması ile gösterimi incelenebilir.



Şekil 5.3 : Simülasyon çalışmalarında kullanılacak rüzgâr türbini modeli.

Rüzgâr türbinin çalışma prensibine göre türbinin mekanik gücü ile statordan sağlanan elektrik üretimi arasında aşağıdaki denklemlerle sağlanan bir ilişki bulunmaktadır.

$$P_m = T_m * \omega_r, \quad P_s = T_{em} * \omega_s \quad (5.6)$$

$$J \frac{d\omega_r}{dt} = T_m - T_{em} \quad (5.7)$$

$$\begin{aligned} P_r &= P_m - P_s = T_m * \omega_r - T_{em} * \omega_s \\ &= -T_m \frac{\omega_s - \omega_r}{\omega_s} = -s * P_s \end{aligned} \quad (5.8)$$

Yukarıdaki denklemlerde P_m türbinin mekanik gücünü, T_m rotora uygulanan mekanik torku, ω_r rotorun açısal hızını, P_s senkron gücü, T_{em} rotora uygulanan elektromanyetik torku, ω_s senkron açısal hızı, J rotor ve türbinin ortak eylemsizlik katsayısını, P_r rotorun elektriksel gücünü, s ise generatörün kayma parametresini ifade etmektedir.

Şebekedeki rüzgâr enerjisi santralinin türbinleri simülasyonlar boyunca 15 m/s hızındaki rüzgâra maruz kalarak tam kapasiteyle çalıştıkları ve şebekeye 6 MW güç sağlayabildikleri varsayılmıştır. Burada kullanılan rüzgâr türbinleri çıkışlarında 575 V gerilim sağlamaktadır, bu gerilim güç trafosu aracılığıyla 25 kV seviyesine çıkarılır.

Burada incelenen modellerde görüldüğü gibi hem rüzgâr enerjisi hem de güneş enerjisi santralleri şebekeye güç elektroniği devreleriyle bağlanmaktadır. Bütün elektriksel ekipmanların olduğu gibi güç elektroniği devrelerinin de kendilerine ait bir koruma sistemleri vardır ve arıza anında mekanik kesicilerden çok daha hızlı bir şekilde devreye girebilmektedirler. Bu sebeple, simülasyonlarda bu kaynakların arıza akımına katkıları nominal güçlerinin 2 katı ile sınırlandırılmıştır.

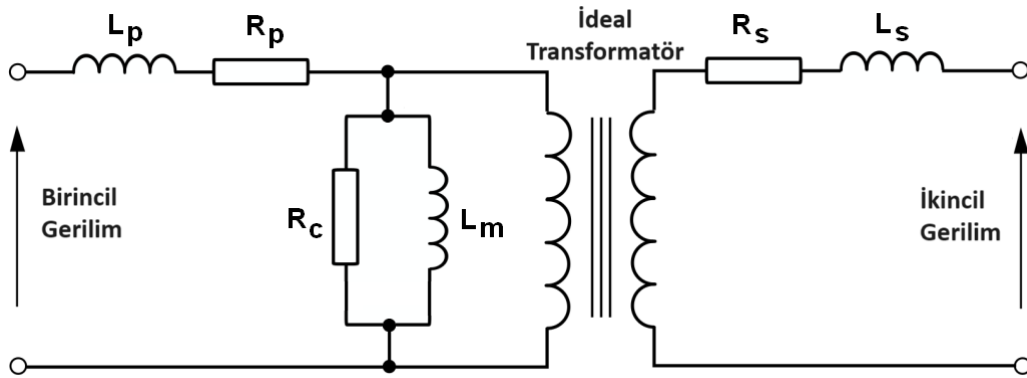
5.3.4 Güç transformatörü modeli

Elektrik şebekelerinde güç transformatörleri gerilim seviyesini değiştirmek için kullanılmaktadır, bu sayede iletim seviyesinde daha düşük kayıpla enerji transferi sağlanabilmektedir.

Aktif dağıtım sistemlerinde, şehir şebekesi ve diğer yenilenebilir enerji kaynakları dağıtım şebekesinin geri kalanına güç transformatörleri aracılığıyla bağlanmaktadır. Transformatörlerden $TR1$ 20 MVA, $TR2$ 10 MVA, $TR3$ ve $TR4$ 2 MVA nominal güç değerine sahiptir. $TR1$ trafosu gerilimi 120 kV seviyesinden 25 kV seviyesine, $TR2$

trafosu 25 kV seviyesinden 575 V seviyesine, *TR3* ve *TR4* trafosu 25 kV seviyesinden 230 V seviyesine indirecek şekilde belirlenmiştir. Bu transformatörler orta gerilim tarafları yıldız noktası topraklı olacak şekilde, diğer tarafları üçgen bağlı olacak şekilde seçilmişlerdir. Bu trafolardan *TR1*'in yıldız noktası 15 Ω üzerinden, *TR2*, *TR3* ve *TR4*'ün yıldız noktaları 10 Ω üzerinden topraklanmıştır.

Transformatörler Şekil 5.4'te gösterilen *T* modeline göre modellenmişlerdir. Bu modele göre L_p ve R_p birincil taraftaki direnç ve endüktansı, R_s ve L_s ikincil taraftaki direnç ve endüktansı, R_c ve L_m ise magnetizasyon direncini ve endüktansını gösterir.



Şekil 5.4 : Simülasyon çalışmalarında kullanılacak transformatör modeli.

Örnek aktif dağıtım şebekesinde kullanılan transformatörlerin hem birincil ve hem de ikincil sargılarındaki seri empedanslar için direnç değeri 0.001 pu, endüktans değeri 0.03 pu olarak seçilmiştir. Bu transformatörlerde magnetizasyon direnci ve endüktansı 500 pu olarak belirlenmiştir.

5.3.5 Şebekedeki diğer ekipmanların modellenmesi

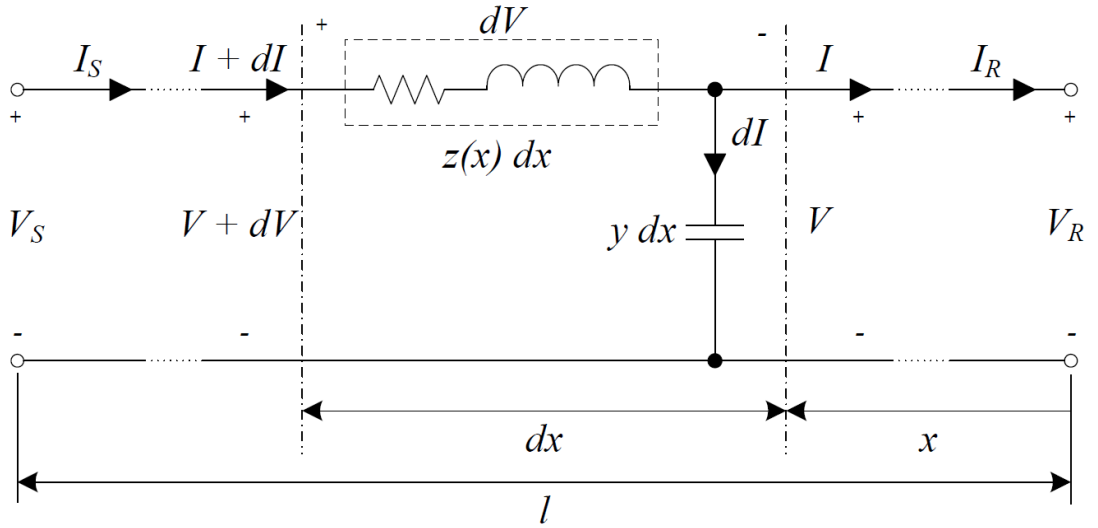
Elektrik şebekeleri, hanelerin ve endüstriyel müşterilerin elektrik enerjisi ihtiyaçlarını sağlamak amacıyla kurulmaktadır, bu enerji ihtiyacı güç sistemlerinde yük olarak nitelendirilir. Çeşitli elektrik makinaları ile aydınlatma ekipmanları ve elektronik cihazlar elektriksel yükleri oluşturmaktadır.

Şebekelerde elektrik üretimi ve iletimi üç fazlı olarak gerçekleştirilmesine rağmen son kullanıcı tarafında dağıtım ve yükler tek fazlı veya üç fazlı olabilmektedir. Tek fazlı yükler şebekelerde mümkün olduğunca eşit şekilde dağıtılmalıdır, aksi takdirde şebekede dengesizlik meydana gelmektedir. Yeni koruma sisteminin performansı için oluşturulan aktif dağıtım şebekesinde bütün yükler dengeli ve 3 fazlı olarak seçilmiştir. Bu sayede, asimetrik arıza durumunda rölelerin cevabı daha iyi gözlemlenebilir.

Örnek aktif dağıtım şebekesindeki yükler paralel bağlı direnç ve endüktans olarak modellenmişlerdir, elemanların değerleri şebekeden çektikleri aktif ve reaktif güce göre belirlenir. Simülasyon boyunca şebekeden çektikleri aktif ve reaktif gücün sabit kalması için “sabit PQ ” olarak ayarlanmışlardır. Yükler şebekenin nominal gerilim ve frekansında yıldız bağlı ve yıldız noktaları topraklı olarak çalışmaktadırlar.

Şebekenin farklı noktalarında bulunan elektriksel ekipmanlar birbirlerine elektrik hatları yardımıyla bağlanmaktadır. Örnek aktif dağıtım şebekesinde bulunan dağıtım hatları da şehir şebekesinin, dağıtık üretim tesislerinin, trafoların ve yüklerin bağlı olduğu baraları birbirlerine bağlayacak şekilde yer almaktadır. Şebekenin nominal frekans ve gerilimine uygun bir şekilde, tek bir 3 fazlı sistem şeklinde tasarlanmışlardır. Şebekenin tam yüklenme ile çalışması durumunda çekilecek akıma uygun bir akım taşıma kapasitesine sahip olacak şekilde seçilmiştir, hat parametreleri de bu özelliklere uygun olarak belirlenmiş ve simülasyona aktarılmıştır.

Hattın simülasyonlar için modellenmesi amacıyla dağıtılmış hat modeli kullanılmıştır, bu model genellikle uzun elektrik hatlarının modellenmesi için kullanılsa da geçici olayları daha doğru yansıtmaları sebebiyle seçilmiştir. Bu modelin görsel ifadesi Şekil 5.5’te görülebilmektedir.



Şekil 5.5 : Simülasyon çalışmalarında kullanılacak hat modeli [115].

Şekil 5.5’teki dağıtılmış hat modelinde hat başı gerilimi V_S , hat sonu gerilimi V_R , hat başı akımı I_S , hat sonu akımı I_R , şönt admitans y , seri empedans z , hat uzunluğu l , hattın bir noktasının pozisyonu x ile gösterilmiştir. Bu durumda x noktasındaki gerilim ve akım ifadeleri aşağıdaki yöntemle bulunabilir [115].

$$V(x) = V_R \cosh(\sqrt{yz}x) + I_R \sqrt{\frac{z}{y}} \sinh(\sqrt{yz}x) \quad (5.9)$$

$$I(x) = I_R \cosh(\sqrt{yz}x) + V_R \sqrt{\frac{z}{y}} \sinh(\sqrt{yz}x) \quad (5.10)$$

Bu formüllerde, x yerine “1” yazıldığı zaman $V(x)$ ve $I(x)$ değişkenleri sırasıyla V_S ve I_S değerlerine eşit olacaktır, böylece hat başı ve hat sonu için gerilim ve akım ifadeleri arasındaki ilişki bulunabilir.

Dağıtım şebekelerinde kaynaklar, transformatörler, hatlar ve yükler haricinde baralar, kesiciler, ölçüm transformatörleri, koruma röleleri ve diğer akıllı elektronik cihazlar başta olmak üzere birçok mekanik ve elektriksel aksam yer almaktadır. Bu çalışmada, elektrik şebekelerinin analizi için elektriksel verileri en çok etkileyebilecek cihazlar öncelikli ve detaylı olarak modellenmiştir. Bunun sonucunda, diğer ekipmanların modellenmeleri için ideal veya ideale yakın modeller kullanılmıştır.

Burada görülen prensipleri temel alan ekipmanların elektriksel modelleri MATLAB ve Simulink ortamına örnek aktif dağıtım şebekesinin parametreleriyle birlikte aktarılmıştır. Bu modellerin anahtarlama ve arızalar sonrasında meydana gelen geçici olayları mümkün olduğunca doğru bir şekilde göstermesine dikkat edilmiştir. Böylece, bu çalışmada önerilen koruma sisteminin performansının analiz edilebilmesi için gerekli platform oluşturulmuş olur.

6. GELİŞTİRİLEN YENİ KORUMA SİSTEMİNE YÖNELİK BİLGİSAYAR ORTAMINDA PERFORMANS ANALİZİ

6.1 Giriş

Elektrik şebekelerinde dış etmenlerden, eskiyen ekipmanlardan ve insan kaynaklı hatalardan dolayı arızalar meydana gelmektedir. Bazı durumlarda bu arızaları önlemek mümkün olmamaktadır, bu durumda koruma sistemlerinin devreye girerek arızalı ekipmanı veya bölgeyi şebekeden ayırması beklenir.

Arızanın ve arıza bölgesinin tespit edilebilmesi için şebekedeki çeşitli elektriksel büyüklükler takip edilir. Bu elektriksel büyüklüklerin belli sınırlar içinde kalması beklenir, bu sınırların dışına çıkılması durumunda anormal bir durum meydana gelmiş demektir. Eğer bu anormal durumun varlığı ve bölgesi doğru şekilde tespit edilebiliyorsa seçici bir koruma sağlanmış olur.

Aktif dağıtım şebekelerinin yapısı geleneksel radyal dağıtım şebekelerinden daha komplekstir, bu sebeple arızanın tespiti için özelleşmiş yöntemler gerekebilmektedir. Bu çalışma kapsamında, aktif dağıtım şebekelerinin koşullarında gerçekleşen asimetrik arızaları ve arıza bölgelerini tespit etmek için yeni bir yöntem geliştirilmiştir.

Yeni koruma yönteminin arızalar karşısında performansının test edilebilmesi için örnek bir aktif dağıtım şebekesi modellenmiştir. Örnek aktif dağıtım şebekesindeki elemanların modelleri geçici olayları doğru olarak aktaracak şekilde tasarlanmıştır.

Çalışmanın bu bölümünde, MATLAB ve Simulink ortamında modellenen aktif dağıtım şebekesindeki hatlarda ve baralarda çeşitli arızalar gerçekleştirilecektir. Ardından, Simulink ortamında bulunan ideal ölçüm cihazları aracılığıyla şebekeden alınan gerilim ve akım verisi simetrik bileşenler filtrelerinden geçirilerek fonksiyon bloklarına gönderilir. Fonksiyon bloklarında koruma sisteminin algoritması yer almaktadır, bu algoritmaya göre hesaplanan oransal dengesiz güç faktörü ve reaktif gücün negatif bileşeni hareketli ortalama filtresine gönderilir. Böylece, arızayı ve arıza bölgesini tespit edebilecek bütün elemanlar elde edilmiş olur. Bu elemanların takibi ile önerilen koruma rölesinin arıza cevabı gözlemlenip değerlendirilebilir.

6.2 Yeni Koruma Rölesinin Arıza Durumundaki Performansı

Yeni koruma rölelerinin arıza performansını değerlendirebilmek için örnek aktif dağıtım şebekesinin farklı noktalarında bara ve hat arızaları gerçekleştirilmiştir. Performans değerlendirmesi için tek faz toprak, faz faz, iletken kopması gibi farklı tiplerde arızalar seçilmiştir, böylece koruma sisteminin performansı detaylı olarak incelenebilecektir.

Bütün simülasyonlar için arızalar 0,2'inci saniyede gerçekleşmektedir, arıza meydana geldikten sonra simülasyon 0,8 saniye daha devam etmektedir, böylece toplam simülasyon süresi 1 saniye olmaktadır. Bu süre rölenin arıza cevabını gözlemlemek için yeterlidir. Simülasyonlarda hat arızaları hattın tam ortasında, her iki uca da 2,5 km uzaklıkta gerçekleştirilmiştir.

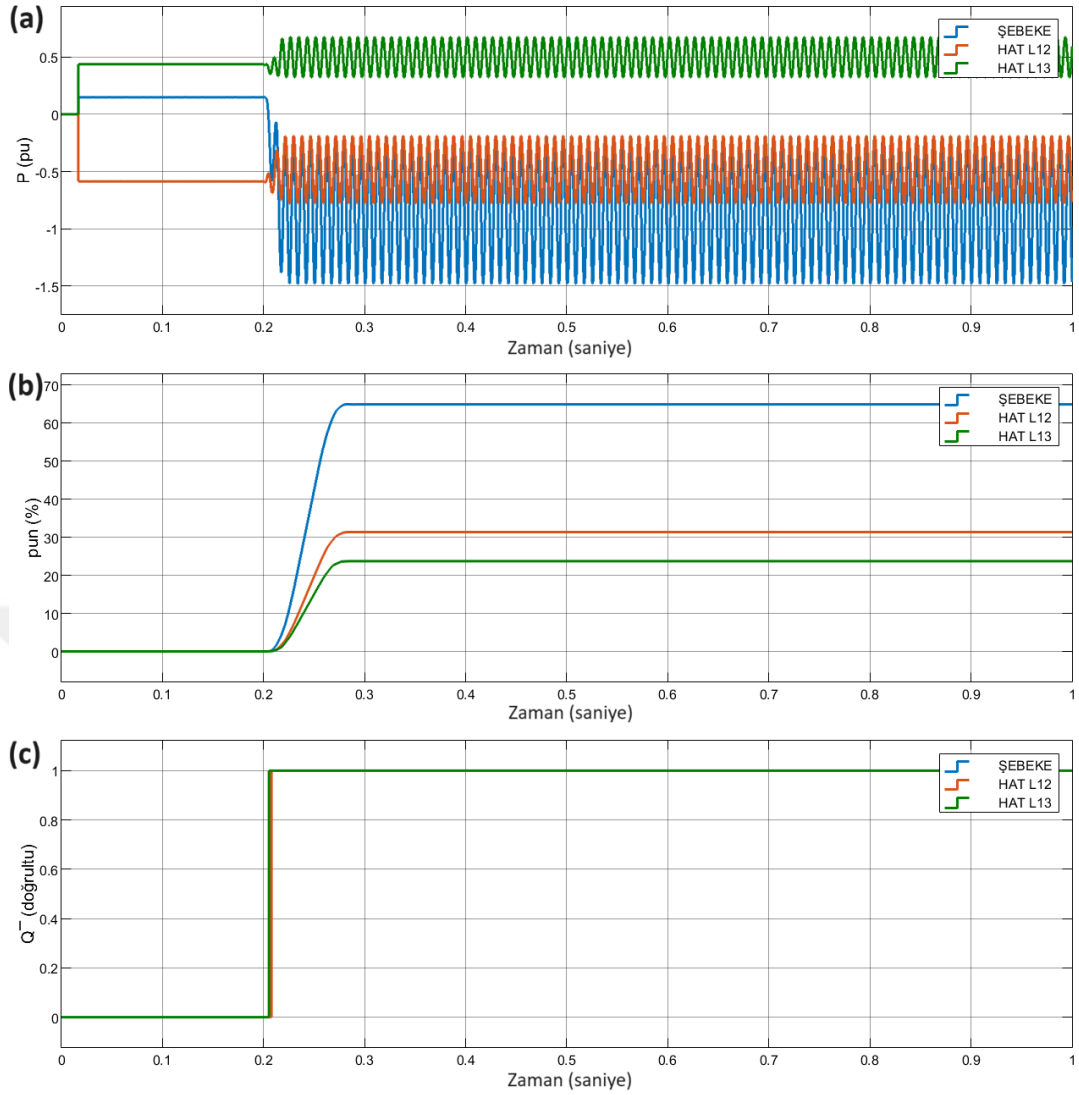
Arıza esnasında meydana gelebilecek ark direncini hesaba katmak için arızalara 5 Ω değerinde bir direnç eklenmiştir. Toprak direnci ise 3 Ω olacak şekilde modellenmiş ve simülasyonlara eklenmiştir, toprak arızalarında bu direncin etkisi görülebilir.

Simülasyon sonuçları, *pu* cinsinden aktif güç, yüzde cinsinden orantısız dengesiz güç faktörü ve reaktif gücün negatif bileşeninin doğrultusu şeklinde verilmiştir. Arıza sırasında orantısız dengesiz güç faktörü değerinin %10'u geçmesi beklenir. Reaktif gücün negatif bileşeninin doğrultusu, sayısal değer olarak baradan hatta doğru pozitif veya "+1", hattan baraya doğru negatif veya "-1" şeklinde seçilmiştir. Bu bilgiler sayesinde koruma rölesinin arızayı ve arıza bölgesini doğru bir biçimde tespit edip edemediği gözlemlenebilir.

6.2.1 Bara koruması performansı

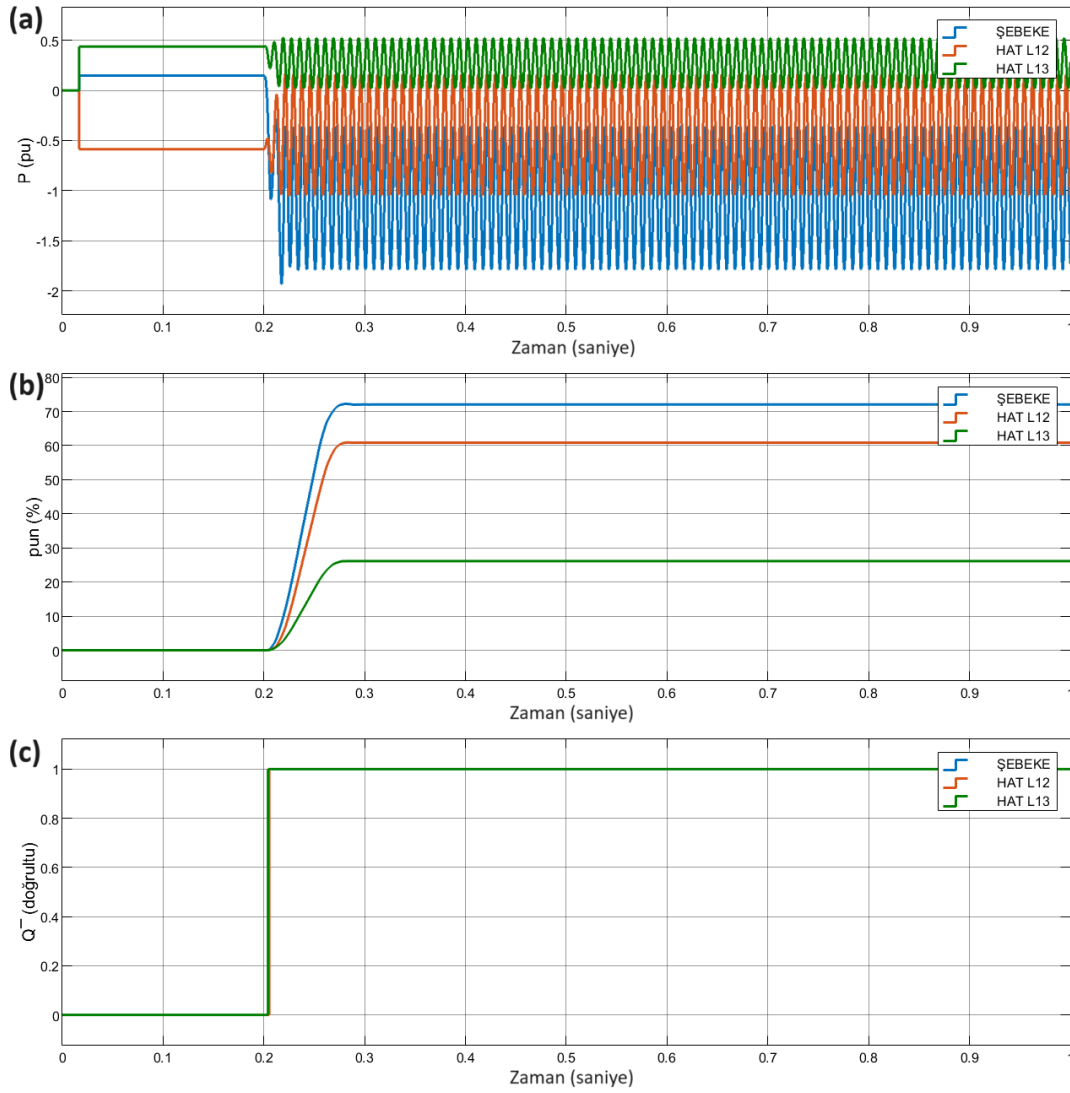
Elektrik şebekelerinde kaynaklar, yükler ve hatlar birbirlerine baralar aracılığıyla bağlanırlar. Barada meydana gelen bir arıza baranın civarındaki bütün kaynaklardan baraya doğru yüksek genlikli kısa devre akımları akmasına sebep olur ve bu akımların hepsi barada birleşir. Bu durumda hem baranın hem de baraya bağlı bütün ekipmanların hasar görme ihtimali açığa çıkar. Bu sebeple, bara arızalarının hızlı bir şekilde tespit edilmesi ve arızalı baranın izole edilmesi çok önemlidir.

Bu bölüm kapsamında, aktif dağıtım şebekesindeki bazı baralarda tek faz toprak ve faz faz arıza simülasyonları gerçekleştirilmiştir. Elde edilen grafikler (Şekil 6.1, Şekil 6.2 ve Şekil 6.3) yeni koruma rölesinin performansı açısından değerlendirilecektir.



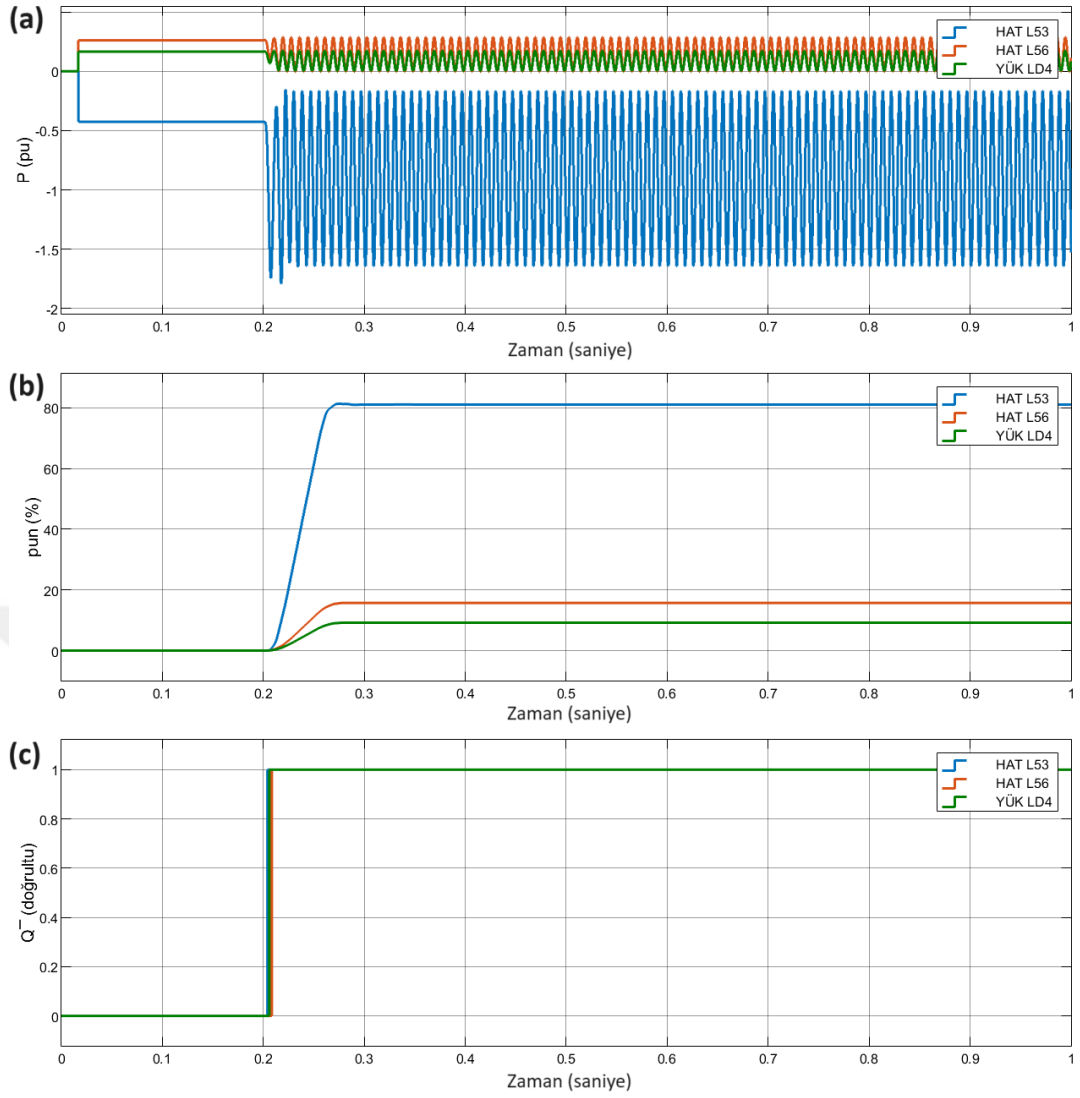
Şekil 6.1 : Koruma rölesinin B1 barasında gerçekleşen faz toprak arızasına cevabı: a) B1 barasına bağlı hatlardaki ani güçler. b) B1 barasına bağlı hatlardaki dengesiz güç faktörleri. c) B1 barasına bağlı hatlardaki reaktif gücün negatif bileşeninin yönü.

B1'deki tek faz toprak arızası: Önerilen entegre koruma rölesinin B1 barasında gerçekleşen faz toprak arızasına cevabı Şekil 6.1'de gözlemlenebilir. Bu grafiklerden Şekil 6.1a incelendiğinde arıza sonrasında ani güç değerlerinde dalgalanmalar görülmektedir, bu dalgalanma sistem frekansının iki katı bir frekansta gerçekleşir. Bu durum, dengesiz bir arızanın ani güç üzerindeki etkisini gösterir. Şekil 6.1b hareketli ortalaması alınan orantısız dengesiz güç faktörünün değişimini göstermektedir. Arıza gerçekleştikten sonra bu değer hızlıca, bir periyottan kısa bir sürede, %10 seviyesini geçmiştir, böylece arıza tespit edilmiş olur. Arızanın bölgesinin belirlenebilmesi için Şekil 6.1c'de gösterilen reaktif gücün negatif bileşeninin akış yönünün incelenmesi gerekir. Bu arızada doğrultu, bütün hatlar için baradan hatta doğru gerçekleşmiştir. Böylece, bara arızası tespit edilmiş olur ve baradaki kesicilere açma sinyali gönderilir.



Şekil 6.2 : Koruma rölesinin B1 barasında gerçekleşen faz faz arızasına cevabı: a) B1 barasına bağlı hatlardaki ani güçler. b) B1 barasına bağlı hatlardaki dengesiz güç faktörleri. c) B1 barasına bağlı hatlardaki reaktif gücün negatif bileşeninin yönü.

B1'deki faz faz arızası: Önerilen entegre koruma rölesinin B1 barasında gerçekleşen bir faz faz arızasına cevabı Şekil 6.2'de gözlemlenebilir. Grafiklerden Şekil 6.2a'da, benzer şekilde, arıza sonrasında sistem frekansının iki katı bir frekansta osilasyonlar gözlemlenebilmektedir. Bu osilasyonlar, faz faz arızasının ani güç üzerindeki etkisini gösterir. Şekil 6.2b'de hareketli ortalaması alınan orantısız dengesiz güç faktörünün değişimi takip edilebilir. Arıza gerçekleştikten sonra bu değer hızlı bir şekilde artarak %10 eşik değerini geçmiştir, bu sayede faz faz arızası tespit edilmiş olur. Arıza bölgesinin belirlenebilmesi için Şekil 6.2c'de görülebilen reaktif gücün negatif bileşeninin akış doğrultusunun incelenmesi gerekir. Faz faz arızası esnasında doğrultu, bütün hatlar için baradan hatta doğru gerçekleşmiştir. Böylece, tekrardan bara arızası tespit edilmiş olur ve baradaki bütün kesicilere açma sinyali gönderilir.



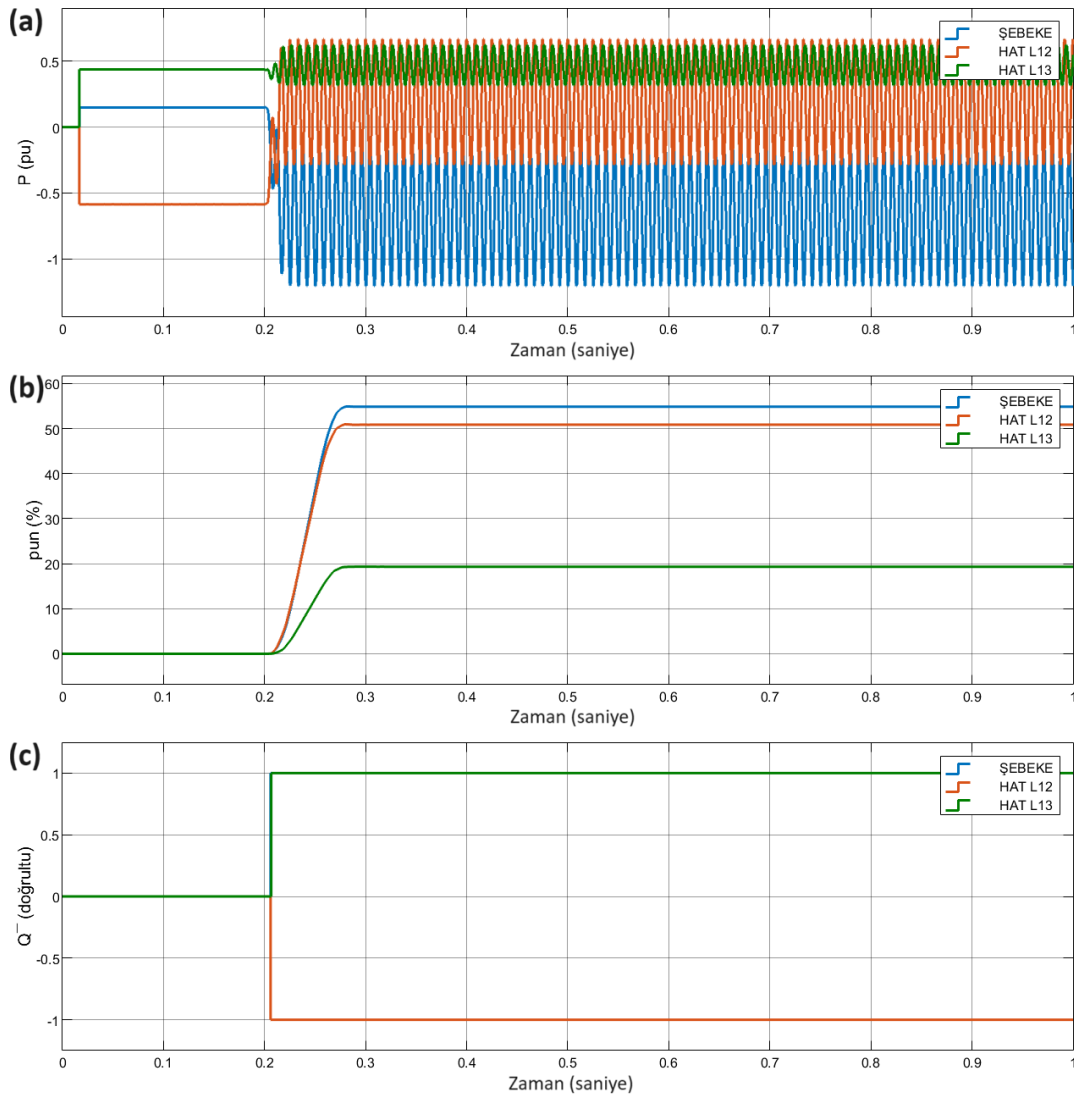
Şekil 6.3 : Koruma rölesinin B5 barasında gerçekleşen faz faz arızasına cevabı: a) B5 barasına bağlı hatlardaki ani güçler. b) B5 barasına bağlı hatlardaki dengesiz güç faktörleri. c) B5 barasına bağlı hatlardaki reaktif gücün negatif bileşeninin yönü.

B5'teki faz faz arızası: Yeni entegre koruma rölesinin şehir şebekesinden uzakta bulunan B5 barasında gerçekleşen bir faz faz arızasına cevabı Şekil 6.3'te görülmektedir. Burada bulunan grafiklerden Şekil 6.3a incelendiğinde, beklendiği üzere, arıza sonrasında ani güçte sistem frekansının iki katı frekansta dalgalanmalar gözlemlenebilmektedir. Şekil 6.3b, hareketli ortalaması alınan orantısız dengesiz güç faktörünün değişimini göstermektedir. Arıza gerçekleştikten sonra faktörün değeri %10 olarak belirlenen ayar değerini geçmiştir, böylece faz faz arızası tespit edilmiş olur. Arızalı bölgenin belirlenebilmesi için Şekil 6.3c'de gösterilen reaktif gücün negatif bileşeninin doğrultusu incelenir. İncelenen arızada bu doğrultu, bütün hatlar için baradan hatta doğru gerçekleşmiştir. Böylece, B5 barasındaki arıza tespit edilmiş olur ve baradaki bütün kesicilere açma sinyali gönderilir.

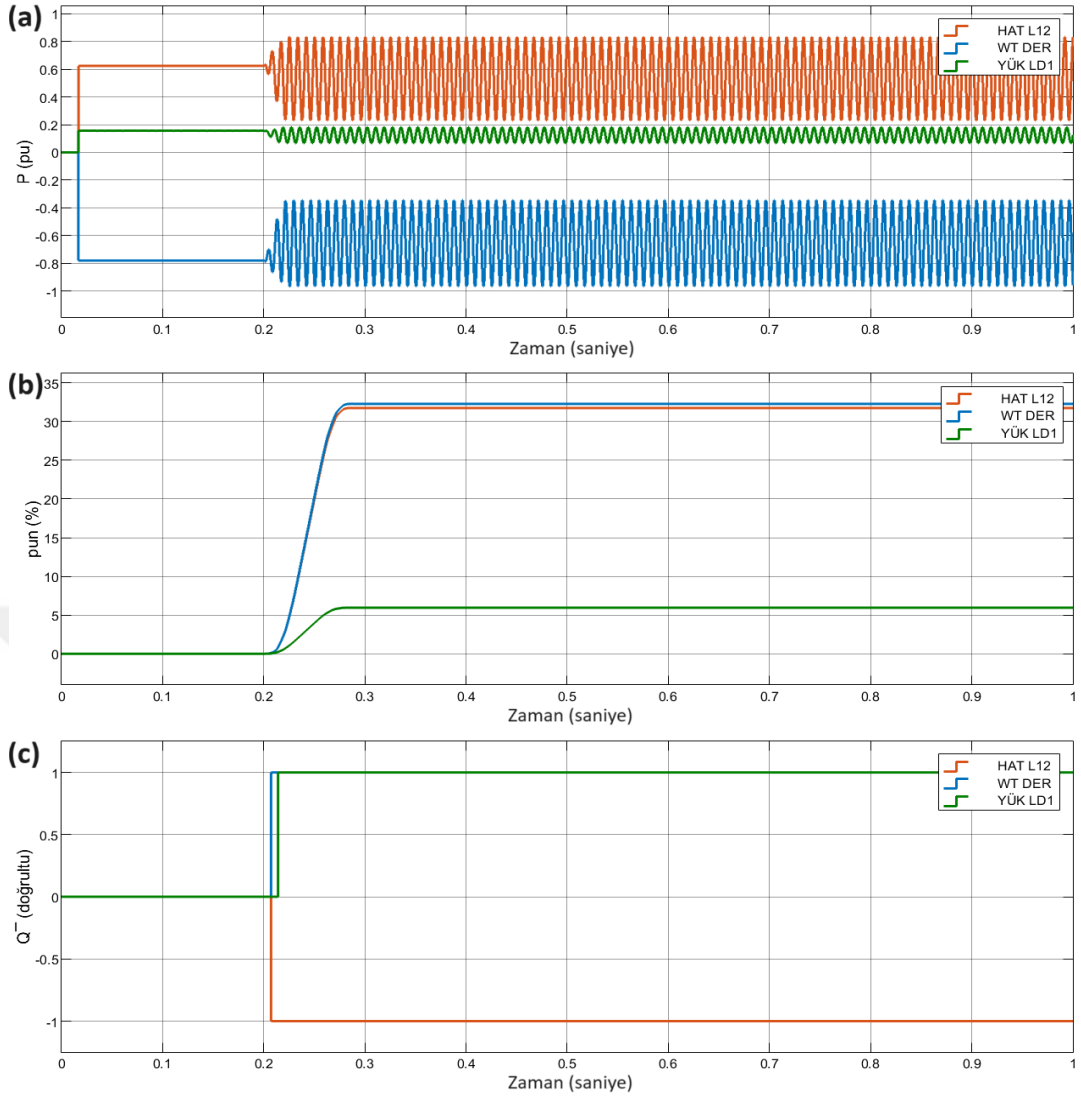
6.2.2 Hat koruması performansı

Dağıtım şebekelerinde birbirinden uzak dağıtım merkezlerinde yer alan kaynaklar, trafolar ve yükler birbirlerine dağıtım hatları aracılığıyla bağlanırlar. Hatlardan birinde arıza meydana geldiği zaman ilgili hattın iki ucundaki kesicinin de açarak hattı izole etmesi beklenir. Önerilen koruma yöntemi, ünite koruma yaklaşımına uygun şekilde hattın iki ucundan alınan verilerin karşılaştırılması ile korumayı gerçekleştirir.

Bu bölüm kapsamında, aktif dağıtım şebekesindeki bazı hatlarda tek faz toprak ve faz faz arızası ile iletken kopması durumları için simülasyonlar gerçekleştirilecektir. Elde edilen grafikler (Şekil 6.4, Şekil 6.5, Şekil 6.6, Şekil 6.7, Şekil 6.8 ve Şekil 6.9) yeni koruma rölesinin performansı açısından değerlendirilecektir.



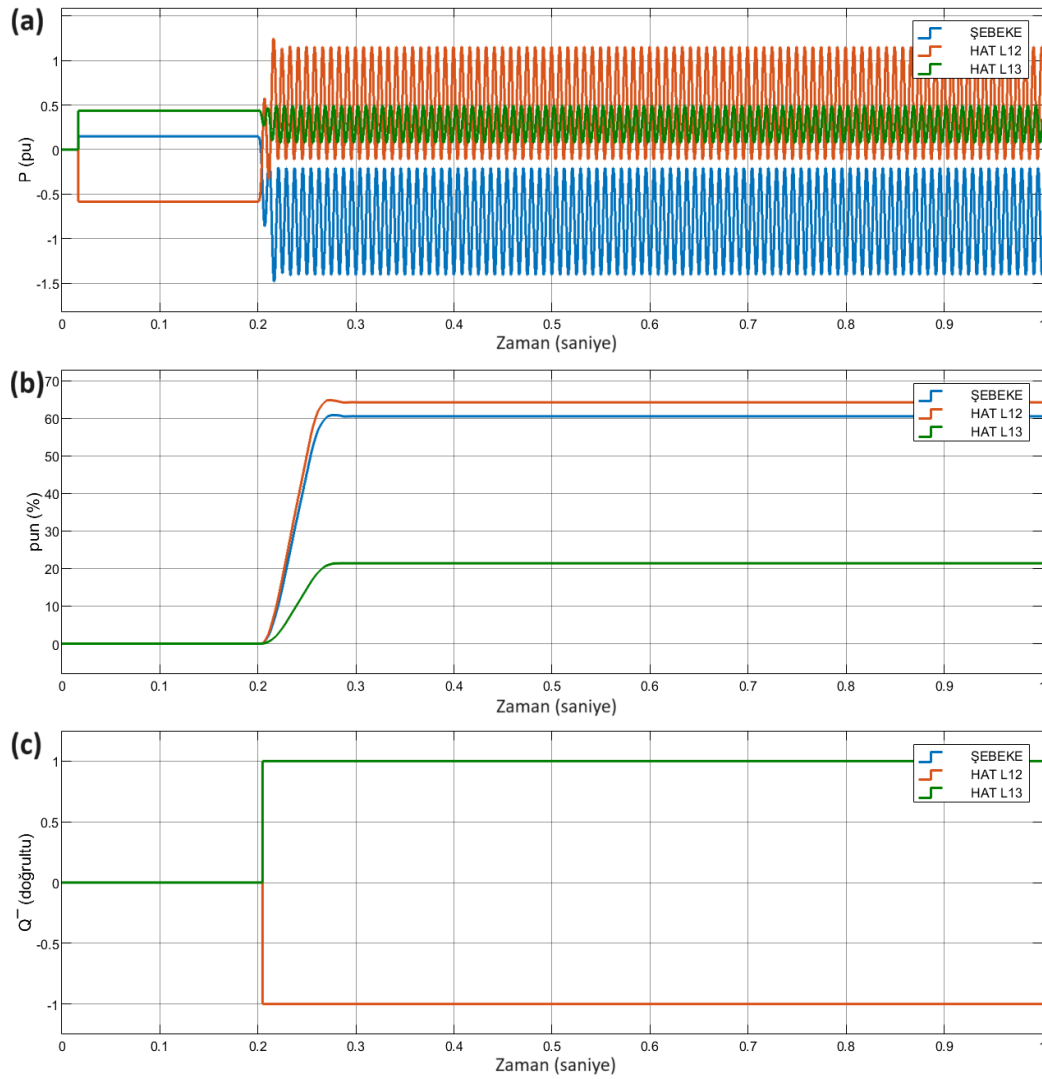
Şekil 6.4 : B1'deki koruma rölesinin L12'de gerçekleşen faz toprak arızasına cevabı: a) B1 barasına bağlı hatlardaki ani güçler. b) B1 barasına bağlı hatlardaki dengesiz güç faktörleri. c) B1 barasına bağlı hatlardaki reaktif gücün negatif bileşeninin yönü.



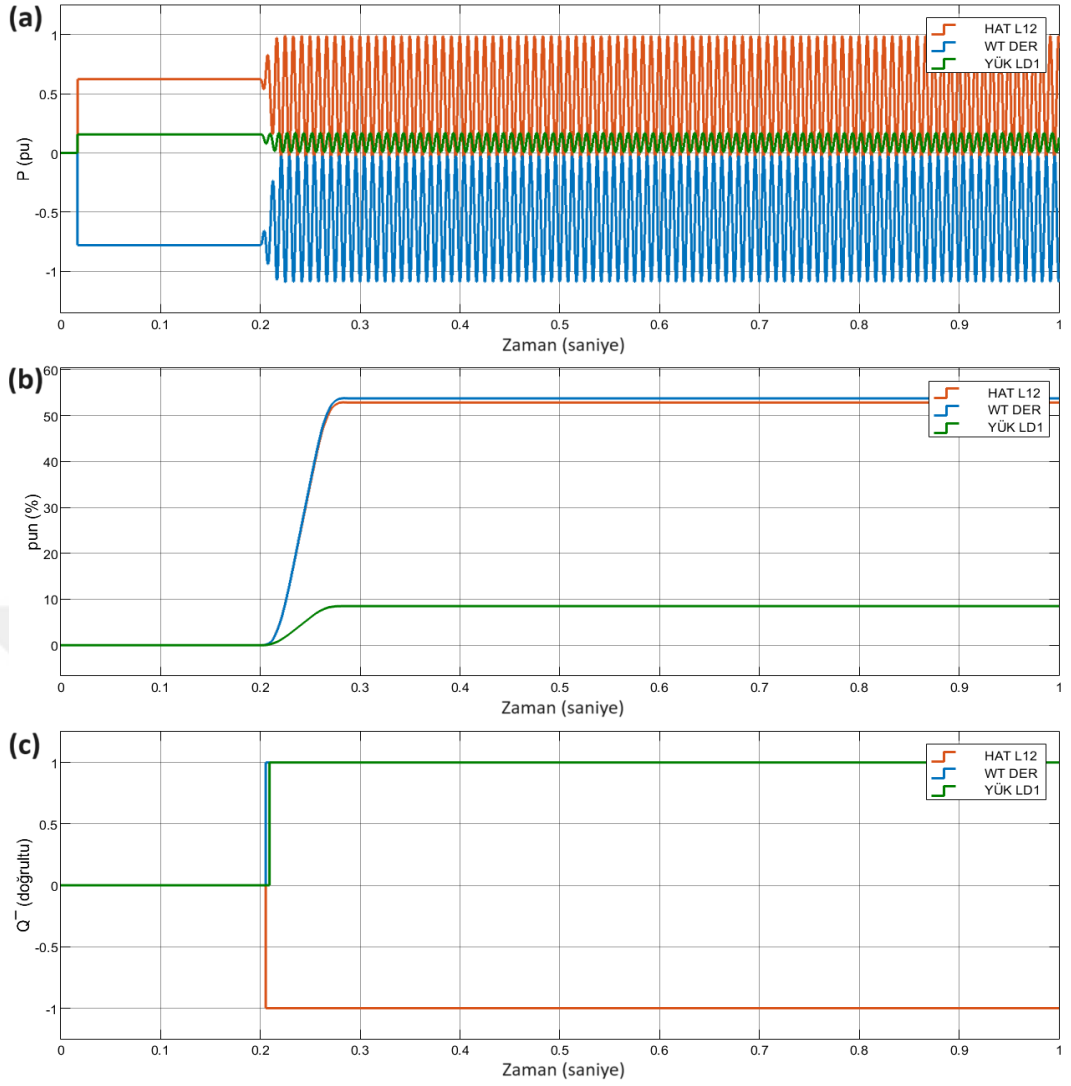
Şekil 6.5 : B2'deki koruma rölesinin L12'de gerçekleşen faz toprak arızasına cevabı: a) B2 barasına bağlı hatlardaki ani güçler. b) B2 barasına bağlı hatlardaki dengesiz güç faktörleri. c) B2 barasına bağlı hatlardaki reaktif gücün negatif bileşeninin yönü.

L12'deki tek faz toprak arızası: Önerilen entegre koruma rölesinin L12 hattında gerçekleşen bir faz toprak arızasına cevabı için sırasıyla B1 ve B2 barasına ait olan Şekil 6.4 ve Şekil 6.5 incelenebilir. Bu grafiklerden Şekil 6.4a ve Şekil 6.5a'da asimetrik arıza sonrası ani güçte meydana gelen dalgalanmalar görülebilmektedir. Şekil 6.4b ve Şekil 6.5b'de hareketli ortalaması alınan orantısız dengesiz güç faktörünün arıza sonrasında hızlı bir şekilde artarak eşik değeri olarak belirlenen %10 değerini geçtiği belli olmaktadır. Böylece, her iki baradaki koruma rölesi de arızayı tespit etmiş olur. Şekil 6.4c ve Şekil 6.5c'de reaktif gücün negatif bileşeninin doğrultusu koruma röleleri için ayrı ayrı görülebilmektedir. Grafikler incelendiğinde, L12 hattı için bu doğrultunun hattan baraya şeklinde olduğu anlaşılır, diğer hatlarda durum tam tersidir. Rölelerin karşılıklı haberleşmesi sonrasında hat arızası tespit edilir.

L12'deki faz faz arızası: Yeni entegre koruma rölesinin L12 hattında meydana gelen bir faz faz arızasına cevabı için B1 ve B2 baralarına ait olan Şekil 6.6 ve Şekil 6.7 incelenebilir. İlgili grafiklerden Şekil 6.6a ve Şekil 6.7a'da dengesiz arıza sonrası ani güçte oluşan dalgalanmalar görülebilmektedir. Şekil 6.6b ve Şekil 6.7b'de hareketli ortalaması alınan orantısız dengesiz güç faktörünün arıza sonrasında hızlıca artarak ayar değeri olarak belirlenmiş olan %10'u geçtiği gözlemlenebilmektedir. Bunun sonucunda, her iki baradaki koruma rölesi de arızayı tespit etmiş olur. Şekil 6.6c ve Şekil 6.7c'de reaktif gücün negatif bileşeninin akış yönü B1 ve B2 baralarındaki koruma röleleri için ayrı ayrı görülebilmektedir. Bu grafikler incelendiğinde, L12 hattı için akış yönünün hattan baraya doğru olduğu anlaşılır, diğer hatlar için bu durum geçerli değildir. Rölelerin karşılıklı haberleşmesi sonrasında hat arızası tespit edilir.

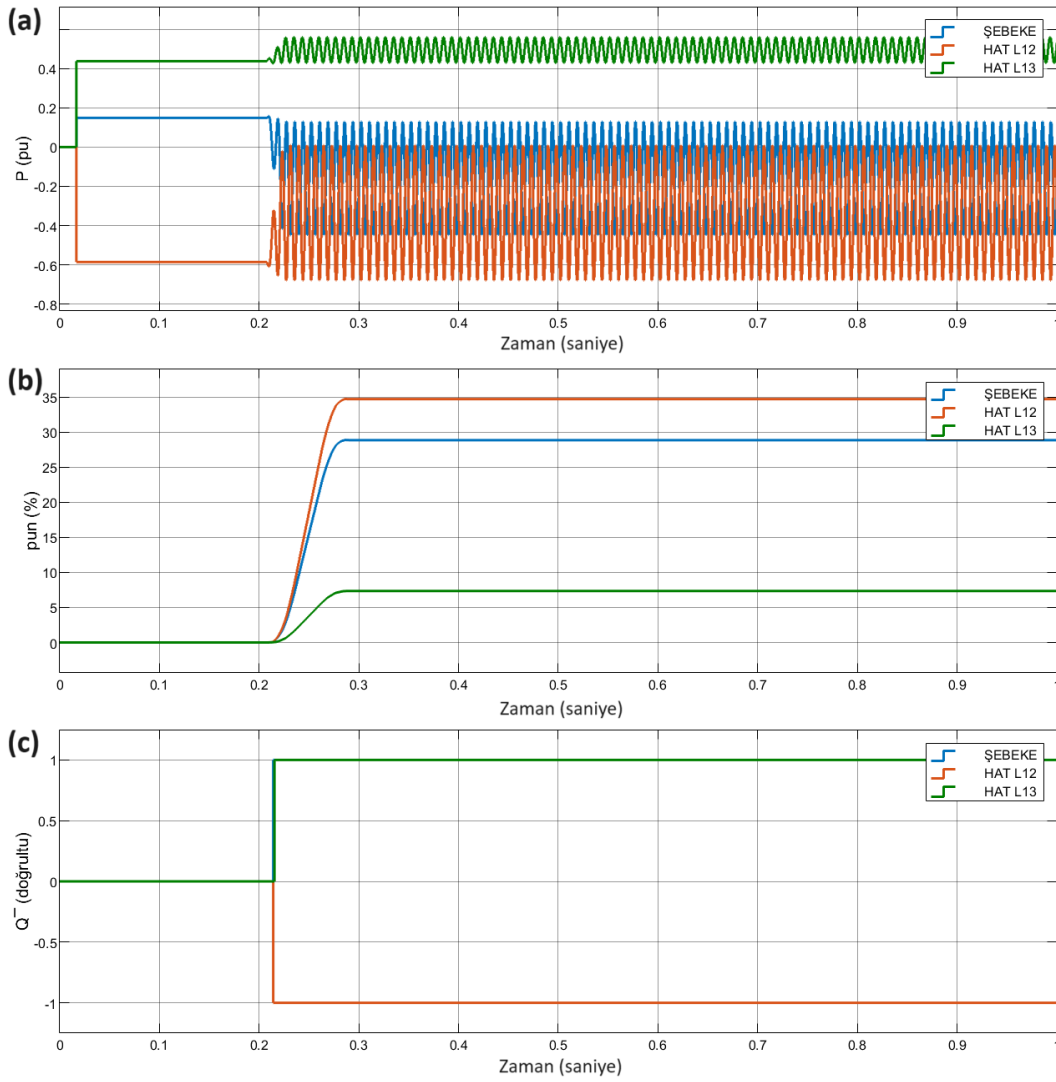


Şekil 6.6 : B1'deki koruma rölesinin L12'de gerçekleşen faz faz arızasına cevabı: a) B1 barasına bağlı hatlardaki ani güçler. b) B1 barasına bağlı hatlardaki dengesiz güç faktörleri. c) B1 barasına bağlı hatlardaki reaktif gücün negatif bileşeninin yönü.



Şekil 6.7 : B2'deki koruma rölesinin L12'de gerçekleşen faz faz arızasına cevabı: a) B2 barasına bağlı hatlardaki ani güçler. b) B2 barasına bağlı hatlardaki dengesiz güç faktörleri. c) B2 barasına bağlı hatlardaki reaktif gücün negatif bileşeninin yönü.

L12'deki iletken kopması arızası: Tasarlanan koruma rölesinin L12 hattında meydana gelen bir iletken kopması arızasına cevabı için B1 ve B2 baralarına ait olan Şekil 6.8 ve Şekil 6.9 gözlemlenir. Bu grafiklerden Şekil 6.8a ve Şekil 6.9a'da dengesiz arıza sonrası ani güç değerinde oluşan dalgalanmalar görülebilmektedir. Şekil 6.8b ve Şekil 6.9b'de hareketli ortalaması alınan orantısız dengesiz güç faktörünün arıza sonrasında hızlıca artarak %10'u geçtiği belli olmaktadır. Bu sayede, her iki baradaki koruma rölesi de arızayı tespit etmiş olur. Şekil 6.8c ve Şekil 6.9c'de reaktif gücün negatif bileşeninin yön değeri B1 ve B2 baralarındaki koruma röleleri için ayrı ayrı görülebilmektedir. Aynı grafikler incelendiğinde, L12 hattı için akış yönünün hattın baraya doğru olduğu anlaşılır, diğer hatlar için ise yön baradan hat doğru. İlgili hattın ucundaki rölelerin haberleşmesinin ardından hat arızası tespit edilmiş olur.

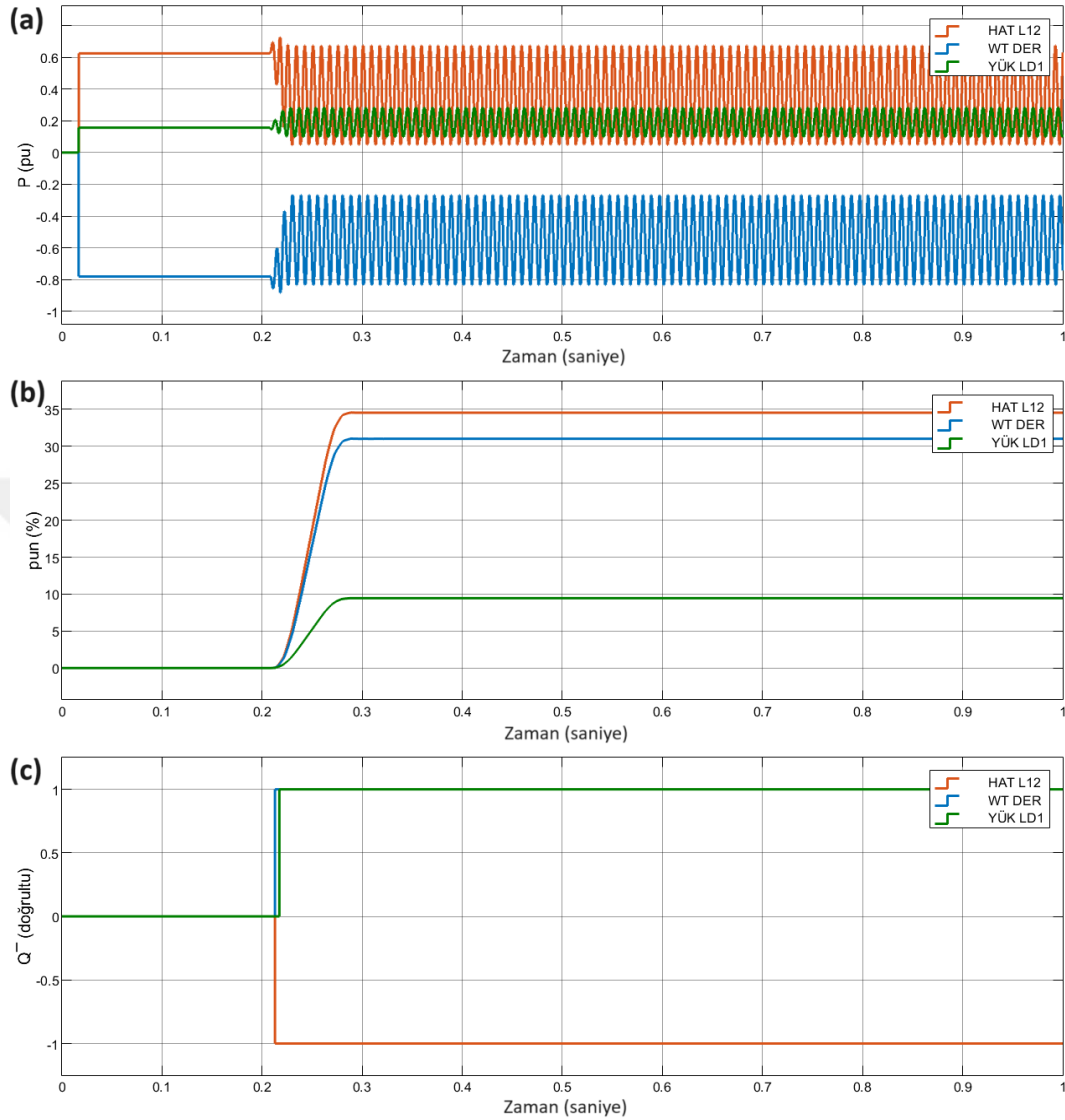


Şekil 6.8 : B1'deki koruma rölesinin L12'de gerçekleşen iletken kopmasına cevabı: a) B1 barasına bağlı hatlardaki ani güçler. b) B1 barasına bağlı hatlardaki dengesiz güç faktörleri. c) B1 barasına bağlı hatlardaki reaktif gücün negatif bileşeninin yönü.

Örnek aktif dağıtım şebekesinde gerçekleştirilen asimetrik arızalar sonucunda, hem baralar hem de hatlar için, yeni geliştirilen entegre koruma rölesinin görevini başarıyla yerine getirdiği gözlemlenmiştir. Asimetrik arızanın gerçekleştiği bölgede bulunan bütün röleler arızayı oransal dengesiz güç faktörünün önceden belirlenen eşik değeri bir periyotluk bir süre içerisinde geçmesi sonucunda algılamışlardır. Arızayı algılayan rölelerin reaktif gücün negatif bileşenine ait yön değerleri kontrol edildiğinde bu rölelerin arızayı doğru bölgede tespit ettiği de anlaşılmaktadır.

Sonuç olarak, röleler arası haberleşme sağlanabildiği sürece rölelerin birincil koruma işlemini hızlıca gerçekleştirebileceği görülmektedir. Ancak, akım trafosunun doyması veya arızalanması, ilgili koruma rölesinde bir iç arıza gerçekleşmesi, kesicilerin devreye girmemesi veya röleler arası iletişimin yitilmesi durumunda birincil koruma

sağlıklı olarak çalışamayabilir. Bu durumda, yedek korumanın devreye girerek arızayı ters zaman eğrileri ile hesaplanan bir zaman gecikmesi ile gidermesi beklenir.

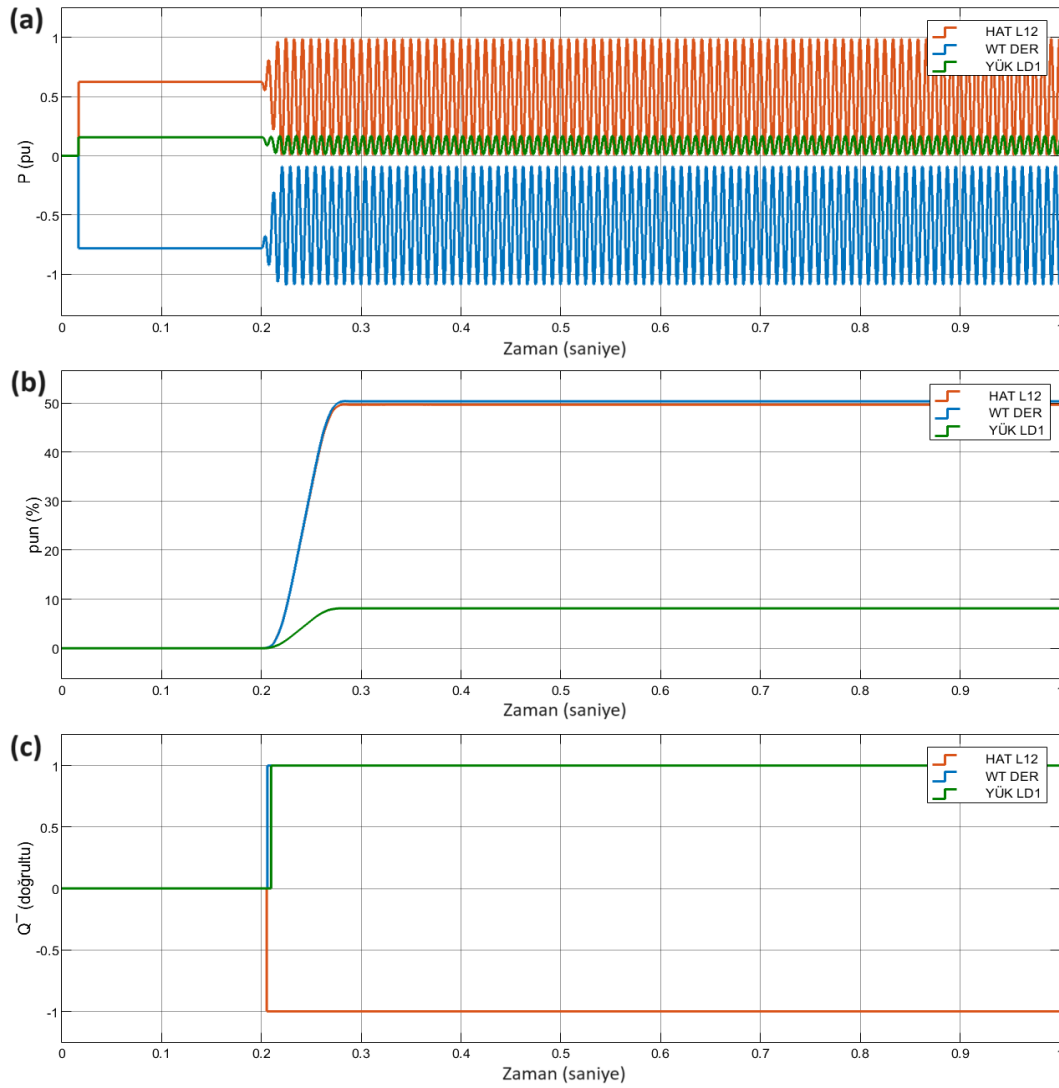


Şekil 6.9 : B2'deki koruma rölesinin L12'de gerçekleşen iletken kopmasına cevabı: a) B2 barasına bağlı hatlardaki ani güçler. b) B2 barasına bağlı hatlardaki dengesiz güç faktörleri. c) B2 barasına bağlı hatlardaki reaktif gücün negatif bileşeninin yönü.

6.2.3 Yedek koruma performansı

Yedek koruma sistemi, arızanın gerçekleştiği koruma bölgesine ait birincil korumanın herhangi bir sebepten dolayı devreye girmediği durumlarda arızayı gidermek için kullanılmaktadır (Şekil 6.10). Önerilen entegre koruma yönteminde bir bara arızası veya hat arızası meydana geldiği zaman, birincil korumanın arızayı herhangi bir zaman gecikmesine gerek kalmadan gidermesi beklenmektedir. Ancak birincil koruma ekipman hatası veya iletişim hattının kaybı gibi bir sorun yüzünden devreye girmezse yedek koruma sistemi belli bir zaman gecikmesiyle birlikte arızayı giderir.

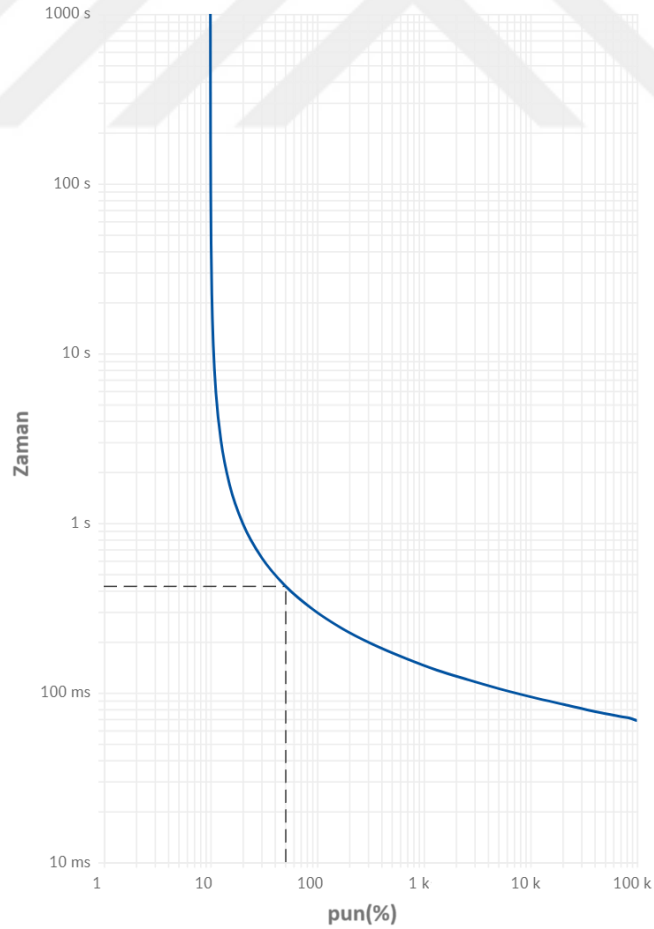
Birincil koruma ile yedek koruma arasında bulunan zaman gecikmesi sayesinde yedek koruma birincil korumanın arızayı tespit edip devreye girdiği durumlarda gereksiz açmalara sebebiyet vermez. Aksi takdirde, koruma sisteminin seçicilik özelliği kaybolabilir. Koruma sistemleri düşünüldüğünde, bir arızanın tespit edilmesi için rölede gerçekleşen hesaplamalar, koruma röleleri arasında haberleşmenin gerçekleşmesi, kesiciye açma sinyali gönderilmesi ve kesicinin kontaklarının ayrılması, arıza tespiti için kullanılan büyüklüğün eşik değerin altına düşmesi gibi aşamalar belirli bir zaman almaktadır. Yedek koruma için belirlenen zaman gecikmesinin bütün aşamaların tamamlanması için birincil korumaya yeterli zamanı tanınması gerekir. Genellikle, 300 ms veya üzeri bir zaman gecikmesi birincil koruma ile yedek koruma arasındaki koordinasyonun sağlanmasında yeterli olmaktadır.



Şekil 6.10 : B2 barasındaki rölenin B1 barasında oluşan faz faz arızasına cevabı: a) B1 barasına bağlı hatlardaki ani güçler. b) B1 barasına bağlı hatlardaki dengesiz güç faktörleri. c) B1 barasına bağlı hatlardaki reaktif gücün negatif bileşeninin yönü.

Geçtiğimiz bölümde B1 barasında meydana gelen bir faz faz arızası durumunda bu baradaki entegre koruma rölesinin cevabı gözlemlenmişti (Şekil 6.1). Herhangi bir sebepten bu baraya ait koruma rölesi arızayı temizlemeyi başaramazsa, ona komşu olan B2 ve B3 barasındaki rölelere ait yedek koruma sisteminin devreye girmesi beklenir (Şekil 6.10 ve Şekil 6.11). Bunun için öncelikle bu koruma rölelerinin arızayı doğru hattın bulunduğu doğrultuda tespit etmesi gerekir.

Örneğin, B2 barasındaki entegre koruma rölesinin B1 barasında gerçekleşen faz faz arızasına olan cevabı incelendiğinde bu arızayı oransal dengesiz güç faktörünün değişimi ile tespit ettiği görülebilir. Arızanın tespit edilmesinden sonra arıza bölgesinin tespit edilmesi için reaktif gücün negatif bileşeninin doğrultusunun incelenmesi gerekmektedir. Şekil 6.10c’de görüldüğü gibi bu doğrultu L12 hattı veya ötesinde gerçekleşen bir arızayı işaret etmektedir. Ardından, B1 ve B2 barasındaki koruma röleleri birbirleriyle iletişime geçerler ve B1 barasından gelen veri ile birlikte B2 barasındaki koruma rölesi arızanın L12 hattında gerçekleşmediği bilgisine ulaşır. Bu durumda, B2 barasındaki L12 rölesi için birincil koruma devreye girmez.



Şekil 6.11 : B2'deki yedek korumanın ters zaman eğrisi ve zaman gecikmesi.

Böylece, B2 barasındaki rölenin L12 hattı doğrultusundaki koruma bölgesi için yedek koruma devreye girer. Yedek korumanın zaman gecikmesinin hesaplanması için denklem 4.40'ta görülen ters zaman formülü, standart normal eğriye uygun katsayılarla birlikte kullanılır. Bu formüle göre, $p_{un_{ma}}/p_{un_{set}}$ oranı ve TMS çarpanı rölenin zaman gecikmesini belirleyecektir. Bu rölede oransal dengesiz güç faktörü için ayar değeri %10 olarak belirlenmiştir. B2 barasına bağlı ölçüm ekipmanlarından alınan verilere dayalı olarak hesaplanan maksimum oransal dengesiz güç faktörü Şekil 6.10b'de de görüldüğü gibi sürekli halde %50 değerini alır. Böylece bu iki değer birbirine oranı 5 olarak hesaplanır. Bu röle için TMS çarpanı değerinin de 0,1 olarak belirlendiğini düşündüğümüzde zaman gecikmesi ters zaman formülüne göre 0,43 s olarak hesaplanmaktadır. Bu röleye ait ters zaman eğrisi ve incelenen arızanın bu egride denk geldiği nokta Şekil 6.11'de görülebilmektedir.

Bir aktif dağıtım şebekesi için yedek koruma sisteminin tasarlanması başlı başına bir süreçtir. Ters zamanlı aşırı akım korumasında kullanılan farklı TMS değerleri, yön elemanı, kilitleme gibi koordinasyon yöntemleri önerilen entegre koruma yöntemindeki yedek koruma yaklaşımı için de kullanışlı olacaktır. Böylece, bu yönteme ait yedek koruma sistemi daha hızlı ve daha seçici bir hale getirilebilir.

6.3 Simülasyon Sonuçları

Bu bölümde, örnek aktif dağıtım şebekesinde bulunan hatlarda ve baralarda asimetrik arızalar gerçekleştirilmiş ve bu arızalara çalışma kapsamında önerilen entegre koruma sistemine ait rölelerin verdikleri cevaplar gözlemlenmiştir. İncelenen bütün arızalarda entegre koruma röleleri oransal dengesiz güç faktörünün değişimine bağlı olarak arızayı tespit etmeyi başarmışlardır. Ayrıca, koruma röleleri reaktif gücün negatif bileşeninin yön değerinin incelenmesi ile birlikte arızanın korunan barada veya korunan hatlardan birinin doğrultusunda gerçekleştiğini ayırt edebilmiştir. Böylece, birincil koruma ile doğru kesicilerin devreye girmesi sağlanmıştır.

Birincil korumanın herhangi bir sebepten devreye giremediği durumlarda yedek koruma yöntemine başvurulur. Yedek koruma yönteminde, ters zaman eğrisi ile zaman gecikmesi hesaplanır, reaktif gücün negatif bileşeni ise arızanın doğrultusunun belirlenmesinde kullanılır. Bu yöntemin de, doğru ayarlar belirlendiği sürece, yeterli bir koruma sağlayabileceği gözlemlenmektedir.

7. SONUÇ VE ÖNERİLER

Dağıtım sistemleri, kaynaklarda üretilen ve iletim yoluyla taşınan elektrik enerjisini son tüketicilere aktarmakla görevlidirler. Kaynaktan tüketiciye uzanan yapının radyal ve tek yönlü bir şekilde oluşturulmuş olması bu şebekelerin işletme, koruma ve kontrol fonksiyonlarının kolay bir şekilde gerçekleştirilmesine olanak tanır. Ancak, gelişen teknoloji elektrik üretiminin yalnızca büyük çaplı santrallerden değil küçük dağıtık üretim tesislerinden de gerçekleştirilmesini sağlamıştır. Bu sayede, şebekenin her noktasından elektrik üretimi yapılabilir. Bu durum, büyük veya küçük birçok yenilenebilir enerji santralının şebekeye katılmasını desteklemiştir, ancak şebekenin oluşan yeni yapısı geleneksel şebekelere göre daha kompleks olmuştur. Aktif dağıtım şebekeleri olarak adlandırılan bu şebekelerin işletilmesi, korunması ve kontrolü için yeni yaklaşımlara ihtiyaç duyulmaktadır.

Aktif dağıtım şebekeleri, yenilenebilir enerji kaynakları sebebiyle oluşan değişken güç üretimi, çift yönlü olarak gerçekleşebilen güç akışı, güç elektroniği devreleri ile şebekeye bağlanan kaynaklar gibi farklı özelliklere sahiptir. Bu şebekelerin korunması için dağıtım şebekelerinde kullanılmış geleneksel aşırı akım koruması yöntemleri etkisiz kalabilmektedir. Şebekenin değişken yapısına uyum sağlayabilen yöntemlerin kullanılmasına ihtiyaç duyulmaktadır.

Haberleşmeli veya haberleşmesiz olarak tasarlanmış adaptif koruma sistemleri, ajan temelli sistemler gibi farklı koruma yaklaşımları korumanın ayar değerlerini şebekede meydana gelen değişimlere uyumlu hale getirmeyi hedefler. Bu yaklaşım, daha seçici bir koruma sağlanmasına imkân tanır, ancak uygulanması sistem büyüdükçe kompleks hale gelmektedir. Ek olarak, koordinasyonun sağlanması için zaman gecikmeleri ve kilitleme ile açma transferi şeması gibi çeşitli koruma mekanizmalarının kullanılması gerekli olmaktadır.

Ünite koruma yöntemi bu sorunların giderilerek hem hızlı hem de seçici bir koruma sağlanması için tasarlanmıştır. Bu yöntem gere, her bir şebeke elemanı bir ünite olarak kabul edilir ve elemanların uç noktalarından ölçüm verileri alınır. Toplanan veriler karşılaştırılarak arızanın varlığı ve bölgesi tespit edilir. Bu yaklaşım, birden

fazla noktadan yapılan ölçümlere dayandığı için daha seçici bir koruma sağlayabilmektedir.

Bir diğer yöntem olan entegre koruma sistemlerinde, her bir bara bir koruma bölgesi olarak kabul edilir ve baraya bağlı bütün hatlardan ve baradan alınan ölçüm bilgileri bir röle sisteminde toplanır. Böylece arızanın barada veya ilgili bir hatta gerçekleşip gerçekleşmediği daha kolay bir şekilde anlaşılır. Bu yaklaşımda, entegre koruma sistemini oluşturan ve farklı baralarda bulunan entegre koruma röleleri birbirleriyle haberleşebilmektedir. Entegre koruma sistemleri, aşırı akım koruması başta olmak üzere farklı koruma yöntemleri ile birlikte kullanılabilir.

Entegre koruma sistemlerinde haberleşme önemli bir yer tutmaktadır. Kullanılan haberleşmenin hızlı ve senkronize olması koruma sisteminin doğru bir şekilde çalışmasına yardımcı olur. Bu sebeple, günümüzde güç sistemlerinde haberleşme için en geçerli standart olan IEC 61850'e uygun bir haberleşme altyapısı kurulmalıdır.

Şebekelerde meydana gelen asimetrik arızaların aşırı akım koruması gibi geleneksel koruma yöntemleriyle de algılanması mümkündür. Ancak, seçicilik ve hız açısından simetrik bileşenler yöntemini baz alarak oluşturulan koruma yöntemleri dengesiz arızaların algılanmasında daha avantajlı olmaktadır. Bu sebeple, gerilim ve akımdaki dengesizliklerin hesaplanarak takip edilmesi dağıtım şebekelerindeki asimetrik arızaların belirlenmesinde büyük önem taşımaktadır.

Bu bilgiler göz önüne alındığında, aktif dağıtım şebekelerinin asimetrik arızalara karşı korunmasında kullanılabilecek yeni bir yöntem ihtiyacı duyulduğu görülmektedir. Bu çalışma kapsamında, ünite ve entegre koruma özelliklerine sahip, haberleşme altyapısı bulunan, simetrik bileşenler yöntemini baz alan yeni bir koruma yöntemi geliştirilmiştir. Bu koruma yöntemi, arıza tespiti için dengesiz güç kavramını, arıza bölgesinin tespiti için ise reaktif gücün negatif bileşeninin akış yönünü kullanmaktadır. Ünite koruma yaklaşımına uygun olarak, şebeke elemanının iki ucundan alınan ise reaktif gücün negatif bileşeninin akış yönü verisi karşılaştırılarak arızanın koruma bölgesinde gerçekleşip gerçekleşmediği belirlenir.

Bu çalışmada, koruma yönteminin amacına uygun olarak asimetrik arızalarda hızlı ve seçici bir koruma sağlanması beklenmektedir. Bu durumun test edilmesi için öncelikle bilgisayarlı simülasyon ortamında örnek bir aktif dağıtım şebekesi kurulmuştur. Bu aktif dağıtım şebekesi, şehir şebekesi bağlantısından, yenilenebilir enerji

kaynaklarından, yüklerden, hatlardan ve baralardan oluşmaktadır. Ardından, geliştirilen ünite ve entegre koruma yöntemi bu şebekenin korunması için bilgisayar modeli üzerinde uygulanmıştır.

7.1 Çalışmanın Sonuçları

Geliştirilen yeni koruma rölesi birincil koruma yöntemi olarak oransal dengesiz güç faktöründeki değişime göre arızayı tespit eden ve reaktif gücün negatif bileşeninin yönüne bağlı olarak arıza bölgesini algılayabilen bir yaklaşım kullanmaktadır. Bu yaklaşıma göre şebekede bir asimetrik arıza gerçekleştiği zaman dengesiz güç artmaya başlar, belirli bir eşik değeri geçildiğinde ise arıza tespit edilmiş olur. Eğer arıza baradaysa, entegre koruma rölesi baradan alınan verilere göre bu durumu hemen belirleyebilir. Eğer arıza hattaysa, hattın iki ucundaki entegre koruma rölesi haberleşerek arızanın konumunu onaylar. Eğer arıza koruma bölgelerinin dışında gerçekleşirse yedek koruma devreye girecektir.

Yedek koruma sistemi, ters zamanlı çalışma özelliğine sahiptir. Ters zamanlı çalışmada zaman gecikmesi, şebekeden ölçülen oransal dengesiz güç faktörü ile önceden belirlenen eşik değerin birbirine oranı ve bir zaman çarpanı ile belirlenir. Yedek koruma, arızanın uzak bir bölgede gerçekleştiği durumlarda kullanılabildiği gibi haberleşmenin kaybedildiği durumlarda da kullanılabilmektedir.

Örnek aktif dağıtım şebekesinin ve bu çalışma kapsamında geliştirilen, dengesiz güç kavramını baz alarak hatlar ve baralar için asimetrik arızalara karşı koruma sağlayan entegre ve ünite koruma özelliklerine sahip koruma rölesinin modellenerek bilgisayar ortamına aktarılmasının ardından performans analizi çalışmaları gerçekleştirilmiştir. Bu performans analizi çalışmalarında öncelikli olarak birincil korumanın performansı detaylı olarak incelenmiş, daha sonra örnek bir arızada yedek korumanın çalışması gözlemlenmiştir.

Asimetrik arızalara örnek olarak seçilen tek faz toprak ve faz faz arızaları hem baralar hem de hatlar üzerinde uygulanmıştır. Ayrıca, hatların birinde tek faz için iletken kopması durumu da incelenmiştir. Simülasyonlarda gerçekleştirilen bütün bu arızalarda, beklendiği üzere, arızaların tamamı ilgili bölgeye ait koruma röleleri tarafından tespit edilmiştir. Bara arızaları, herhangi bir haberleşmeye ihtiyaç duymadan yalnızca baradan toplanan verilerle tespit edilebilmiştir. Hat arızalarında ise

haberleşme mevcut olduğu sürece arıza bölgesi zaman gecikmesine gerek kalmadan hızlıca tespit edilmiştir. Arızalar gerçekleştirildiğinde, arıza bölgesi dışındaki rölelerin cevapları da incelenmiş ve arızaları doğru olarak uzak bir bölgede tespit ettikleri anlaşılmıştır. Böylece, birincil koruma için başarılı bir performans gösterilmiş olur.

Önerilen koruma rölesinin yedek koruma fonksiyonu bir senaryo için test edilmiştir ve işlevini yerine getirdiği anlaşılmıştır. Bu senaryoya göre, arıza bölgesindeki röle bara arızası durumunda korumayı gerçekleştirememiş ve hattın diğer ucundaki rölenin yedek koruması devreye girmiştir. Ters zaman fonksiyonuna göre hesaplanan zaman gecikmesi sonrasında ilgili hattın ucundaki kesiciye açma sinyali gönderilerek koruma işlevi yerine getirilmektedir.

Performans analizi için oluşturulan senaryolarda da görülebildiği gibi birincil koruma ve yedek koruma, arıza tespitini ve arıza bölgesi tespitini doğru bir şekilde yapabilmektedir. Birincil koruma için hız ve seçicilik üst düzeyde sağlanabilmektedir, bütün senaryolarda yalnızca arızanın gerçekleştiği bölgedeki kesiciler için açma sinyali gönderilmiştir. Böylece, önerilen koruma yaklaşımının beklenen başarıyı gösterdiği söylenebilir.

7.2 Gelecek Çalışmalara İlişkin Öneriler

Önerilen koruma yöntemi için oluşturulan dengesiz güç kavramı ve reaktif gücün negatif bileşeni elemanı güç sistemlerine yönelik gelecek uygulamalar için de önem arz etmektedir. Şebekede dolaşan dengesiz gücün hesaplanması ve takip edilmesi ile şebekedeki dengesizliğe ve dengesizlik kaynağına ilişkin yorum yapılması mümkün olabilmektedir. Ayrıca reaktif gücün negatif bileşeni asimetrik arıza durumunda arıza bölgesinin tespiti için oldukça başarılı bir indikatör görevini görmektedir. Bu yapısı sayesinde, diğer koruma yöntemleri ile birlikte kullanılması da mümkün olmaktadır.

Önerilen yeni koruma yöntemi bütün asimetrik arıza tipleri için koruma sağlayabilmektedir. Ancak, arıza empedansı veya toprak arızaları için toprak empedansı arttıkça hesaplanan dengesiz güç faktörünün düştüğü gözlemlenmiştir. Bu durumda, yüksek empedanslı arızalar, topraklama empedansının yüksek olduğu durumlar ve farklı topraklama senaryoları için ayrı çalışmalar yapılması gerekebilir.

Önerilen koruma yönteminde oransal dengesiz güç faktörü hesaplanırken paydada bir baz güç ifadesi kullanılmıştır. Bu baz güç ifadesinin seçilmesinde, şehir şebekesi ile

bağlantıyı sağlayan transformatörün nominal güç değerinin dikkate alınması önerilmiştir. Ancak, dengesiz güç faktörünün daha hassas şekilde hesaplanması gereken durumlar olabilir. Bu durumda, şebekedeki dağıtık üretim tesislerinin de arızaya olan katkılarının hesaplanması faydalı olacaktır. Koruma bölgelerinin kaynaklara olan uzaklığı da hesaba katılarak baz güç ifadesinin doğru bir şekilde hesaplanması için yeni bir algoritma oluşturulması da mümkündür. Böylece, farklı yaklaşımlar kullanılarak baz güç için daha uygun bir değer seçilebilir.

Önerilen koruma yönteminde öncelikli hedef birincil koruma algoritmasının asimetrik arızalar karşısında hızlı ve seçici bir koruma gerçekleştirmesidir. Herhangi bir sebepten birincil korumanın devreye girmemesi halinde yedek koruma yöntemine başvurulur. Yedek koruma yönteminde hem reaktif gücün negatif bileşeni kullanılarak arıza yönü tespiti yapılması mümkün olmaktadır hem de ters zaman fonksiyonu kullanılarak koordinasyon için gerekli zaman gecikmesi sağlanabilir.

Bunların yanı sıra, yönlü aşırı akım koruma rölelerine benzer bir şekilde çalışan yedek koruma yöntemi bu rölelerin dezavantajlarından bazılarını da sahiptir. Aktif dağıtım şebekelerinde görülen değişken ve çift yönlü güç akışı, önerilen koruma yönteminin yedek korumasının koordinasyonu açısından sorun yaratabilir. Bu durumun önüne geçebilmek için adaptif koruma algoritmalarının kullanılması mümkündür. Böylece, yedek koruma yönteminin de seçicilik ve hızı artırılabilir.

Sonuç olarak, dengesiz güç faktörü ile reaktif gücün negatif bileşeni kavramlarının asimetrik arızaların ve dengesiz durumların tespitinde ve analizinde kritik öneme sahip elemanlar olduğu bu çalışma ile ortaya konmuştur. Bu kavramları derinlemesine inceleyen gelecek çalışmaların şebekelerdeki dengesizliğin daha iyi anlaşılmasına yardımcı olacağı aşîkardır.



KAYNAKLAR

- [1] **Skrabec, Q. R. Jr.** (2007). *George Westinghouse: Gentle Genius*. Algora Pub.
- [2] **Faraday, M.** (1831). On some new electro-magnetic motions, and on the theory of magnetism. *Philosophical Transactions of the Royal Society of London*, 121, 125-162.
- [3] **Ampère, A. M.** (1827). Mémoire sur la théorie mathématique des phénomènes électro-dynamiques uniquement déduite de l'expérience. *Mémoires de l'Académie Royale des Sciences de l'Institut de France*, 6, 93-355.
- [4] **Kundur, P.** (1994). *Power System Stability and Control*. New York: McGraw-Hill.
- [5] **Tesla, N.** (1893). *Experiments with Alternate Currents of Very High Frequency and Their Application to Methods of Artificial Illumination*. AIEE Address.
- [6] **Fink, L., & Beaty, H. W.** (2010). *Standard Handbook for Electrical Engineers*. McGraw-Hill Professional.
- [7] **Wood, A. J., & Wollenberg, B. F.** (2012). *Power Generation, Operation, and Control*. John Wiley & Sons.
- [8] **Grigsby, L. L.** (2012). *The Electric Power Engineering Handbook*. CRC Press.
- [9] **Elgerd, O. I.** (1983). *Electric Energy Systems Theory: An Introduction*. Tata McGraw-Hill Education.
- [10] **El-Hawary, M. E.** (2010). *Introduction to Electrical Power and Power Electronics*. Academic Press.
- [11] **Lasseter, R.** (2011). Smart distribution: Coupled microgrids. *Proc. IEEE*, 99 (6), 1074-1082.
- [12] **Faruque, M. A. A., & Shahidehpour, M.** (2015). *Smart Grid: Modernizing Electric Power Transmission and Distribution Systems*. Wiley.
- [13] **Farhangi, H.** (2010). The path of the smart grid. *IEEE Power and Energy Magazine*, 8 (1), 18-28.
- [14] **Guerrero, J. M., Chandorkar, M., Lee, T. L., & Loh, P. C.** (2013). Advanced control architectures for intelligent microgrids—Part I: Decentralized and hierarchical control. *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, 60 (4), 1254-1262.
- [15] **Barnaby Solutions.** (t.y). Erişim tarihi: 20 Aralık 2023. Erişim adresi: <https://www.barnabyenergy.com/barnaby-solutions>.
- [16] **Usta, O.** (2020) Microgrid protection and automation. In: Tabatabaei N. M., Kabalci E., and Bizon N., *Microgrid architectures, control and protection methods*, 631-654. 1st ed., İsviçre: Springer.

- [17] **Lopes, J., Hatziargyriou N., Mutale, J., Djapic, P., & Jenkins, N.** (2007). Integrating distributed generation into electric power systems: A review of drivers, challenges and opportunities, *Electric Power Systems Research*, 77 (9), 1189-1203.
- [18] **Hatziargyriou, N., & Tziouvaras, D.** (2012). Microgrids: Definition, structure and operation. *Electric Power Systems Research*, 80, 1329-1340.
- [19] **Ihamäki, J.** (2012). *Integration of micro grids into electricity distribution networks*. (Yüksek lisans tezi). Lappeenranta University of Technology, Finlandiya.
- [20] **Memon, A., & Kauhaniemi, K.** (2015). A critical review of AC Microgrid protection issues and available solutions. *Electric Power Systems Research*, 129, 23-31.
- [21] **Ustun, S. T.** (2013). *Design and development of a communication assisted microgrid protection system*. (Doktora Tezi). Victoria University, School of Engineering and Science, Faculty of Health, Engineering and Science.
- [22] **Ghanbari, T., & Farjah, E.** (2013). Unidirectional fault current limiter: an efficient interface between the microgrid and main network. *IEEE Transactions on Power Systems*, 28, 1591-1599.
- [23] **Redfern, M., & Usta, O.** (1993). Fielding, Protection against loss of utility grid supply for a dispersed storage and generation unit. *IEEE Transactions on Power Delivery*, 8 (3), 948-954.
- [24] **Chandra, A., & Singh, G. K.** (2021). Pant, Protection of AC microgrid integrated with renewable energy sources – A research review and future trends. *Electric Power System Research*, 193, 107036.
- [25] **Brearley, B., & Prabu, R.** (2017). A review on issues and approaches for microgrid protection. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 67, 988-997.
- [26] **Laaksonen, H.** (2010). Protection principles for future microgrids. *IEEE Transactions on Power Electronics*, 25 (12), 2910-2918.
- [27] **Alstom** (2011). *Network protection and automation guide: protective relays, measurement and control*. Fransa: Alstom Grid.
- [28] **Horowitz, S., & Phadke A.** (2013). *Power system relaying*. John Wiley & Sons.
- [29] **Blackburn, J. L., & Domin, T. J** (2007). *Protective relaying: principles and applications*. Boca Raton, FL: CRC.
- [30] **Phadke, A. G., Horowitz, S. H., & McCabe, A. G.** (1990). Adaptive automatic reclosing. *CIGR'E 1990 Session*, Paris, Fransa: Ağustos 26 - Eylül 1.
- [31] **Al-Harbawi, Y. Z.** (2013). *An introduction to the digital protection of power systems*. Wroclaw, Polonya: Wroclaw University of Technology.
- [32] **Khaparde, S. A., Warke, N., & Agarwal, S. H.** (1993). Adaptive relaying using artificial neural network. *ANNPS '93, Proceedings of the Second International Forum on Applications of Neural Networks to Power Systems*, 447- 452.

- [33] **Morais, D. R., & Rolim, J. G.** (2006). A hybrid tool for detection of incipient faults in transformers based on the dissolved gas analysis of insulating oil. *IEEE Transactions on Power Delivery*, 21, 673-680.
- [34] **Skok, S., & Martsic, A.** (2000). The self-organizing neural network applied to adaptive distance protection. *Power Engineering Society Winter Meeting, IEEE*, 3, 1956-1960, 23-27 Ocak.
- [35] **Bittencourt, A. A., de Carvalho, M. R., & Rolim J. G.** (2009). Adaptive strategies in power systems protection using artificial intelligence techniques. *15th International Conference on Intelligent System Applications to Power Systems*, 1-6.
- [36] **So, C. W., Li, K. K., Lai, K. T., & Fung, K. Y.** (1997). Application of genetic algorithm for overcurrent relay coordination. *Sixth International Conference on Developments in Power System Protection*, 434, 66-69.
- [37] **Ghanbarian, M. M., Havehnia, F., & Kazerooni, A.** (2008). Setting directional over current relays as the backup of distance relays in power network. *Fifteenth National Power Systems Conference (NPSC)*, 329-333. IIT Bombay.
- [38] **Wiszniewski, A., & Kasztenny, B.** (1995). A multi-criteria differential transformer relay based on fuzzy logic. *IEEE transactions on power delivery*, 10 (4), 1786-1792.
- [39] **Monsef, H., Ranjbar, A. M., & Jadid, S.** (1997). Fuzzy rule-based expert system for power system fault diagnosis. *IEE Proceedings-Generation, Transmission and Distribution*, 144 (2), 186-192.
- [40] **Tan, J. C., Crossley, P. A., & McLaren, P. G.** (2001). Fuzzy expert system for on-line fault diagnosis on a transmission network. *2001 IEEE Power Engineering Society Winter Meeting Conference*, 2, 775-780. IEEE.
- [41] **Bo, Z. Q.** (2002). Adaptive non-communication protection for power lines BO scheme 1-The delayed operation approach. *IEEE Transactions on Power Delivery*, 17 (1), 85-91.
- [42] **Bo, Z. Q.** (2002). Adaptive non-communication protection for power lines BO scheme. II. The instant operation approach. *IEEE transactions on power delivery*, 17 (1), 92-96.
- [43] **Pradhan, A. K., & Joos, G.** (2007). Adaptive distance relay setting for lines connecting wind farms. *IEEE Trans. on Energy Conv.*, 22 (1), 206-213.
- [44] **Mahat, P., Chen, Z., Bak-Jensen, B., & Bak, C. L.** (2011). A simple adaptive overcurrent protection of distribution systems with distributed generation. *IEEE Transactions on Smart Grid*, 2 (3), 428-437.
- [45] **Shen, S., Lin, D., Wang, H., Hu, P., Jiang, K., Lin, D., & He, B.** (2015). An adaptive protection scheme for distribution systems with DGs based on optimized Thevenin equivalent parameters estimation. *IEEE Transactions on Power Delivery*, 32 (1), 411-419.
- [46] **Ustun, T. S., Ozansoy, C., & Zayegh, A.** (2012). Modeling of a centralized microgrid protection system and distributed energy resources according to IEC 61850-7-420. *IEEE Transactions on Power Systems*, 27 (3), 1560-1567.

- [47] **Ustun, T. S., Ozansoy, C., & Zayegh, A.** (2011). A microgrid protection system with central protection unit and extensive communication. *10th International Conference on Environment and Electrical Engineering*, 1-4. IEEE.
- [48] **Ishchenko, D., Oudalov, A., & Stoupis, J.** (2012, May). Protection coordination in active distribution grids with IEC 61850. *PES T&D 2012*, 1-6. IEEE.
- [49] **CODE, P.** (2010). *Communication networks and systems for power utility automation–Part 7-2: Basic information and communication structure–Abstract communication service interface (ACSI)*. Int. Std. IEC 61850–7-2, Ed. 2.
- [50] **Cintuglu, M. H., Ma, T., & Mohammed, O. A.** (2016). Protection of autonomous microgrids using agent-based distributed communication. *IEEE Transactions on Power Delivery*, 32 (1), 351-360.
- [51] **Timbus, A., Larsson, M., & Yuen, C.** (2009). Active management of distributed energy resources using standardized communications and modern information technologies. *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, 56 (10), 4029-4037.
- [52] **Zhabelova, G., & Vyatkin, V.** (2011). Multiagent smart grid automation architecture based on IEC 61850/61499 intelligent logical nodes. *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, 59 (5), 2351-2362.
- [53] **Apostolov, A., & Vandiver, B.** (2011). IEC 61850 GOOSE applications to distribution protection schemes. *2011 64th Annual Conference for Protective Relay Engineers*, 178-184. IEEE.
- [54] **Usta, O., Özveren, F., Uzun, M., & Göçer, C.** (2021). IEC61850 based integrated directional power relaying for the protection of microgrids against unbalanced fault conditions. *13th International Conference on Electrical and Electronics Engineering (ELECO)*, 273-278. Türkiye.
- [55] **Dambhare, S., Soman, S. A., & Chandorkar, M. C.** (2009). Adaptive current differential protection schemes for transmission-line protection. *IEEE Transactions on Power Delivery*, 24 (4), 1832-1841.
- [56] **Kara, B., Özveren, F., & Usta, Ö.** (2017). Aktif Dağıtım Şebekelerinin Diferansiyel Röle İle Korunması. *ELECO 2016*. Türkiye.
- [57] **Bo, Z., Caunce, B., Klimek, A., He, J., & Dong, X.** (2007). An integrated protection scheme for distribution systems based on overcurrent relay principle. *CIREN 19th International Conference on Electricity Distribution*. Viyana, Avusturya: Mayıs 21-24.
- [58] **Bo, Z., Caunce, B., Klimek, A., Yuan, D. D., & Dong, X.** (2006). A new directional comparison scheme for distribution line protection, *UPEC 2006 41st University Power Engineering Conference*. Newcastle, İngiltere: Eylül 6-8.
- [59] **Wu, J., Dostanov, D., & Redfern, M.** (2014). Fault passage protection based on IDMT relaying with IEC61850-90 inter-substation communications. *12th IET International Conference on Developments in Power System Protection (DPSP 2014)*, 1-6. IET.

- [60] Usta, O., Bayrak, M., & Redfern, M. A. (2002). A new digital relay for generator protection against asymmetrical faults. *IEEE transactions on power delivery*, 17(1), 54-59.
- [61] Lopes, J. A. P., Moreira, C. L. & Madureira, A. G. (2006). Defining control strategies for MicroGrids islanded operation. *IEEE Transactions on Power Systems*, 21 (2), 916-924.
- [62] Strath, N. (2005). *Islanding detection in power systems*. (Lisans tezi). Lund University, Lund, İsveç.
- [63] Öhrström, M. (2003). *Fast fault detection for power distribution systems*. (Lisans tezi). Royal Institute of Technology, Stockholm, İsveç.
- [64] IEEE 100. (1996). *The IEEE standard dictionary of electrical and electronics terms*. The Institute of Electrical and Electronics Engineers, New York, USA.
- [65] Rebizant, W., Szafran, J., & Wiszniewski, A. (2011). *Digital Signal Processing in Power System Protection and Control*. USA: Springer-Verlag.
- [66] National Fire Protection Association. (2007). *NFPA 70: National electrical code, Article 40: Overcurrent protection*. NEC.
- [67] McMillan, A. (1998). *Electrical installations in hazardous areas*. Butterworth-Heinemann.
- [68] Horowitz, P., & Hill, W. (2015). *The Art of Electronics*. Cambridge Uni. Press.
- [69] National Fire Protection Association. (2007). *NFPA 70: National electrical code, Article 210: Branch Circuits*. NEC.
- [70] Weedy, B. M., Cory, B. J., Jenkins, N., Ekanayake, J. B., & Strbac, G. (2012). *Electric power systems*. John Wiley & Sons.
- [71] Fouad, A. A., & Anderson, P. M. (2003). *Power system control and stability*. IEEE Series on Power Engineering.
- [72] Elgerd, O. I. (2015). *Electric energy systems theory: An introduction*. McGraw-Hill Education.
- [73] Phadke, A. G., & Thorp, J. S. (2008). *Synchronized phasor measurements and their applications*, 1, 2017. New York: Springer.
- [74] Haeder, J. (2014). *Communication and Networking in Smart Grids*. John Wiley & Sons.
- [75] Keil, T., & Jager, J. (2007). Advanced coordination method for overcurrent protection relays using nonstandard tripping characteristics. *IEEE transactions on power delivery*, 23 (1), 52-57.
- [76] Vishwakarma, D. N., & Moravej, Z. (2001). ANN based directional overcurrent relay. *IEEE/PES Transmission and Distribution Conference and Exposition*, 1, 29-64. Ekim 2 - Kasım 28.
- [77] Tan, J. C., McLaren, P. G., Jayasinghe, R. P., & Wilson, P. L. (2002). Software model for inverse time overcurrent relays incorporating IEC and IEEE standard curves. *IEEE CCECE2002. Canadian Conference on Electrical and Computer Engineering Conference Proceedings*, 1, 37-41. IEEE.

- [78] **Goh, Y. L., Ramasamy, A. K., Nagi, F. H., & Abidin, A. A. Z.** (2010). Numerical relay for overcurrent protection using TMS320F2812. *Proceedings of the 9th WSEAS International Conference on Circuits, Systems, Electronics, Control & Signal Processing, CSECS*, 10, 44-50.
- [79] **Yang, H., Wen, F., & Ledwich, G.** (2013). Optimal coordination of overcurrent relays in distribution systems with distributed generators based on differential evolution algorithm. *International transactions on electrical energy systems*, 23 (1), 1-12.
- [80] **IEEE.** (2008). *IEEE Standard for Electrical Power System Device Function Numbers (C37.2)*. IEEE.
- [81] **International Electrotechnical Commission.** (1987). *IEC 255:1987 Electrical relays associated with industrial process measurement and control*. IEC.
- [82] **ABB.** (2011). *Distribution Automation Handbook, Section 8*. Finland: ABB Oy, March.
- [83] **International Electrotechnical Commission.** (1995). *Standard for Power Equipment Reliability Testing (IEC 60300-3-9)*. IEC.
- [84] **Johnson, B., & Martinez, C.** (2004). Human Factors in Power System Operations: A Comprehensive Study. *Proceedings of the Human Factors and Ergonomics Society Annual Meeting*, 48 (5), 520-534.
- [85] **Anderson, L., & Smith, M.** (1998). Voltage Imbalance in Three-Phase Power Systems: Causes and Solutions. *Electric Power Systems Research*, 45 (2), 189-204.
- [86] **Siddique, A., Yadava, G. S., & Singh, B.** (2004). Effects of voltage unbalance on induction motors. *Conference Record of the 2004 IEEE International Symposium on Electrical Insulation*, 26-29. IEEE.
- [87] **Fortescue, C. L.** (1918). Method of symmetrical co-ordinates applied to the solution of polyphase networks. *Transactions of the American Institute of Electrical Engineers*, 37 (2), 1027-1140.
- [88] **Amberg A., & Rangel, A.** (2014). *Tutorial on Symmetrical Components, Part 1: Examples*. Schweitzer Engineering Laboratories, Inc.
- [89] **Anderson, P. M.** (1973). *Analysis of Faulted Power Systems*. Iowa State University Press. Ames, IA.
- [90] **Glover, J. D., Sarma, M. S., & Overbye, T. J.** (2008). *Power System Analysis and Design (4th Edition)*. Toronto, ON: Thomson Learning.
- [91] **Schweitzer, III E. O., & Zocholl, S. E.** (2004). Introduction to Symmetrical Components. *Proceedings of the 58th Annual Georgia Tech Protective Relaying Conference*. Atlanta, GA.
- [92] **International Electrotechnical Commission.** (2008). *Electromagnetic compatibility (EMC) - limits - assessment of emission limits for the connection of unbalanced installations to MV, HV and EHV power systems*. Technical Report IEC/TR 61000-3-13, Ed. 1.

- [93] **ABB Automation Products.** (1999). Negative sequence overcurrent relay and protection assemblies. Erişim Tarihi: 15 Şubat 2022. Erişim adresi: <http://www.abb.mu/product/us/9AAC710454.aspx>.
- [94] **Aman, M. M., Jasmon, G. B., Khan, Q. A., Bakar, A. H. B. A., & Abdullah, M. N.** (2012). Modeling and simulation of digital negative sequence relay for unbalanced protection of generator. *2012 IEEE International Power Engineering and Optimization Conference*, 72-77. IEEE.
- [95] **Dupuis, M., Mahoney, N., Padmanabhan, A., & Bhuvaneshwaran, K.** (2017). Negative-sequence overcurrent considerations for induction motor loads. *2017 70th Annual Conference for Protective Relay Engineers (CPRE)*, 1-8. IEEE.
- [96] **Elneweihi, A. F., Schweitzer, E. O., & Feltis, M. W.** (1993). Negative-sequence overcurrent element application and coordination in distribution protection. *IEEE Transactions on Power Delivery*, 8 (3), 915-924.
- [97] **TE Connectivity.** (2015). *Crompton Instruments: Protector Trip Relays*, 16-17.
- [98] **Reineri, C. A., & Gomez Targarona, J. C.** (2009). Unbalance on power systems: A general review. *The 8th Latin-American Congress on Electricity Generation and Transmission (CLAGTEE)*. Ubatuba.
- [99] **Dash, P. K., Malik, O. P., & Hope, G. S.** (1977). Fast generator protection against internal asymmetrical faults. *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, 96 (5), 1498-1506.
- [100] **Bayrak, M.** (2000). *Generatörler için Yeni Bir Dijital Koruma Algoritması Tasarımı*. (Doktora Tezi). İstanbul Teknik Üniversitesi, Türkiye.
- [101] **Emanuel, A. E.** (1993). On the definition of power factor and apparent power in unbalanced polyphase circuits with sinusoidal voltage and currents. *IEEE Transactions on Power Delivery*, 8 (3), 841-852.
- [102] **Emanuel, A. E.** (1993). Apparent and reactive powers in three-phase systems: In search of a physical meaning and a better resolution. *European Transactions on Electrical Power*, 3 (1), 7-14.
- [103] **ABB AB.** (2013). *Negative sequence overcurrent relay and protection assemblies - RXIIK 4 and RAIK 400*. ABB Protection Relay Brochure.
- [104] **GE Multilin.** (2023). *SGC negative sequence overcurrent*. GE Multilin Protection Relay Brochure. Erişim tarihi: 15 Aralık 2023. Erişim adresi: <https://www.gegridolutions.com/products/brochures/sgc.pdf>
- [105] **Arghavani, H., & Peyravi, M.** (2017). Unbalanced current based tariff. *24th International Conference on Electricity Distribution*. Glasgow.
- [106] **CODE, P.** (2003). *Communication networks and systems in substations – Glossary*. IEC Technical Specification, Ed. 1.0.
- [107] **CODE, P.** (2010). *Communication networks and systems for power utility automation – Use of IEC 61850 for the communication between substations*. IEC Technical Specification, Ed. 1.0.
- [108] **Sun, X., & Redfern, M. A.** (2009). An investigation into the design of an iec 61850 based protection relay. *44th International Universities Power Engineering Conference, UPEC*, 1-5. IEEE.

- [109] **Andersson, L., Brunner, C., & Engler, F.** (2003). Substation automation based on IEC 61850 with new process-close technologies. *IEEE Bologna Power Tech Conference Proceedings*, 2. IEEE.
- [110] **Huang, W.** (2018). Learn IEC 61850 configuration in 30 minutes. *71st Annual Conference for Protective Relay Engineers, CPRE*, 1-5. IEEE.
- [111] **MATLAB and Simulink for Power System Studies, Equipment, and Control System Design.** (2023). Erişim tarihi: 7 Ocak 2023. Erişim adresi: <https://www.mathworks.com/solutions/utilities-energy/power-system-studies.html>.
- [112] **Kar, S., & Samantaray, S. R.** (2014). Time-frequency transform-based differential scheme for microgrid protection. *IET Generation, Transmission & Distribution*, 8 (2), 310-320.
- [113] **Femia, N., Petrone, G., Spagnuolo, G., & Vitelli, M.** (2005). Optimization of perturb and observe maximum power point tracking method. *IEEE transactions on power electronics*, 20 (4), 963-973.
- [114] **Akhmatov, V., Nielsen, A. H., Pedersen, J. K., & Nymann, O.** (2003). Variable-speed wind turbines with multi-pole synchronous permanent magnet generators. Part I: Modelling in dynamic simulation tools. *Wind Engineering*, 27 (6), 531-548.
- [115] **Braun, C., Rahman, M., & Cecchi, V.** (2017). A transmission line model with non-uniformly distributed line impedance. *North American Power Symposium, NAPS*, 1-6. IEEE.

ÖZGEÇMİŞ

Ad-Soyad : Fatih ÖZVEREN

ÖĞRENİM DURUMU:

- **Lisans** : 2012, İstanbul Teknik Üniversitesi, Elektrik Elektronik Fakültesi, Elektrik Mühendisliği Bölümü
- **Yükseklisans** : 2015, İstanbul Teknik Üniversitesi, Elektrik Elektronik Fakültesi, Elektrik Mühendisliği Bölümü

MESLEKİ DENEYİM:

- 2012 yılında Entes Elektronik'te Donanım Mühendisi olarak çalıştı.
- 2013 ile 2021 yılları arasında İstanbul Teknik Üniversitesinde Elektrik Mühendisliği bölümünde Araştırma Görevlisi olarak çalıştı.
- 2021 yılından itibaren Siemens'te Güç Sistemleri Mühendisi olarak çalışma hayatına devam etmektedir.

DOKTORA TEZİNDEN TÜRETİLEN YAYINLAR VE SUNUMLAR:

- Özveren, F., & Usta, O. (2023). A power based integrated protection scheme for active distribution networks against asymmetrical faults. *Electric Power Systems Research*, 218. <https://doi.org/10.1016/j.epsr.2023.109223>.
- Usta, O., Özveren, F., Uzun M., & Göçer, C. (2021). IEC61850 based integrated directional power relaying for the protection of microgrids against unbalanced fault conditions. *13th International Conference on Electrical and Electronics Engineering (ELECO)*, 273-278. Türkiye.

DİĞER YAYINLAR, SUNUMLAR VE PATENTLER:

- Usta, O., Özveren, F., Kara, B., Göçer, C., & Özgür, H. M. (2018). A New Directional Relaying Scheme for the Protection of Active Distribution Networks Against Asymmetric Faults. *2018 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference Europe (ISGT-Europe)*, 1-9. Sarajevo, Bosnia and Herzegovina.
- Usta Ö., Kara B., Özveren, F., et al. (2017). Elektrik dağıtım şebekelerinin korunmasında yeni gelişmeler. *EEMKON*. İstanbul.
- Kara, B., Özveren, F., & Usta, Ö. (2017). Aktif dağıtım şebekelerinin diferansiyel röle ile korunması. *ELECO 2016*. Türkiye.