

**T.C.
YILDIZ TEKNİK ÜNİVERSİTESİ
FEN BİLİMLERİ ENSTİTÜSÜ**

**HATA AĞACI ve BLOK DİYAGRAMI YÖNTEMİ İLE KORUMA
SİSTEMLERİNDE GÜVENİLİRLİK ANALİZİ ve ÇÖZÜM ÖNERİLERİYLE
TÜRKİYE ELEKTRİK İLETİM SİSTEMİNE UYGULANMASI**

ENDER GENÇAYDIN

**DOKTORA TEZİ
ELEKTRİK MÜHENDİSLİĞİ ANABİLİM DALI
ELEKTRİK TESİSLERİ PROGRAMI**

**DANIŞMAN
PROF. DR. MUĞDEŞEM TANRIÖVEN**

İSTANBUL, 2012

T.C.
YILDIZ TEKNİK ÜNİVERSİTESİ
FEN BİLİMLERİ ENSTİTÜSÜ

HATA AĞACI ve BLOK DİYAGRAMI YÖNTEMİ İLE KORUMA
SİSTEMLERİNDE GÜVENİLİRLİK ANALİZİ ve ÇÖZÜM ÖNERİLERİYLE
TÜRKİYE ELEKTRİK İLETİM SİSTEMİNE UYGULANMASI

Ender GENÇAYDIN tarafından hazırlanan tez çalışması 19.06.2012 tarihinde aşağıdaki jüri tarafından Yıldız Teknik Üniversitesi Fen Bilimleri Enstitüsü Elektrik Mühendisliği Anabilim Dalı'nda **DOKTORA TEZİ** olarak kabul edilmiştir.

Tez Danışmanı

Prof. Dr. Muğdeşem TANRIÖVEN

Yıldız Teknik Üniversitesi

Jüri Üyeleri

Prof. Dr. Muğdeşem TANRIÖVEN (Tez İzleme Komitesi)

Yıldız Teknik Üniversitesi

Prof. Dr. Hüseyin ÇAKIR (Tez İzleme Komitesi)

Yıldız Teknik Üniversitesi

Prof. Dr. Osman KILIÇ (Tez İzleme Komitesi)

Marmara Üniversitesi

Prof. Dr. Hakan ÜNDİL

İstanbul Üniversitesi

Yrd. Doç. Dr. Recep YUMURTACI

Yıldız Teknik Üniversitesi

ÖNSÖZ

Bu tez çalışması yaklaşık altı senelik özverili bir çalışmanın sonucudur. Bu çalışmanın bir kısmı Türkiye sınırları içerisinde hazırlanmakla beraber 2009-2012 yılları arasında yurt dışında yaşadığım ve çalıştığım için İngiltere, İskoçya ve Almanya sınırları içerisindeki çalışmalarımı ve tecrübelerimi de kapsamaktadır. Öncelikle doktora programına kabulümden bu tezin altı yılda oluşmasına kadar yardımlarından ve çabalarından dolayı doktora tez danışmanı hocam ve Yıldız Teknik Üniversitesi Elektrik Mühendisliği bölüm başkanı Prof. Dr. Muğdeşem TANRIÖVEN'e çok teşekkür ederim. Ayrıca bu tezin hazırlanması sırasında gerekli verilerin temin edilmesi aşamasında yardımları bulunan TEİAŞ İstanbul Anadolu 4. bölge röle grup müdürü Hulki PAK ve röle başmühendisi Murat UZUNER'e, Siemens firması Enerji Otomasyonu bölümünden proje yöneticisi Tarık DURAN'a, arkadaşlarım Koralp SAYMAN ve Deniz OKTAY'a; fikirleri ile katkıda bulunan Siemens firması Enerji Otomasyonu bölümü mühendislik yöneticisi Cem Tolga DURAK'a ve Siemens firması Şebeke Analizi bölümü mühendislik yöneticisi Serkan ÖZKARDEŞ'e; yüksek lisans çalışmamdan bugüne kadar desteğini esirgemeyen Yıldız Teknik Üniversitesi Elektrik Mühendisliği Elektrik Tesisleri bölümü hocalarından Yrd. Doç. Dr. Recep YUMURTACI'ya, tez izleme komitesinde bulunan Marmara Üniversitesi Teknik Eğitim Fakültesi dekanı Prof. Dr. Osman KILIÇ ve Yıldız Teknik Üniversitesi Elektrik Mühendisliği Elektrik Tesisleri bölüm başkanı Prof. Dr. Hüseyin ÇAKIR'a; son olarak ta bu günlere gelmemde emeği geçen aileme teşekkürü borç bilirim.

Nisan, 2012

Ender GENÇAYDIN

İÇİNDEKİLER

	Sayfa
SİMGE LİSTESİ	ix
KISALTMA LİSTESİ	xi
ŞEKİL LİSTESİ.....	xii
ÇİZELGE LİSTESİ	xv
ÖZET	xvii
ABSTRACT	xix
BÖLÜM 1	
GİRİŞ.....	1
1.1 Literatür Özeti	1
1.2 Tezin Amacı	4
1.3 Hipotez	5
BÖLÜM 2	
ELEKTRİK GÜÇ SİSTEMLERİNDE KORUMA	6
2.1 Giriş	6
2.2 Koruma Mühendisliğinin Amacı.....	7
2.3 Koruma Mühendisliğinin Temel Görevleri.....	7
2.4 Koruma Sisteminden Beklenen Özellikler	7
2.5 Güvenilirlik	7
2.5.1 Gereksiz Açma	8
2.5.2 Arıza Durumunda Yanlış Açma	8
2.5.3 Açma Yapmama	8
2.6 Koruma Sistemini Oluşturan Elemanlar	8
2.7 Koruma Rölelerinin Yapıları ve Çalışma Prensipleri	9
2.7.1 Giriş	9
2.7.2 Rölelerin Sınıflandırılması	10

2.7.3	Koruma Röleleri ile İlgili Tanım ve Kavramlar	12
2.8	Akım Transformatörleri	13
2.9	Koruma Akım Transformatörlerinin Sınıfları.....	14
BÖLÜM 3		
GÜVENİLİRLİK.....		15
3.1	Giriş	15
3.2	Güvenilirlik Fonksiyonu ve Temel Güvenilirlik Kavramları	16
3.3	Olasılık Yoğunluğu ve Kümülatif Olasılık Fonksiyonu	16
3.4	Güvenilirlik Fonksiyonu	17
3.5	Temel Güvenilirlik Kavramları	20
3.6	Kullanılabilirlik.....	23
3.6.1	Yineleme Teorisi	24
3.7	Seri ve Paralel Yapılı Sistemlerde Güvenilirlik.....	25
3.7.1	Seri Sistemler	25
3.7.2	Paralel Sistemler	26
3.8	Seri ve Paralel Sistemlerin Karşılaştırılması	28
3.9	Karmaşık Sistemler.....	29
3.10	Basit Bir İletim Sisteminin İncelenmesi.....	31
3.11	Güvenilirlik Hesaplama Yöntemleri	31
3.11.1	Blok Diyagramı Yöntemi	31
3.11.2	Markov Analizi.....	33
3.11.3	Hata Ağacı Yöntemi.....	35
3.11.4	RBD ve FTA Arasındaki Farklar	35
3.12	Yöntemlerin Karşılaştırılması	36
BÖLÜM 4		
KORUMA SİSTEMLERİNİN GÜÇ SİSTEMİ GÜVENİLİRLİĞİ ÜZERİNE ETKİSİ		37
4.1	Giriş	37
4.2	Koruma Sistemlerinde Güvenilirlik Analizi.....	37
4.2.1	Genel Güvenilirlik Modeli.....	38
4.2.2	Koruma Bileşen Sisteminin Detaylı Güvenilirlik Modeli.....	40
4.3	Koruma Rölelerinin Optimum Test Aralıklarının Belirlenmesi.....	41
4.3.1	Giriş	41
4.3.2	Koruma Rölelerinin Güvenilirlik İndisi.....	41
4.3.3	Koruma Rölelerinin Durum Uzağı Modeli	43
4.4	Hata Ağacı Yöntemi İle Koruma Güvenilirliğinin Değerlendirilmesi	46
4.5	Güç Sistem Arızalarının Yapısı, Önem Örnekleme	47
4.6	Akıllı Koordinasyon Yöntemi	47
4.7	Bağışık Algoritma ile Koruma Sistemi Güvenilirliğinin Artırılması	49
4.8	Bir Enterkonnekte Alt İletim Sisteminde Röle Koordinasyonu ve Koruma Arızalarının Güvenilirlik İndekslerine Etkileri	52
4.9	Akım Transformatörlerinin Koruma Rölesi Güvenilirliğine Etkisi ve Akım Transformatörü Seçim Analizi.....	54

BÖLÜM 5

HARMONİKLER ve KORUMA RÖLESİ GÜVENİLİRLİĞİNE ETKİSİ..... 57

5.1	Giriş	57
5.2	Harmoniklerin Etkileri	59
5.3	Harmoniklerin Koruma Röleleri Üzerindeki Etkileri.....	60
5.3.1	Giriş	60
5.3.2	Elektromekanik Koruma Röleleri	61
5.3.3	Statik Koruma Röleleri	62
5.3.4	Dijital Koruma Röleleri	63
5.4	Sistemde Bulunan Harmoniklerin Ölçü ve Koruma Devrelerine Olası Etkileri	65
5.4.1	Harmoniklerin Ölçü Devresi Üzerine Etkileri	66
5.4.2	Harmoniklerin Koruma Devresi Üzerine Etkileri	66

BÖLÜM 6

ŞEBEKELERDE OLASILIKSAL GÜVENİLİRLİK HESAPLAMASI 69

6.1	Giriş	69
6.2	Olasılıksal Güvenilirlik Hesaplamasının Temel Yönleri	72
6.2.1	Genel	72
6.2.2	Sıralama.....	74
6.3	PSS Sincal Olasılıksal Güvenilirlik Hesaplama Modülü.....	74
6.4	Algoritmanın Özeti	75

BÖLÜM 7

TÜRKİYE'DEKİ TEİAŞ ŞALT MERKEZLERİ ve GÜVENİLİRLİK ANALİZİNİN UYGULANMASI. 78

7.1	Giriş	78
7.2	Genel Olarak Hat Koruma	91
7.2.1	Havai Hatlar	91
7.2.2	Kablo Hatları.....	92
7.2.3	Komposit Hatlar	92
7.3	Mesafe Koruma Rölelerinin Telekoruma Düzenlerine Göre Çalışma Örnekleri	93
7.3.1	Yönlü Kilitleme Düzeni	93
7.3.2	Müsaadeli Aşırı Menzil Karşıdan Açtırma Düzeni	93
7.4	Havai Hattan Beslenen Bir Baranın Hata Ağacıyla Güvenilirlik Modeli	94
7.5	Havai Hattan Beslenen Bir Baranın Hata Ağacıyla Güvenilirlik İndisleri ...	99
7.5.1	Bir Hat Arızası Açma Olayının Blok Diyagramı Yöntemiyle Açıklanması	101
7.5.2	Bir Hat Arızası Açma Olayı Blok Diyagramının Sayısal İfadesi ve Uygulanması.....	103
7.6	Türkiye'deki 154 ve 380 kV Hatlar İçin Arıza İstatistikleri.....	104

7.7	380 ve 154 kV Hatlar İçin Elektromekanik, Statik ve Nümerik Mesafe Koruma Rölelerine Ait Güvenilirlik Analizi	115
7.8	Genel Olarak Transformatör Koruma	122
7.9	380/154 kV Yüksek Gerilim Transformatörünün Hata Ağacıyla Güvenilirlik Modeli	123
7.10	380/154 kV Transformatörden Beslenen 154 kV Baranın Hata Ağacıyla Güvenilirlik İndisleri	127
7.10.1	Bir 380/154 kV Transformatör Arızası Açma Olayının Blok Diyagramı	130
7.10.2	Bir 380/154kV Transformatör Arızası Açma Olayı Blok Diyagramının Matematiksel İfadesi ve Uygulaması.....	132
7.11	Türkiye'deki Transformatör Fiderleri İçin Arıza İstatistikleri	134
7.12	380 ve 154 kV Transformatör Fiderleri Koruma Röleleri İçin Güvenilirlik Analizi.....	140
7.13	Güvenilirliği Arttırıcı Çözümler.....	140
7.13.1	Kesici Arıza ve Bara Koruma.....	150
7.13.2	Sekonder Koruma Sistemi Projelerinde Güvenilirliği Arttırıcı Çözümler.....	152
7.14	Çözüm Önerilerinin Dikkate Alınmasıyla Havai Hat ve Transformatör İçin Hata Ağacıyla Güvenilirlik Hesaplaması	187
7.14.1	Giriş	187
7.14.2	Mevcut Sisteme Göre Havai Hat	187
7.14.3	Mevcut Sisteme Göre Transformatör	192
7.14.4	Çözüm Önerileri Dikkate Alındığında Havai Hat	196
7.14.5	Çözüm Önerileri Dikkate Alındığında Transformatör.....	200

BÖLÜM 8

SAYISAL UYGULAMA	205
8.1 Giriş	205
8.1.1 DigSilent Şebeke Analiz Programı ve Güvenilirlik Analizi Hesaplama Prensipleri	205
8.2 Uygulamalar	209
8.2.1 İstanbul Anadolu 380 kV	209
8.2.2 İstanbul Anadolu 154 kV	212
8.2.3 Antalya 380 kV	216
8.2.4 Antalya 154 kV	220
8.2.5 Van 154 kV	224
8.2.6 Hesaplama Sonuçları.....	228

BÖLÜM 9

SONUÇ ve ÖNERİLER.....	230
KAYNAKLAR.....	236
EK-A.....	239

ÖZGEÇMİŞ.....	245
---------------	-----

SİMGE LİSTESİ

A	Kullanılabilirlik
A_i	Yük noktası i'deki bir kesinti için etkilenen müşterilerin sayısı
C	Müşterilerin sayısı
f	Olasılık yoğunluğu fonksiyonu
F	Kümülatif olasılık yoğunluk fonksiyonu
Fr_k	Olasılık k, olayının sıklığı
I_c	Çalışma akımı
I_{dyn}	Nominal dinamik akım
I_{gd}	Geri dönüş akımı
I_k	Koruma rölesinin bağlı olduğu akım transformatörü üzerinden geçen maksimum simetrik kısa devre akımı
$I_{k,lim}$	Hattın birinci koruma bölgesindeki (%85) maksimum simetrik limit kısa devre akımı
I_{pn}	Hatta bağlı olan akım transformatörünün primer akım değeri
I_{th}	Kısa devre akımı
K_{gd}	Geri dönüş oranı
K_{nalf}	Akım transformatörünün aşırı akım faktörü
K_{oalf}	Akım transformatörünün sınır faktörü
L_m	Her bir kesinti olayı m için, sisteme bağlı kesintinin toplam gücü (kVA)
L_T	Sisteme bağlı toplam servis edilen güç (kVA)
m	Ortalama arıza zamanı
n	İşletme sayısı
$P(X)_i$	i elemanının çalışma olasılığı
P_n	Akım transformatörünün nominal gücü
P_{CT}	Akım transformatörü içinde harcanan güç
P_{Total}	Akım transformatöründen koruma rölesinin çektiği ve akım transformatörüyle röle arasında kabloda kaybolan güç
r	Ortalama tamir zamanı
R	Güvenilirlik
R_m	Mevcut sistemin güvenilirliği
$R_ö$	Önerilen sistemin güvenilirliği
T	İşletme zamanı
Q	Kullanılamazlık

Q_s	Sistemin kullanılamazlığı
λ	Arıza oranı
μ	Ortalama tamir zamanı
ξ	Doğru çalışma oranı
ϵ	Birleşik hata

KISALTMA LİSTESİ

ACIF	Average Customer Interruption Frequency
ACIT	Average Customer Interruption Time
AI	Artificial Intelligence
AID	Average Interruption Duration
AIF	Average Interruption Frequency
AIT	Average Interruption Time
ASAI	Average Service Availability Index
ASIDI	Average System Interruption Duration Index
ASIFI	Average System Interruption Frequency Index
ASUI	Average Service Unavailability Index
CAIDI	Customer Average Interruption Duration Index
CAIFI	Customer Average Interruption Frequency Index
DC	Direct Current
DEP	Değiştirilmiş Evrimsel Programlama
FGH	Forschungsgemeinschaft für Elektrische Anlagen und Stromwirtschaft e.V.
FTA	Fault Tree Analysis
LPIF	Load Point Interruption Frequency
LPIT	Load Point Interruption Time
MTBF	Mean Time Between Failure
MTTF	Mean Time To Failure
MTTR	Mean Time To Repair
NERC	North America Electricity Reliability Council
PLC	Power Line Carrier
REF	Restricted Earth Fault
RBD	Reliability Block Diagram
SAIDI	System Average Interruption Duration Index
SAIFI	System Average Interruption Frequency Index
TCM	Time Coordination Method
TEİAŞ	Türkiye Elektrik İletim Anonim Şirketi
THD	Toplam Harmonik Distorsiyonu
TSE	Türk Standartları Enstitüsü
TZAAR	Ters Zamanlı Aşırı Akım Rölesi
WSCC	Western System Coordination Center

ŞEKİL LİSTESİ

	Sayfa
Şekil 2.1 Bir koruma sistemi ve elemanları.	9
Şekil 2.2 Bir röle ve iki kontağı.....	9
Şekil 2.3 Röle kontaklarının konumlarının değişimi	10
Şekil 2.4 Rölelerde geri dönüş oranı	12
Şekil 3.1 Güvenilirlik ve kullanılamazlık arasındaki ilişki.	18
Şekil 3.2 Arıza oranı eğrisi	18
Şekil 3.3 Tek eleman için durum uzay diyagramı.....	22
Şekil 3.4 İki elemanlı seri bir sistemin işletim periyodu	24
Şekil 3.5 n elemanlı seri bir sistem.....	25
Şekil 3.6 Farklı sayıda aynı özellikli eleman içeren seri sistemin güvenilirlik eğrisi.	26
Şekil 3.7 n elemanlı paralel sistem.....	27
Şekil 3.8 Farklı sayıda aynı özellikli eleman içeren paralel sistemin güvenilirlik eğrileri	28
Şekil 3.9 İki elemanlı bir sistemin örnekleme.....	29
Şekil 3.10 Seri-paralel yapılı sistem.....	30
Şekil 3.11 Paralel-seri yapılı sistem	30
Şekil 3.12 Basit bir iletim sistemi	31
Şekil 3.13 Basit yapılı bir sistemin blok diyagram gösterimi.....	32
Şekil 3.14 Blok diyagram yöntemi ile güvenilirlik hesaplamaları.....	33
Şekil 4.1 Bir koruma rölesinin güvenilirlik modeli.....	38
Şekil 4.2 Koruma/bileşen sisteminin detaylandırılmış güvenilirlik modeli.	40
Şekil 4.3 Bir koruma rölesinin durum uzayı modeli.	44
Şekil 4.4 Optimum koruma rölesi planlama işlemi.	51
Şekil 4.5 DC bileşenin etkisi.....	54
Şekil 5.1(a) Temel dalga ile 3., 5. ve 7. harmonikler ve bunların bileşkesi olan toplam dalga.....	58
Şekil 5.1(b) Çeşitli harmonik bileşenlerini içeren harmonik spektrumu.....	59
Şekil 6.1 Enerji kalitesinin yönleri	70
Şekil 6.2 Güç sistemi güvenilirlik analizi yönleri.....	72
Şekil 6.3 Bir olasılıksal güvenilirlik analizinin akış çizelgesi	74
Şekil 6.4 Hesaplama parçasının akış çizelgesi	75
Şekil 7.1 Santralden tüketiciye enerjinin iletimi ve dağıtımı	79
Şekil 7.2 380 kV Atışalanı açık şalt merkezi.....	82
Şekil 7.3 380 kV Atışalanı açık şalt merkezi.....	82

Şekil 7.4 154 kV Levent gaz izoleli şalt merkezi	83
Şekil 7.5 154 kV Levent gaz izoleli şalt merkezi	83
Şekil 7.6 380 kV Zekeriyaköy gaz izoleli şalt merkezi	84
Şekil 7.7 380 kV kumanda panosu	85
Şekil 7.8 154 kV kumanda panosu	86
Şekil 7.9 34,5 kV kumanda panosu	87
Şekil 7.10 380 kV röle panosu	88
Şekil 7.11 154 kV eski tip röle panosu	89
Şekil 7.12 154 kV yeni tip röle panosu	89
Şekil 7.13 34,5 kV röle panosu	90
Şekil 7.14 Yönlü kilitleme düzeni örneği	93
Şekil 7.15 Müsaadeli aşırı menzil karşıdan açtırma örneği	94
Şekil 7.16 (a) Havai hattın beslenen bir baraya ait hata ağacı	97
Şekil 7.16 (b) Havai hattın beslenen bir baraya ait hata ağacı	98
Şekil 7.17 A barasından ve C Barasından beslenen B barasının besleme güvenilirliğinin blok diyagramı ile gösterimi	101
Şekil 7.18 Bir hat arızası açma olayının blok diyagramı	102
Şekil 7.19 (a) 380/154 kV transformatöre ait hata ağacı	125
Şekil 7.19 (b) 380/154 kV transformatöre ait hata ağacı	126
Şekil 7.20 İki adet havai hat ve iki adet 380/154 kV transformatörden beslenen 154 kV baranın tek hat şeması	129
Şekil 7.21 İki adet havai hat ve iki adet 380/154 kV transformatörden beslenen 154 kV baranın besleme güvenilirliğinin blok diyagramı	129
Şekil 7.22 Bir 380/154 kV transformatör arızası açma olayının blok diyagramı	131
Şekil 7.23 (a) 380 kV mesafe koruma için mevcut haberleşme sistemi blok diyagramı	146
Şekil 7.23 (b) 380 kV mesafe koruma için önerilen haberleşme sistemi blok diyagramı	147
Şekil 7.24 Bara ve kesici arıza koruma panosu	152
Şekil 7.25 (a) Koruma rölesi arızalı sinyal kontağı 154 kV özel sektör	154
Şekil 7.25 (b) Koruma rölesi arızalı sinyal kontağı 154 kV özel sektör, çözüm önerisi	155
Şekil 7.26 (a) Koruma rölesi arızalı sinyal kontağı ve her faz için mesafe koruma açmaları 154 kV TEİAŞ	156
Şekil 7.26 (b) Koruma rölesi arızalı sinyal kontağı ve her faz için mesafe koruma açmaları 154 kV TEİAŞ, çözüm önerisi	157
Şekil 7.27 (a) Kesici açma devresi 154 kV TEİAŞ	159
Şekil 7.27 (b) Kesici açma devresi 154 kV TEİAŞ, çözüm önerisi	160
Şekil 7.28 Kesici açma devresi 154 kV özel sektör	161
Şekil 7.29 TEİAŞ 154 kV mevcut hat fideri kesici açma devresinin güvenilirlik modelinin blok diyagramı	162
Şekil 7.30 TEİAŞ 154 kV önerilen hat fideri kesici açma devresinin güvenilirlik modelinin blok diyagramı	163
Şekil 7.31 154 kV transformatör fiderine ait koruma rölelerinin arızalı bilgisinin yardımcı röle üzerinden alınışı	166
Şekil 7.32 154 kV bir transformatör fiderine ait zati korumaların yardımcı röle üzerinden alınışı	168

Şekil 7.33 154 kV bir transformatör fiderine ait zati korumaların ve elektriksel korumaların kilit rölesine alınışı.....	169
Şekil 7.34 154 kV bir transformatör fiderine ait zati korumaların yardımcı röle ve diyot üzerinden alınışı, çözüm önerisi.....	170
Şekil 7.35 154 kV bir transformatör fiderine ait zati korumaların ve elektriksel korumaların kilit rölesine alınışı, çözüm önerisi	171
Şekil 7.36 154 kV bir transformatör fiderine ait açmaların mevcut güvenilirlik modelinin blok diyagramı	172
Şekil 7.37 154 kV bir transformatör fiderine ait açmaların önerilen güvenilirlik modelinin blok diyagramı	173
Şekil 7.38 Kesici açma devresi 154 kV TEİAŞ (kesici arıza korumasız)	178
Şekil 7.39 Kesici açma devresi 154 kV özel sektör (kesici arıza korumasız).....	179
Şekil 7.40 Mesafe koruma rölesine gerilim transformatörü otomatı açtı bilgisi alınışı	180
Şekil 7.41 Akım transformatörünün seri olarak bara koruma panosunda kullanımı...	181
Şekil 7.42 REF koruma uygulaması.....	183
Şekil 7.43 Kesici kapama devresi.....	185
Şekil 7.44 Kesici kapama devresi, çözüm önerisi	186
Şekil 8.1 İstanbul Anadolu bölge 380 kV sistemin tek hat şeması	210
Şekil 8.2 İstanbul Anadolu bölge 154 kV sistemin tek hat şema	214
Şekil 8.3 Antalya bölge 380 kV sistemin tek hat şeması	218
Şekil 8.4 Antalya bölge 154 kV sistemin tek hat şeması	222
Şekil 8.5 Van bölge 154 kV sistemin tek hat şeması	226

ÇİZELGE LİSTESİ

	Sayfa
Çizelge 3.1 Temel güvenilirlik kavramları.....	20
Çizelge 3.2 Güvenilirlik, tamir edilebilirlik ve kullanılabilirlik arasındaki ilişki.	24
Çizelge 3.3 Durum ve zaman uzayına göre kullanılacak olan Markov prosesi.	34
Çizelge 3.4 Yöntemlerin karşılaştırılması.	36
Çizelge 5.1 Akım transformatörüne ait etiket bilgileri.....	67
Çizelge 7.1 Türkiye’deki TEİAŞ bölgeleri ve hat uzunlukları.....	80
Çizelge 7.2 Türkiye’deki 380kV ve 154 kV hatlar için arıza adetleri ve bölgelere dağılımı	106
Çizelge 7.3 380 kV hatlar için arızanın cinsine göre arıza adetleri.....	107
Çizelge 7.4 380 kV hatlar için arızanın sebebine göre arıza adetleri.	108
Çizelge 7.5 380 kV hatlar için arızanın durumuna göre arıza adetleri.	108
Çizelge 7.6 380 kV hatlar için arızaların aylara göre dağılımı.....	109
Çizelge 7.7 380 kV hatlar için arızaların saatlere göre dağılımı.	110
Çizelge 7.8 154 kV hatlar için arızanın cinsine göre arıza adetleri.....	111
Çizelge 7.9 154 kV hatlar için arızanın sebebine göre arıza adetleri.	112
Çizelge 7.10 154 kV hatlar için arızanın durumuna göre arıza adetleri.	113
Çizelge 7.11 154 kV hatlar için arızaların aylara göre dağılımı.	114
Çizelge 7.12 154 kV hatlar için arızaların saatlere göre dağılımı.	115
Çizelge 7.13 380 kV hatlar için statik ve mekanik mesafe koruma rölelerine ait bilgiler	117
Çizelge 7.14 380 kV hatlar için nümerik mesafe koruma rölelerine ait bilgiler.....	118
Çizelge 7.15 154 kV hatlar için statik ve mekanik mesafe koruma rölelerine ait bilgiler	120
Çizelge 7.16 154 kV hatlar için nümerik mesafe koruma rölelerine ait bilgiler.....	121
Çizelge 7.17 Transformatör açmalarının bölgelere göre dağılımı ve transformatör başına açma adetleri.....	135
Çizelge 7.18 Transformatör açmalarının sebepleri.....	136
Çizelge 7.19 Transformatör açmalarının arıza anı ve durumu.....	137
Çizelge 7.20 Transformatör arızalarının yeri.....	137
Çizelge 7.21 Transformatör açmalarının aylara göre dağılımı.	138
Çizelge 7.22 Transformatör açmalarının saatlere göre dağılımı.....	139
Çizelge 7.23 Transformatör açmalarında en çok çalışan koruma röleleri	140
Çizelge 7.24 Mevcut hat arıza oranları	190
Çizelge 7.25 Mevcut transformatör arıza oranları.....	194

Çizelge 8.1	İstanbul Anadolu bölge 380 kV hat verileri	209
Çizelge 8.2	İstanbul Anadolu bölge 380 kV sistemin güvenilirlik sonuçları	211
Çizelge 8.3	İstanbul Anadolu bölge 380 kV sistemin bara bazlı güvenilirlik sonuçları	212
Çizelge 8.4	İstanbul Anadolu bölge 154 kV hat verileri	213
Çizelge 8.5	İstanbul Anadolu bölge 154 kV sistemin güvenilirlik sonuçları	214
Çizelge 8.6	İstanbul Anadolu bölge 154 kV sistemin bara bazlı güvenilirlik sonuçları	216
Çizelge 8.7	Antalya bölge 380 kV hat verileri.....	217
Çizelge 8.8	Antalya bölge 380 kV sistemin güvenilirlik sonuçları	219
Çizelge 8.9	Antalya bölge 380 kV sistemin bara bazlı güvenilirlik sonuçları.....	220
Çizelge 8.10	Antalya bölge 154 kV hat verileri.....	221
Çizelge 8.11	Antalya bölge 154 kV sistemin güvenilirlik sonuçları	223
Çizelge 8.12	Antalya bölge 154 kV sistemin bara bazlı güvenilirlik sonuçları.....	224
Çizelge 8.13	Van bölge 154 kV hat verileri.....	225
Çizelge 8.14	Van bölge 154 kV sistemin güvenilirlik sonuçları	227
Çizelge 8.15	Van bölge 154 kV sistemin bara bazlı güvenilirlik sonuçları.....	228

**HATA AĞACI ve BLOK DİYAGRAMI YÖNTEMİ İLE KORUMA
SİSTEMLERİNDE GÜVENİLİRLİK ANALİZİ ve ÇÖZÜM ÖNERİLERİYLE
TÜRKİYE ELEKTRİK İLETİM SİSTEMİNE UYGULANMASI**

Ender GENÇAYDIN

Elektrik Mühendisliği Anabilim Dalı

Doktora Tezi

Tez Danışmanı: Prof. Dr. Muğdeşem TANRIÖVEN

Koruma sistemleri yüksek güvenilirliğe sahip işletme gerektiren günümüz güç sistemlerinde hayati önem taşımaktadır. Bu yüzden güç sisteminin güvenilirlik seviyesi güç sistem işletmesinde önemli etkisi olan koruma rölelerinin güvenilirliği ile yakından ilgilidir. Literatürdeki araştırma raporları, güç dağıtım ve iletim sistemlerinde meydana gelen arızalarda koruma sistemlerinin sıkça rol aldığını işaret etmektedir.

Bu çalışmada koruma sistemleri, temel güvenilirlik kavramları ve hesaplama yöntemleri hakkında genel bilgiler verilmiş, literatürde son yıllarda yapılan koruma sistemlerinde güvenilirlik ile ilgili çalışmalara göz atılmış, harmoniklerin koruma röleleri güvenilirliği üzerine etkisi incelenmiş, şebekelerde olasılıksal güvenilirlik analizi yapılış metodu hakkında genel bilgiler verilmiş, Türkiye'deki Türkiye Elektrik İletim Anonim Şirketi (TEİAŞ) şalt merkezleri ve koruma sistemleri hakkında bilgiler verilmiş, TEİAŞ'tan temin edilen 2009 yılı arıza istatistik bilgilerine 154-380 kV havai hat ve transformatör fiderleri için ayrıntılı olarak yer verilmiştir.

Bir koruma sistemi kesici, ölçü transformatörleri, yardımcı sistemler ve koruma rölelerinden oluşmaktadır. Genel olarak bakıldığında bir koruma rölesinin güvenilirliği denildiğinde, koruma rölesinin yanlış çalışması veya gerektiğinde çalışmaması olarak nitelendirilebilir. Bu iki arıza durumunu etkileyen birçok faktör bulunmasına rağmen,

daha önce literatürde bu sorunların tespiti için yapılan bu kadar kapsamlı bir çalışma yoktur. İşte bu çalışmada tüm bu faktörlerin tespiti için bir havai hat ve transformatör fideri için hata ağacı oluşturulmuş, gerek TEİAŞ'tan alınan bilgiler gerekse de bugüne kadar üzerinde çalıştığım yüzün üzerinde Türkiye, Irak, Birleşik Krallık (İngiltere, Kuzey İrlanda), Hollanda, Almanya koruma-kumanda projelerinde edindiğim tecrübeler doğrultusunda güvenilirliği arttırıcı çözüm önerilerim, koruma sistemlerinin hepsini kapsayacak şekilde akım transformatörsundan kesiciye; yardımcı DC beslemelere kadar ayrıntılı olarak sunulmuştur.

Mevcut durum ve çözüm önerileri için TEİAŞ'ta kullanılan projeler üzerinden geliştirilen güvenilirlik blok diyagramları ile güvenilirlik hesaplanmış, yapılan sayısal uygulamada önerilen sistemin güvenilirliği daha iyi olduğu görülmüştür.

Ayrıca Türkiye'nin üç farklı bölgesi için DigSilent şebeke analiz bilgisayar programı kullanılarak gerçek verilerle 154-380 kV nominal gerilim seviyesinde beş farklı çalışma için güvenilirlik hesaplaması yapılmış, hesaplama sonuçlarına yer verilmiştir.

Anahtar Kelimeler: Güvenilirlik analizi, hata ağacı, blok diyagramı yöntemi, koruma sistemleri, koruma rölesi

ABSTRACT

RELIABILITY ANALYSIS OF PROTECTION SYSTEMS THANKS TO FAULT TREE AND BLOCK DIAGRAM METHOD and ITS APPLICATION TO TURKISH POWER TRANSMISSION SYSTEM WITH PROPOSAL SOLUTIONS

Ender GENÇAYDIN

Department of Electrical Engineering

PhD. Thesis

Advisor: Prof. Dr. Muğdeşem TANRIÖVEN

Protection systems play a vital role in maintaining the high degree of service reliability required in present day power systems. For this reason the reliability level of power systems is closely related to the reliability of protective relays, whose working condition will greatly impact the operation of power systems. The study of some reports indicate that protection systems frequently play a role in the sequence of events that lead to distribution and transmission power system disturbances.

In this study, general information about protection systems, fundamental of reliability and reliability calculation methods are given; the studies which are related to reliability of protection systems that has been done in literature lately are flicked through; the influence of non sinusoidal condition on protection relays is investigated; general information about network probabilistic reliability calculation making method is given; some information about protection systems and high voltage substations of Turkish Electricity Transmission Company (TEİAŞ) are given in Turkey; the statistical failure data of 154-380 kV over head line and transformer feeders for 2009 year which was taken from TEİAŞ are presented as detailed.

A protection system consists of circuit breaker, measuring transformers, auxiliary systems and protection relays. When reliability of protection relay is taken into account, it is defined as maloperation and trip-rejection. Although there are many factors which affect these two failure modes, in literature there is no study which defines these problems detailed as in this study. As a result in this study, in order to define all these failure modes, a detailed fault tree is created for over head line and transformer feeder then some proposal solutions for improvement of reliability, which cover every aspect of protection systems, from current transformer to circuit breaker and auxiliary DC supplies are presented as detailed, thanks to not only some technical information that was taken from TEİAŞ but also my professional design experience in protection and control systems of high voltage substations via more than hundred projects in Turkey, Iraq, the UK (England, Northern Ireland), the Netherlands and Germany.

Current situation and proposal solutions of reliability is calculated with reliability block diagrams which are created thanks to the projects are still being used by TEİAŞ in Turkey and result of numerical application indicates that my proposal is better than the current situation.

The reliability calculation of five different case studies with 154-380 kV nominal voltage level are done with DigSilent computer software for three different regions in Turkey thanks to real datas and results of calculation are given in this study.

Key words: Reliability analysis, fault tree, block diagram method, protection systems, protection relay

1.1 Literatür Özeti

Bir çalışmada Önem örnekleme tekniğiyle dijital rölelerde, kendi kendini izleme ve kendi kendini kontrol etme özellikleri sayesinde rölelerin arızaya karışma ihtimali ve gizli arızaları azaltmaya yönelik bir değerlendirilme yapılmıştır. İkinci çalışmada, koruma rölelerinin güvenilirlik indisleri önerilmiştir, koruma rölelerinin güvenilirliğinin değerlendirilmesi için bir Markov olasılık modeli yapılmıştır. Durum uzayı analitik metodu kullanılarak, tüm durgun durum olasılıkları ve geçici olasılık durumları arıza bilgi işleme merkezindeki bilgiler kullanılarak hesaplanmış, rutin test aralığı etkisi ve rölenin kullanılabilir olmasını tanımlayan bir formül elde edilmiştir. Buna istinaden koruma röleleri için optimum test aralıkları tespit edilmiştir. Üçüncü çalışmada ilk olarak beş durumlu olarak geliştirilen Markov Modeli, sonrasında yanlış açma ve gerektiğinde açma yapmama durumunda olan iki ana röle arıza modunun olduğu koruma-bileşen sistemleri için 17-durumlu olarak detaylı şekilde geliştirilmiştir. Detaylandırılan model; rutin test aralıklarını, kendi kendine izleme ve kendi kendine kontrol testlerini, genel arıza nedenleri, geçici ve kalıcı arızalar ile bu arızaların giderilme zamanları, yedek koruma işlemi ve röle yanlış açmasını değerlendirmektedir, koruma rölelerinin kendi kendini kontrol ve izleme ile koruma güvenilirliğinin geliştirilebileceği konusunda önemli sonuçlar bulunmuştur. Dördüncü çalışmada hata ağacı yöntemiyle bir hat fideri için farklı tertipteki koruma düzenlerinin karşılaştırılmasıyla güvenilirlik değerlendirmesi yapılmıştır. Beşinci çalışmada, koruma koordinasyonunda yapay zekâ uygulaması sunulmuştur. Sonuçlar, akıllı koruma koordinasyonu yönteminin koruma ayarlarını optimize edebileceğini, röle

koordinasyon hatalarını azaltabileceğini ve besleme güvenilirliğini artırabileceğini göstermiştir. Bu çalışmada, ayrıca akıllı koruma koordinasyonunun arıza akımı değişimlerini dikkate alma becerisi ele alınmıştır. Altıncı çalışmada Bağışık Algoritma ile bir iletim şebekesi için koruma rölesi tertiplerinin optimum planlamasının yapılmıştır. Önerilen Bağışık algoritması ile sistem güvenilirlik maliyeti en aza indirilerek, koruma rölesi yatırımlarının en iyi maliyet etkinliğini sağlamak için optimum koruma rölesi sistemi planlaması elde edilmiştir. Yedinci çalışmada farklı aşırı akım röle koordinasyon yöntemlerine ilişkin güvenilirlik indekslerini bulmak için ardışık Monte Carlo simülasyonuna dayalı yeni bir algoritma önerilmiştir.

Tez çalışmasının ikinci bölümünde koruma sistemlerinin amacı, koruma sisteminden beklenen özellikler ve koruma sistemlerini oluşturan elemanlar hakkında genel bilgiler verilmiştir.

Üçüncü bölümde güvenilirliğin genel bir tanımı yapılmış ve temel güvenilirlik kavramları, hesaplama yöntemleri ve bu yöntemler arasındaki karşılaştırılmaya yer verilmiştir.

Dördüncü bölümde koruma sistemlerinin güvenilirlik üzerine etkisi konusu işlenmiş, bu kapsamda koruma sistemlerinde güvenilirliğin tanımı yapılarak, dünya literatüründeki belli başlı yeni çalışmalara ve sonuçlarına yer verilmiştir. Bunun yanında akım transformatörlerinin sistem güvenilirliğine etkisi ve seçimine dair sayısal uygulamaya da yer verilmiştir.

Beşinci bölümde harmonikler, harmoniklerin koruma rölesi ve akım transformatörü güvenilirliğine etkisi incelenmiş, literatürdeki elektromekanik, statik ve dijital koruma röleleriyle yapılan deneysel çalışmaların sonuçlarına yer verilmiştir.

Altıncı bölümde şebekelerde olasılıksal güvenilirlik analizinin yapılmasına dair genel prensiplere ve yapılış metoduna dair bilgiler verilmiştir.

Yedinci bölümde ise sorumluluğu altında 733 km hat ve 58 güç transformatörü bulunan TEİAŞ İstanbul Anadolu 4. Bölge grup müdürlüğüne yapılan ziyaretler sonucunda elde edilen 380 ve 154 kV yüksek gerilim şalt merkezleri, bu tesislere ait koruma ve kumanda sistemleri ve genel sorunlar hakkındaki bilgiler ışığında gerekse de onbir yıla yakın profesyonel iş hayatımda edindiğim yüksek gerilim şalt merkezleri ve koruma-

kumanda sistemleri tecrübem doğrultusunda, Türkiye'deki TEİAŞ şalt merkezleri, bara düzenleri, koruma-kumanda sistemleri açıklanmıştır. Bu açıklamalar 380 kV açık, 380 ve 154 kV gaz izoleli şalt merkezleri, 380/154/34,5 kV kumanda panoları, 380/154/34,5 kV koruma panolarına ait fotoğraflar ile desteklenmiştir. Türkiye'deki hat koruma prensipleri 380/154/34,5 kV gerilim seviyeleri için havai hat, kablo hattı ve komposit hatlar olarak ayrı ayrı anlatılmış, havai hatlar için karşı merkezlerle haberleşmede kullanılan tele koruma düzenlerine yer verilmiştir. Havai hattan beslenen bir baraya ait hata ağacı oluşturularak baranın güvenilirliğini etkileyen tüm faktörlere yer verilmiş ve ayrıntılarıyla açıklanmıştır. Bu hata ağacı kullanılarak havai hattan beslenen bir baranın güvenilirlik indisleri oluşturulmuştur. Bir hat arızası açma olayı için blok diyagramı yöntemiyle seri sistem güvenilirlik modeli oluşturulmuş ve açma olayı bir sayısal örnekle açıklanmıştır. TEİAŞ İstanbul Anadolu 4. Bölge grup müdürlüğüne yapılan ziyaret sırasında alınan 2009 yılına ait 380 ve 154 kV hat fiderleri için arıza istatistiklerine yer verilmiştir. Yine bu ziyaret sırasında alınan 2009 yılına ait hat fiderlerini koruyan elektromekanik, statik ve nümerik mesafe koruma rölelerinin istatistiklerine 380 ve 154 kV gerilim seviyesi için ayrı ayrı yer verilmiş, güvenilirlik oranları hesaplanmıştır.

Türkiye'deki transformatör koruma prensibi genel olarak açıklanmıştır. 380/154 kV transformatörden beslenen bir 154 kV baraya ait hata ağacı oluşturularak baranın güvenilirliğini etkileyen tüm faktörlere yer verilmiş ve ayrıntılarıyla açıklanmıştır. Bu hata ağacı kullanılarak transformatörden beslenen baranın güvenilirlik indisleri oluşturulmuştur. Bu söz konusu baraya iki farklı merkezden havai hatla ve bir diğer transformatörden beslemenin geldiği varsayılarak güvenilirlik indisi revize edilmiştir. Bir transformatör arızası açma olayı için blok diyagramı yöntemiyle seri sistem güvenilirlik modeli oluşturulmuş ve açma olayı bir sayısal örnekle açıklanmıştır. 2009 yılına ait transformatör fiderleri için arıza istatistiklerine yer verilmiştir. Yine 2009 yılına ait transformatör fiderlerini koruyan ve en çok çalışan rölelerin istatistiklerine yer verilmiş ve bu istatistiklerden güvenilirlik oranları hesaplanmıştır. Güvenilirliği artırıcı çözüm önerileri başlığı altında bir bölüm oluşturulmuş gerek TEİAŞ'tan alınan bilgiler doğrultusunda gerekse de bugüne kadar üzerinde çalıştığım yüzün üzerinde Türkiye, Irak, Birleşik Krallık (İngiltere, Kuzey İrlanda), Hollanda, Almanya koruma-kumanda

projelerinde edindiğim tecrübeler doğrultusunda çözüm önerilerim, akım transformatörü hesabından harmonik etkilere kadar ayrıntılı olarak sunulmuştur.

380/154 kV gerilim seviyelerinde gerek özel sektör gerekse TEİAŞ'a yapılmış birçok koruma-kumanda sekonder projeleri, havai hat ve transformatör fiderleri için güvenilirlik gözüyle incelenmiş, güvenilirlik açısından önem arz eden sorunlar tespit edilmiş, çözüm önerileri sunulmuştur. Bu projelere mevcut durum ve çözüm önerisi olarak ayrı ayrı yer verilmiş, durumun daha iyi anlaşılması için mevcut durum ve çözüm önerileri seri-paralel blok diyagramları güvenilirlik modelleriyle açıklanmıştır. Mevcut durum ve çözüm önerileri için sayısal uygulamalar geliştirilmiştir. Son olarakta bir havai hat ve transformatör için oluşturulan hata ağacı, mevcut durum ve çözüm önerilerinin dikkate alınmasıyla sayısal uygulamaya adapte edilmiştir.

Sekizinci bölümde sayısal uygulamaya yer verilmiştir, bu bölümde Türkiye'nin üç farklı bölgesinde bulunan TEİAŞ 380 ve 154 kV şalt merkezlerinden alınan 2009 ve 2010 yılı verileri kullanılarak Almanya'da geliştirilen DigSilent şebeke analiz bilgisayar programı yardımıyla söz konusu sistemlerin güvenilirlik indeksleri beş farklı çalışma için hesaplanmış elde edilen sonuçlara yer verilmiştir. Bu bölgeler İstanbul-Anadolu 4. Bölge, Antalya 19. Bölge ve Van 17. Bölgeden oluşmaktadır, Türkiye'deki değişik iklim yapısını da dikkate almak için farklı bölgeler seçilmiştir. Ayrıca DigSilent şebeke analiz bilgisayar programı ve programın güvenilirlik analizi hesaplama prensipleri hakkında bilgi verilmiştir.

Dokuzuncu, son bölümde elde edilen önemli sonuç ve önerilere yer verilmiştir.

1.2 Tezin Amacı

Bu tezin amacı güç sistemlerinin vazgeçilmez parçası koruma sistemlerinin, güç sistemi güvenilirliği üzerine etkisini -koruma sistemini oluşturan bütün elemanları da dikkate alarak- ayrıntılı olarak incelemek ve bu etkiyi oluşturan tüm olumsuz faktörleri tespit ederek, sunulan yöntemle Türkiye elektrik iletim sistemi güvenilirliğini arttırmak için bir çözüm geliştirmektir.

1.3 Hipotez

Koruma sistemleri güvenilirliğini etkileyen birçok faktör bulunmaktadır. Tüm bu faktörlerin dikkate alınmasıyla bir havai hat ve transformatör için ayrıntılı olarak hata ağacı oluşturulmuş dolayısıyla sorunlar tespit edilmiştir. Gerek TEİAŞ'tan alınan bilgiler gerekse de koruma-kumanda sistemleri alanındaki 11 yıllık uluslararası deneyimlerim doğrultusunda çözüm önerilerim ayrıntılı olarak sunulmuştur. Türkiye elektrik iletim sisteminde kullanılan koruma-kumanda sekonder projeleri üzerinde yaptığım güvenilirlik bazlı detaylı incelemeler sonucunda, mevcut ve çözüm önerileri için güvenilirlik blok diyagramları geliştirilerek güvenilirlik hesaplanmış, önerilen sistemin güvenilirliğinin daha iyi olduğu matematiksel olarak kanıtlanmıştır.

ELEKTRİK GÜÇ SİSTEMLERİNDE KORUMA

2.1 Giriş

Jeneratör, transformatör, kablo, hat gibi şebeke elemanlarının birinde kısa devre, yalıtım hatası sonucunda ark, arıza akımları ve aşırı gerilimlerin yol açabileceği zararları sınırlandırmak, en aza indirmek için ve bunun yanında sürekli bir kısa devrenin şebekenin genel işletmesi ve özellikle de stabilitesi üzerindeki etkileri ortadan kaldırmak için hatalı elemanın olabildiğince çabuk devre dışı edilmesi gerekmektedir.

Hatalı elemanı otomatik olarak devre dışı etme işlemi koruma sistemleri vasıtasıyla gerçekleştirilir. Söz konusu koruma sistemleri hat, kablo, jeneratör veya transformatör gibi şebeke elemanlarının akım ve gerilimlerini sürekli olarak kontrol eden ve gözetim röleler topluluğunu kapsamaktadır.

Gözetilen kısımda hata oluştuğunda ayarlanan değerlerin üstünde veya altında röleler işletmeye girer ve bu durumda koruma sistemine bağlı kontaklar dizisi açılıp veya kapanarak elemanı devreye bağlayan güç anahtarını (alçak gerilimde kontaktör veya kompakt şalter, orta gerilimde ve yüksek gerilimde kesici) açarak hatalı bölümün devre dışı olması sağlanır.

İletim dağıtım şebekesinde olduğu gibi endüstriyel şebekelerin güvenilir bir şekilde işletilip korunmasında da koruma sistemlerinin çok önemli bir yeri vardır.

2.2 Koruma Mühendisliğinin Amacı

Koruma mühendisliği elektrik güç sistemlerinde koruma sistemlerinin dizaynı ve işletmesiyle ilgilenen bir branştır. Amacı ise elektrik güç sistemleri üzerinde oluşabilecek arızaların etkisini minimuma indirmektir [1].

2.3 Koruma Mühendisliğinin Temel Görevleri

- Arızaları ve istenmeyen olağan dışı durumları tespit etmek ve arızalı bölgeyi mümkün olan en kısa sürede şebekeden ayırmak,
- Arıza noktasındaki hasarın boyutunu minimuma indirmek,
- Arızanın şebekenin geri kalanına etkisini minimuma indirmek,
- İşletmeci ve ekipman üzerindeki tehlikeyi minimuma indirmek,
- Kesinti süresinin boyutunu minimuma indirmek [1].

2.4 Koruma Sisteminden Beklenen Özellikler

- Güvenilirlik ve çalışabilirlik değerleri yüksek olmalıdır,
- Normal yük koşulları ile istenmeyen arıza koşullarını ayırt edebilir olmalıdır,
- Arıza oluşturmayan geçici durumlarda açma yapmamalıdır,
- Selektif olmalı ve diğer koruma sistemleri ile koordineli çalışmalıdır,
- Arızaları temizleme süresi yeterince hızlı ama selektiviteyi bozacak şekilde de çok hızlı olmamalıdır,
- Kör nokta veya başka bir tabirle korumasız bölge olmamalıdır,
- Ekonomik olmalıdır [1].

2.5 Güvenilirlik

Bir koruma sisteminin hatasız olarak doğru çalışması, yanlış kesici açmalarına neden olmaması, arıza meydana geldiğinde çalışacağından emin olunabilmesi olarak açıklanabilir. Koruma sisteminin güvenilirliği hakkında incelenen zaman dilimi içerisinde;

Koruma sisteminin yanlış çalışma sayısı / Arıza sayısı

Bir fikir verebilir. Bu oran ne kadar düşükse koruma sisteminin güvenilirliği artar.

Koruma sisteminin yanlış çalışma durumları aşağıdaki gibi özetlenebilir;

2.5.1 Gereksiz Açma

Ortada arıza olmadığı halde rölenin açma kumandası vermesidir. Örneğin harmonikler rölelerin normal çalışma koşullarında gereksiz yere açma kumandası vermesine neden olabilir.

2.5.2 Arıza Durumunda Yanlış Açma

Arıza durumunda rölenin yanlış ölçme yapması veya yanlış ayarlanması durumunda gerçekleşen seçici olmayan açma işlemidir.

2.5.3 Açma Yapmama

Arıza olduğu halde rölenin açma kumandası vermemesi, kesicinin ya da kesici kumanda devresinin arızalı veya çalışmamasıdır.

Güvenilirliği artırmak için aynı eleman farklı prensiplere göre çalışan iki ya da daha fazla koruma düzeneği ile korunabilir. Örneğin ülkemizde 380 kV kablo fideri bir adet kablo diferansiyel bir adet mesafe koruma rölesi ile korunmaktadır [2].

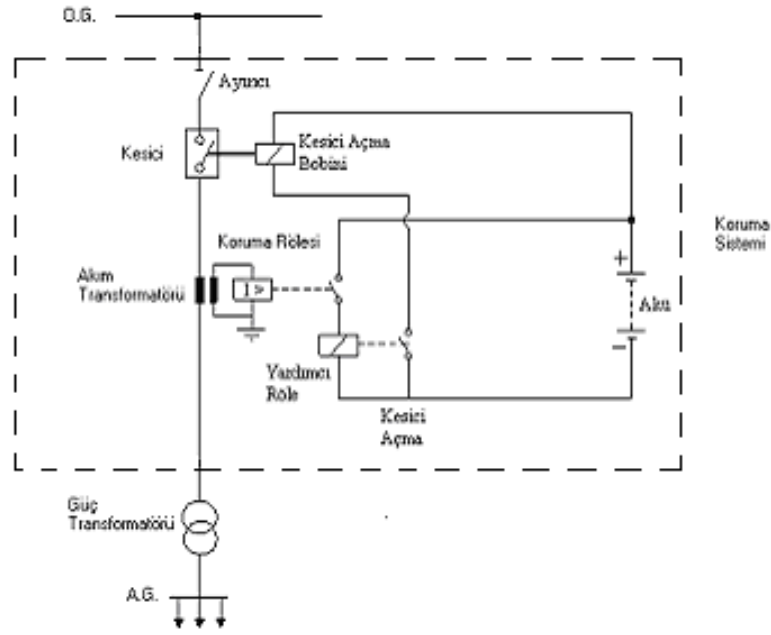
2.6 Koruma Sistemini Oluşturan Elemanlar

Kesiciler: Arızalı kısmı ayırır, arıza akımını keser.

Koruma Röleleri: Arızanın varlığını saptar ve kesiciye açma kumandası verir

Akım ve Gerilim Transformatörleri: Koruma rölelerini yüksek gerilimden izole eder, rölelerin düşük akım ve gerilimle çalışmasını sağlar, böylece personelin can güvenliğini sağlar.

Yukarıdaki temel elemanlardan başka; kesici kumanda devresini, sinyal ve alarm devresini besleyen akü bataryaları, yardımcı röleler, sinyal lambaları, sesli alarm cihazları (korna) vb. “yardımcı elemanlar” da koruma sistemlerinde yer alır [2].

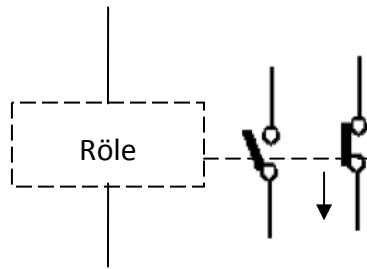


Şekil 2.1 Bir koruma sistemi ve elemanları [2]

2.7 Koruma Rölelerinin Yapıları ve Çalışma Prensipleri

2.7.1 Giriş

En genel anlamda röle, girişine uygulanan büyüklük (akım, gerilim, basınç, sıcaklık vb.) çalışma eşik değerine ulaştığı anda faaliyete geçerek kontaklarının konumunu değiştiren (açık kontaklarını kapatan, kapalı kontaklarını açan), elektrik devrelerinde kumanda ve koruma amaçlı olarak kullanılan bir elemandır.



Kontaklar

Şekil 2.2 Bir röle ve iki kontağı [2]

Röle kontakları, bir güç anahtarına (Alçak gerilimde kontaktör, Orta ve Yüksek gerilimde kesici) kumanda ederek anahtarın açılıp kapanmasını sağlar. Böylece röle

yardımla istenen şartlarda devreye gerilim uygulanabilir, istenmeyen şartlarda ise devrenin gerilimi kesilebilir [2].

Röle faaliyete geçmeden(enerjisiz iken) kontakların konumu	
 Normalde Açık kontak (NO: Normally Open)	 Normalde Kapalı kontak (NC: Normally Closed)
Röle enerjili iken kontakların konumu	
	

Şekil 2.3 Röle kontaklarının konumlarının değişimi [2]

2.7.2 Rölelerin Sınıflandırılması

Röleler yapılarına, çalışma zamanına, devreye bağlantılarına, elektriksel çalışma büyüklüklerine ve kullanım amaçlarına göre aşağıdaki şekilde sınıflandırılırlar:

Yapılarına göre:

- a) Elektromekanik Röleler
- b) Statik (elektronik) ve Nümerik (Dijital) Röleler

Elektriksel olmayan büyüklüklerle (basınç, sıcaklık vs.) çalışan röleler:

Çalışma zamanına göre:

- a) Ani Çalışmalı (gecikmesiz) Röleler
- b) Zaman Gecikmeli Röleler
 - b1) Sabit Zamanlı Röleler
 - b2) Ters Zamanlı Röleler

Devreye bağlantılarına göre:

- a) Primer Röleler

b) Sekonder Röleler

Elektriksel çalışma büyüklüklerine göre:

a) Akım Röleleri

b) Gerilim Röleleri

c) Güç Röleleri

Kullanış amaçlarına göre:

a) Koruma Röleleri (aşırı akım rölesi, düşük gerilim rölesi, diferansiyel röle vs.)

b) Kumanda Röleleri (normal röle)

Elektrik güç sistemlerindeki elemanları (hat, transformatör, jeneratör vb.) korumak amacıyla kullanılan, girişine uygulanan çalışma büyüklüğü (akım, gerilim, empedans, sıcaklık, basınç vb.) rölenin ayarlandığı sınır değerlerin dışına çıktığında kontağını açarak veya kapatarak bir açma-kapama elemanına kumanda eden rölelere “koruma röleleri” denir.

Eğer bir rölenin, giriş uçlarına doğrudan doğruya devrenin elektriksel büyüklükleri uygulanıyorsa; bu rölelere primer röleler adı verilir. Eğer rölenin giriş uçlarına, ölçü transformatörleri üzerinden akım veya gerilim büyüklükleri uygulanıyorsa; bu tip rölelere de sekonder röleler adı verilir.

Pratikte genellikle sekonder röleler kullanılmaktadır. Sekonder rölelerin kullanılmasının nedenlerini şu şekilde sıralayabiliriz;

Sekonder röleler ölçü transformatörleri tarafından yüksek gerilim koruma düzenlerinden ayrılmıştır. Böylece sekonder röleler, ana akım devresinin manyetik tesiriyle termik ve dinamik zorlamalardan korunmuş olur.

Ana akım devresini kesmeden, sekonder rölenin ayarlanması, değiştirilmesi veya bağlantılarının yapılması ve muayene edilmesi mümkündür.

Ölçü büyüklükleri, küçük değerli olduğundan bu röleler ucuz yapılabilir.

Daha hassas elemanlarla ölçü doğruluğu arttırılabilir [2].

2.7.3 Koruma Röleleri ile İlgili Tanım ve Kavramlar

Aşırı akım röleleriyle ilgili bilinmesi gerekli bazı temel tanımları şu şekilde sıralayabiliriz;

a) Çalışma akımı: Aşırı akım rölesinin ayarlandığı akımdır. Röle bu akımda çalışmaya başlar. İlk hareket akımı olarak da tanımlayabileceğimiz bu akım I_c ile belirtilir. Çalışma akımına aynı zamanda kuplaj akımı da denir.

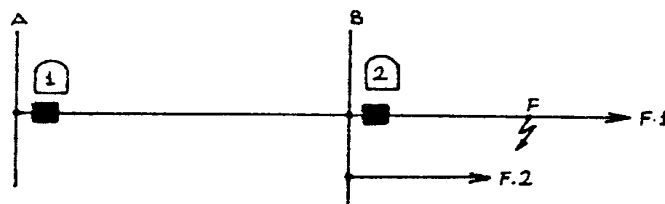
b) Çalışma zamanı: Bir aşırı akım rölesinin, çalışma akımının üzerinde bir akımla beslendiği andan kontağını kapattığı ana kadar geçen süre olarak tanımlanır ve t_c ile belirtilir.

c) Geri dönüş akımı: Önceden kontağını kapatmış bir aşırı akım rölesinin, kontağının açılmasına yol açan en büyük akıma denir. I_{gd} ile belirtilir. Geri dönüş akımına aynı zamanda dekuplaj akımı da denir.

d) Geri dönüş oranı: Geri dönüş akımının çalışma akımına oranına denir ve K_{gd} ile gösterilir.

$$K_{gd} = \frac{I_{gd}}{I_c} \quad (2.1)$$

Geri dönüş oranı orta gerilim şebekelerindeki röleler için önemli özelliktir. Bunu alttaki Şekil 2.4 yardımıyla açıklayabiliriz.



Şekil 2.4 Rölelerde geri dönüş oranı [2]

F noktasındaki arızayı ilk önce 2 nolu röle temizler, eğer temizleyemezse (rölenin çalışmaması, kesicinin herhangi bir nedenden açma yapmaması v.b. nedenlerle) 1 nolu röle arızayı temizler. Dolayısıyla bu arızada 2 nolu röle ile birlikte 1 nolu rölede çalışır. Ancak 2 nolu röle arızayı daha önce temizleyeceğinden 1 nolu rölenin sükûnete dönmesi gerekir. Bunu ise arızadan sonra devreden geçen yük akımına bağlı olarak

rölenin geri dönüş akımı belirler. Eğer arızadan sonra geçen akım, geri dönüş akımından büyükse 1 nolu röle çalışmaya devam eder ve gereksiz açmaya neden olur. Ayrıca geri dönüş akımı, yol alma akımı (Demeraj akımı) açısından da önemlidir.

a) Yük: Bir aşırı akım rölesinin yükü, beslendiği akım transformatörünün sekonder sargısından çektiği güçtür. VA (Volt x Amper) olarak belirtilir.

b) Kısa süreli dayanma akımı: Aşırı akım rölelerinin hasar görmeden bir saniye süreyle taşıyabilecekleri maksimum akım değeridir.

c) Dinamik dayanma akımı: Manyetik alan nedeniyle oluşan mekanik kuvvetler açısından rölenin dayanabileceği maksimum akım değeridir. Yani rölenin bir anlık (örneğin bir periyot süreyle) hasar görmeden taşıyabileceği maksimum akım değeridir.

d) Sürekli dayanma akımı: Aşırı akım rölesinin hasarlanmadan sürekli olarak taşıyabileceği maksimum akım değeridir [2].

2.8 Akım Transformatörleri

Akım transformatörleri, primer dediğimiz esas devreden geçen akımı, manyetik bir dönüşüm ile küçülterek, sekonder diye tanımladığımız ikincil devreye ve bu devreye bağlı cihazlara aktarırlar. Bu durum sonucunda;

Sekonder devrede kullanılan cihazların büyük akımlar sebebiyle aşırı zorlanması engellenmiş olur. Ayrıca yüksek gerilim tesislerinde akım transformatörlerinin sekonder taraflarındaki ölçü aleti ve koruma rölesi vb. elemanlar elektriksel olarak yüksek gerilimden yalıtılmış olur. Böylece bu cihazlar üzerinde çalışma yapan personelin can güvenliği sağlanmış olur.

Akım transformatörleri, bir demir nüve üzerine sarılmış olan primer sargı ve primer sargıya göre ters yönde sarılmış bir sekonder sargıdan oluşmaktadır. Ana devreye seri olarak bağlanmış primer sargıdan geçen akımın meydana getirdiği manyetik alan, demir nüvede manyetik akının oluşmasına neden olur.

Manyetik akı, sekonder sargı üzerinde bir gerilim indükler. Sekonder sargıya cihazların bağlanması sonucu, sekonder devreden geçen akım, sarım yönlerinin ters olması

sebebiyle ters yönde bir manyetik alan ve demir nüvede ters bir manyetik akı oluşturur. Sonuç olarak demir nüvedeki manyetik akı dengelenmiş olur.

Sekonder devreye yük bağlanmaması durumunda (sekonder devre açık bırakıldığında), ters yönde bir manyetik akı oluşmayacağı için, primer tarafında oluşan manyetik akı, demir nüve doyuma erişinceye kadar artar ve nüve sıcaklığını arttırarak akım transformatörünün arızalanmasına neden olur. Ayrıca sekonder sargı uçlarındaki gerilim büyük değerlere ulaşarak, insan hayatı için tehlikeli durumlar meydana getirir.

Akım transformatörleri TS 620 EN 60044-1 Türk Standardı içerisinde;

“Normal şartlarda sekonder akımın, pratik olarak primer akım ile orantılı ve bu bağlantının uygun yönü için yaklaşık sıfır faz farkı açısının olduğu ölçü transformatörü” olarak tanımlanmıştır [3].

2.9 Koruma Akım Transformatörlerinin Sınıfları

Koruma ile ilgili transformatörleri; fonksiyonel performansına göre aşağıda belirtildiği gibi sınıflandırılır.

- P Sınıfı: Kararlı durum simetrik primer akımlı birleşik hata (ϵ) ile belirlenen doğruluk sınıfı. Artık akı için sınır yoktur.
- TPS Sınıfı: Performansı, sekonder uyarma karakteristikleri ve sargı dönüştürme hata sınırları ile belirlenen düşük kaçak akımlı akım transformatörü. Artık akı için sınır yoktur.
- TPX Sınıfı: Belirtilen geçici durum kullanım çevrimi esnasındaki anî tepe akımı hatası (ϵ) ile belirlenen doğruluk sınırı. Artık akı için sınır yoktur.
- TPY Sınıfı: Belirtilen geçici durum kullanım çevrimi esnasında anî tepe akımı (ϵ) ile belirlenen doğruluk sınırı. Artık akı doyma akısının % 10'unu aşmaz.
- TPZ Sınıfı: Belirtilen sekonder devre zaman sabitinde oluşan en büyük d.a. sapmalı tek enerjileme esnasında anî alternatif akım bileşeninin hatası (ϵ_{aa}) ile belirlenen doğruluk sınırı. D.a. bileşeninin hata sınırı için bir kural yoktur. Artık akı, uygulamada ihmal edilebilir [3].

BÖLÜM 3

GÜVENİLİRLİK

3.1 Giriş

Güvenilirlik, ürünün tasarlanmış özelliklerini tam olarak yerine getirebilmesi için, ürünün kabiliyeti üzerine odaklanan geniş bir terimdir. Matematiksel olarak ifade etmek gerekirse güvenilirlik, bir ürünün zaman sıfır iken sahip olduğu özelliklerinin, zaman sıfırdan farklı iken belirli koşullar altında ve belirli bir zaman aralığında hata vermeden çalışma olasılığıdır. Kuzey Amerika Elektrik Güvenilirlik Konseyi (NERC)'e göre güvenilirlik; talep edilen miktarda ve kabul edilebilir standartlarda olan gücün müşteriye ulaştığında, elektrik sistemi elemanlarının performans sonucunun derecesidir. Başka bir deyişle güvenilirlik, müşteri tarafından talep edilen miktardaki enerjinin her noktaya kaliteli bir şekilde iletilmesini sağlamak amacıyla güç sistemi elemanlarının yetenekleriyle ilgilenir. Güvenilirliği çevreleyen iki temel kavram vardır: Yeterlilik ve güvenlik.

Yeterlilik, müşterinin talep ettiği elektrik enerjisinin kesintisiz olarak sistem tarafından karşılanabilmesidir. Bunun anlamı; rezerv oranı ve tepe durumlarını içeren enerji ihtiyaçlarının her zaman karşılanabilmesi için yeterli üretim ve iletim kaynaklarının mevcut olması gerekmektedir. Bu yüzden yeterlilik, statik sistem durumları, uzun süreli planlama ve yatırım ile alakalıdır.

Güvenlik, sistemin ani değişikliklere karşı koyma yeteneği olarak tanımlanır. Diğer bir deyişle, planlı veya planlanmamış bir devre dışı durumunda veya herhangi bir eleman arızasında sistemin bozulmadan kalma yeteneğidir. Güvenlik sistem dinamikleri ve kısa

sürekli işletmelerle ilgilidir. Güvenilirlik, yeterlilik ve güvenlik şartlarını, yani hem kısa dönemde hem de uzun dönemde işletimleri inceleyen elektrik bilimidir [4].

3.2 Güvenilirlik Fonksiyonu ve Temel Güvenilirlik Kavramları

Güvenilirlik fonksiyonu, belirli bir zaman süresince bir elemanın arızalanmadan çalışma olasılığı olarak tanımlanabilir. Bir eleman için iki durum söz konusudur. Arızalı veya çalışır olma durumu. X olası durumlar olarak adlandırılırsa, X'in iki farklı değer (0 ve 1) alabildiği bu gibi durumlarda X, ayrık değişkenler olarak tanımlanır. X değişkeni ürün veya elemanın arızalanma zamanında sıfırdan sonsuza değerler alabilir. Sıfır zamanından sonra eleman herhangi bir zamanda arızalanabilir. Bu yüzden X, bu süreç içinde herhangi bir değer alabilir. Bu durumda X, sürekli tesadüfi değişken olarak adlandırılır [4].

3.3 Olasılık Yoğunluğu ve Kümülatif Olasılık Fonksiyonu

Olasılık yoğunluğu $f(x)$, kümülâtif olasılık yoğunluğu $F(x)$ olarak tanımlansın.

Sürekli tesadüfi değişken X ise, olasılık yoğunluk fonksiyonu $f(x)$ a ve b gibi iki değer alır. $a \leq b$ için,

$$P(a \leq X \leq b) = \int_a^b f(x) dx \quad (3.1)$$

olur. Kümülatif olasılık fonksiyonu ise şu şekilde tanımlanmıştır:

$$F(x) = P(X \leq x) = \int_{-\infty}^x f(s) ds \quad (3.2)$$

Olasılık yoğunluğu ve kümülâtif olasılık yoğunluğu arasındaki ilişki

$$F(x) = \int_{-\infty}^x f(s) ds \Rightarrow f(x) = \frac{d(F(x))}{dx} \quad (3.3)$$

formülüyle ifade edilir. Sonsuz zaman aralığında olasılık fonksiyonu 1'e eşittir [4].

$$\int_{-\infty}^{\infty} f(x) dx = 1 \quad (3.4)$$

3.4 Güvenilirlik Fonksiyonu

Bir sistem veya elemanın, çalışma koşullarında, belirlenen bir zaman aralığında çalışma olasılığına güvenilirlik denir. Güvenilirlik $R(t)$ ile ve kullanılamazlık $Q(t)$ ile gösterilirse:

$$R(t) + Q(t) = 1 \quad (3.5)$$

olarak modellenir.

Matematiksel olarak ifade etmek için, öncelikle kullanılamazlık fonksiyonu belirlenmelidir. Arızalanma olasılığı olarak tanımlanan $Q(t)$, kümülâtif olasılık yoğunluğu $F(t)$ fonksiyonuna eşittir.

$$F(t) = Q(t) = \int_0^t f(s)ds \quad (3.6)$$

t süresi sonsuza giderken sistemin güvenilirlik oranı fonksiyonel olarak azalır.

$$R(t) + Q(t) = 1$$

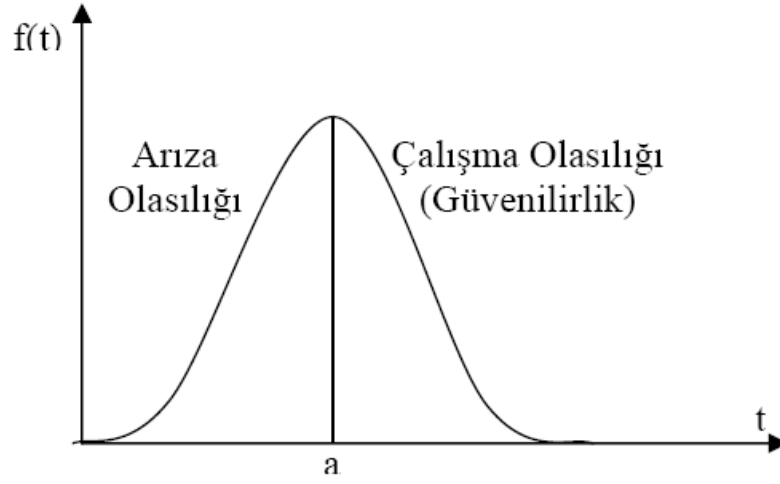
$$R(t) = 1 - Q(t) \quad (3.7)$$

$$R(t) = 1 - \int_0^t f(s)ds \quad (3.8)$$

$$R(t) = \int_t^{\infty} f(s)ds \quad (3.9)$$

$$f(t) = \frac{d(R(t))}{dt} \quad (3.10)$$

Şekil 3.1 kümülâtif yoğunluk fonksiyonu (veya kullanılmazlık) ile güvenilirlik arasındaki ilişkiyi göstermektedir.



Şekil 3.1 Güvenilirlik ve kullanılamazlık arasındaki ilişki [4]

Güvenilirlik fonksiyonunun elde edilme süreci eksponansiyel dağılım ile gösterilir. Bu durumda:

$$f(t) = \lambda e^{-\lambda t} \quad (3.11)$$

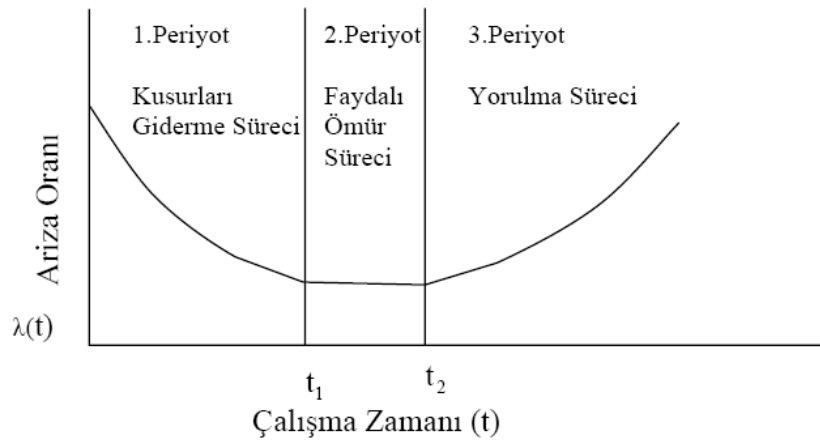
olarak elde edilir. λ arıza oranı olarak tanımlanır.

$$R(t) = 1 - \int_0^t \lambda e^{-\lambda s} ds \quad (3.12)$$

$$R(t) = 1 - [1 - e^{-\lambda t}] \quad (3.13)$$

$$R(t) = 1 - e^{-\lambda t} \quad (3.14)$$

Böylece sabit bir arıza oranı, üstel fonksiyonlu tesadüfi arıza zamanına sebep olur. Aşağıda elektronik malzemeler için risk oranı eğrisi görülmektedir.



Şekil 3.2 Arıza oranı eğrisi [4]

Kusurları Giderme Süreci: Montaj ve fabrikasyon hatalarından meydana gelir. Zamanla hataların giderilmesiyle azalır.

Faydalı Ömür Süreci: Sistemin arızaları giderildikten sonra sistemden maksimum faydanın sağlandığı süreçtir ve arıza oranı sabit kalır. Arızalar şans arızaları veya felaket arızalarıdır.

Yorulma Süreci: Sistem elemanlarının yıpranmasından dolayı zamanla performansları düşer ve arızalar tekrar ortaya çıkmaya başlar. İşte güvenilirlik t_2 zamanının tahmini ve sistemden maksimum faydayı sağlamayı amaçlar. t_2 zamanı tahmin edilebilirse, eleman yorulması başlamadan yenisiyle değiştirilerek sistem performansının olumsuz etkilenmesinin önüne geçilir [4].

3.5 Temel Güvenilirlik Kavramları

Çizelge 3.1’de sıkça kullanılan güvenilirlik tanımları ve açıklamaları yer almaktadır.

Çizelge 3.1 Temel güvenilirlik kavramları [4]

Tanım	Açıklama
Arıza Oranı	Belirli bir zaman periyodunda meydana gelen arıza sayısıdır. Arıza oranı, genel olarak milyon veya milyar saatte meydana gelen arıza sayısını belirtir.
Arızalar Arası Ortalama Zaman (Mean Time Between Failure-MTBF)	İki arıza arası geçen zamandır.
Ortalama Arıza Zamanı (Mean Time To Failure-MTTF)	Tamir edilemeyen sistemler için ortalama zamanı verir.
Güvenilirlik ($R(t)$)	Sistemin belirli koşullar altında ve belirli bir zaman aralığında arızalanmadan çalışma olasılığıdır. Güvenilirlik olasılıktır ve daima 0 ile 1 arasında bir değerdir.
Kullanılabilirlik (A)	Kullanılabilirlik bir sistemin ‘nasıl oluyor da x saat boyunca çalışabiliyor’ sorusuna cevap veren olasılıktır. Güvenilirlikten farklıdır. Kullanılabilirliğin bulunabilmesi için ortalama tamir zamanı bilinmelidir.
Ortalama Tamir Zamanı (Mean Time To Repair-MTTR)	Sistemin arızalandıktan sonra tekrar işletmeye geçmesi arasındaki zamanı belirtir. Genel olarak arızalanan elemanın temin edilme süresi MTTR’ye dahil edilmez.
Kullanılamazlık ($Q(t)$)	Güvenilirliğin tamlayanıdır. Güvenilirlik 0,9 ise kullanılamazlık 0,1’dir. 0 ile 1 arası bir değer alır.

Bir elemanın faydalı ömrü;

$$E(t) = \int_0^{\infty} t f(t) dt \quad (3.15)$$

formülüyle bulunur. Buradan,

$$f(t) = -\frac{d}{dt} R(t) \Rightarrow E(t) = \int_0^{\infty} t \frac{dR(t)}{dt} dt \quad (3.16)$$

elde edilir. Kısmi integrasyon ile,

$$E(t) = \int_0^{\infty} R(t) dt \quad (3.17)$$

bulunur. Buradan,

$$E(t) = \int_0^{\infty} \left[\exp\left(-\int_0^t \lambda(t) dt\right) \right] dt \quad (3.18)$$

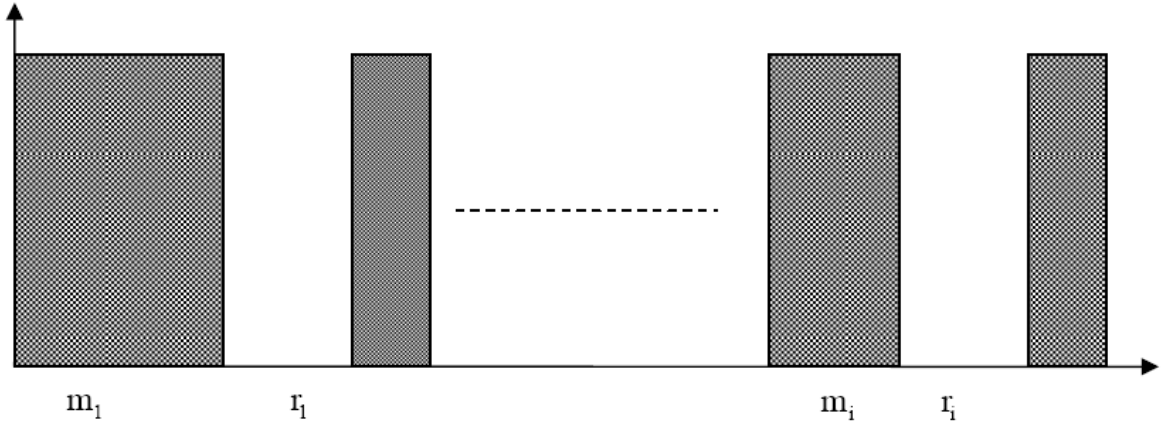
$$R(t) = e^{-\lambda t} \quad (3.19)$$

λ = Lambda sabiti.

$$E(t) = \int_0^{\infty} e^{-\lambda t} dt \quad (3.20)$$

olarak bulunur.

MTBF; arızalar arası ortalama zaman olarak bilinir. İsminden da anlaşılacağı üzere arızalar arası ortalama zamanı verir. Sistem bir arızadan sonra onarıldığında veya sistemdeki bir eleman yeni bir eleman ile değiştirildiğinde kullanılabilir. Onarım yapılabilen veya elemanları değiştirilebilen sistemler, tamir edilebilen sistemler olarak adlandırılır. Onarılan bir elemandan sonra sistem tekrar işleme alındığında bir süre sonra tekrar arızaya geçebilir ve işletim tekrar duraksayabilir. Bu yüzden art arda gelen iki arıza arasındaki zaman tamir zamanı ve arıza zamanı olarak ikiye ayrılabilir. Hatalar arası zaman arıza-tamir döngü zamanı olarak adlandırılır.



Şekil 3.3 Tek eleman için durum uzay diyagramı [4]

m: Ortalama Arıza Zamanı

n: Toplam Devir Sayısı

r: Ortalama Tamir Zamanı

MTBF umulan arıza-tamir döngü zamanı değerini verir. Bu yüzden ortalama devir sayısı olarak adlandırılır. Sistem iyi bir sistemle değiştirilmiş ise E(t) faydalı ömür ortalama arıza zamanı olarak tanımlanır.

$$MTTF = \bar{m} = \frac{1}{\lambda} \quad (3.21)$$

Sistem tamir ve bakımdan dolayı yenilenmişse,

$$MTBF = \bar{T} = \bar{m} + \bar{r} \quad (3.22)$$

olur. Ortalama tamir oranı, ortalama tamir zamanının tersine eşittir. μ = Ortalama tamir zamanı ise,

$$MTTR = \bar{r} = \frac{1}{\mu} \quad (3.23)$$

olarak bulunur. Bir eleman birden fazla defa arızaya geçebilir. Bu durumda,

$$MTTF = \bar{m} = \frac{\sum_{i=1}^n m_i}{n} \quad (3.24)$$

$$MTTR = \bar{r} = \frac{\sum_{i=1}^n r_i}{n} \quad (3.25)$$

Bulunur.

$$MTBF = MTTF + MTTR \quad (3.26)$$

$$\bar{T} = \bar{m} + \bar{r} \quad (3.27)$$

$$\bar{T} = \frac{1}{\lambda} + \frac{1}{\mu} = \frac{\mu + \lambda}{\lambda\mu} \quad (3.28)$$

olur. Arızalar arası ortalama zamanın (T) tersi arıza sıklığı olarak adlandırılır ve f ile gösterilir [4]

$$\bar{f} = \frac{1}{\bar{T}} = \frac{\lambda\mu}{\lambda + \mu} \quad (3.29)$$

3.6 Kullanılabilirlik

Tamir edilebilen sistemler için kullanılabilirlik kavramı ortaya çıkmaktadır. Kullanılabilirlik tamir edilebilen bir eleman veya sistemin hem güvenilirlik hem de bakım için ihtiyaç duyduğu bir performans ölçütüdür. Kullanılabilirlik, sistem kullanılmak istendiğinde, sistemin düzgün çalışabilme olasılığı olarak tanımlanır. Kullanılabilirlik güvenilirlik gibi zaman kavramı ile bağlantılı bir terimdir.

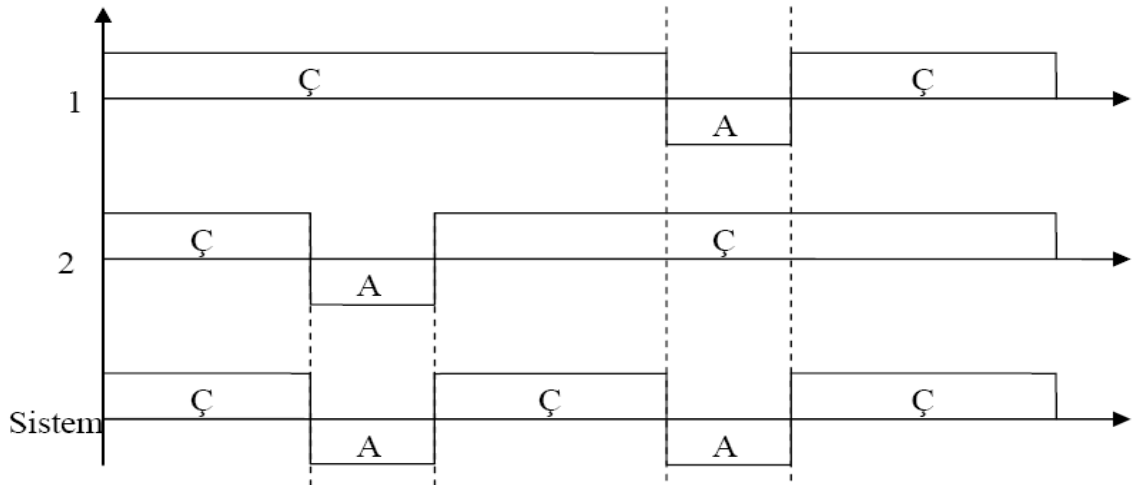
Çizelge 3.2’de güvenilirlik, bakım ve kullanılabilirlik arasındaki ilişki gösterilmiştir. Çizelge 3.2’den de görüleceği üzere, sistemin tamir edilebilirliği veya güvenilirliği arttığında, kullanılabilirlik olasılığı da artış göstermektedir [4].

Çizelge 3.2 Güvenilirlik, tamir edilebilirlik ve kullanılabilirlik arasındaki ilişki [4]

Güvenilirlik	Tamir Edilebilirlik	Kullanılabilirlik
Sabit	Düşüş	Düşüş
Sabit	Artış	Artış
Artış	Sabit	Artış
Düşüş	Sabit	Düşüş

3.6.1 Yineleme Teorisi

Tamir edilebilen bir sistem için işletim süresi sürekli değildir. Başka bir deyişle, tamir edilebilen sistemlerin çalışma zamanları çalışır – arızalı olarak tanımlanır. Sistem arızalanır, tamir edilir ve tekrar çalışır. Bu döngü devam eder. Bu sürece yineleme süreci adı verilir. Bu yineleme sürecindeki değişkenler arıza zamanı ve tamir zamanı olarak adlandırılır. Sistemin yineleme süreci, sistemi oluşturan elemanların yineleme süreçleri ile orantılıdır. Örneğin, bir birinden bağımsız iki elemanlı seri bir sistem ve bu sistemin çalışması Şekil 3.4’te gösterildiği gibi olsun.

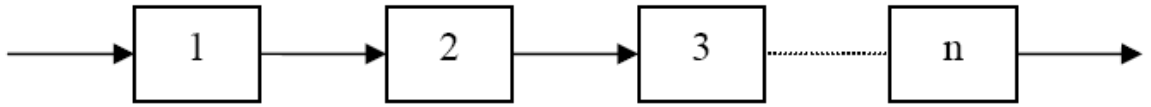


Şekil 3.4 İki elemanlı seri bir sistemin işletim periyodu [4]

Elemanlardan biri arızalandığında sistem arızaya geçer ve onarıldığında sistem tekrar çalışır. Farklı bir zamanda farklı bir eleman arızalandığında söz konusu eleman tamir edilene kadar sistem yine arızalı durumda olur [4].

3.7 Seri ve Paralel Yapılı Sistemlerde Güvenilirlik

3.7.1 Seri Sistemler



Şekil 3.5 n elemanlı seri bir sistem [4]

Seri bir sistemde, elemanlardan herhangi birinin arızalanması tüm sistemin arızalanmasına sebep olur. Başka bir deyişle, sistemin çalışabilmesi için, sistemi oluşturan tüm elemanların çalışır durumda olması gerekmektedir. Şekil 3.5'deki n elemanlı sistemin güvenilirliği:

$$R_s = P(X_1 \cap X_2 \cap \dots \cap X_n) \quad (3.30)$$

R : Sistem güvenilirliği

X_i : i elemanının çalışma olayı

$P(X)_i$: i elemanının çalışma olasılığı

Görüldüğü üzere bir elemanın arızası diğer elemanların arıza oranlarını etkilemektedir.

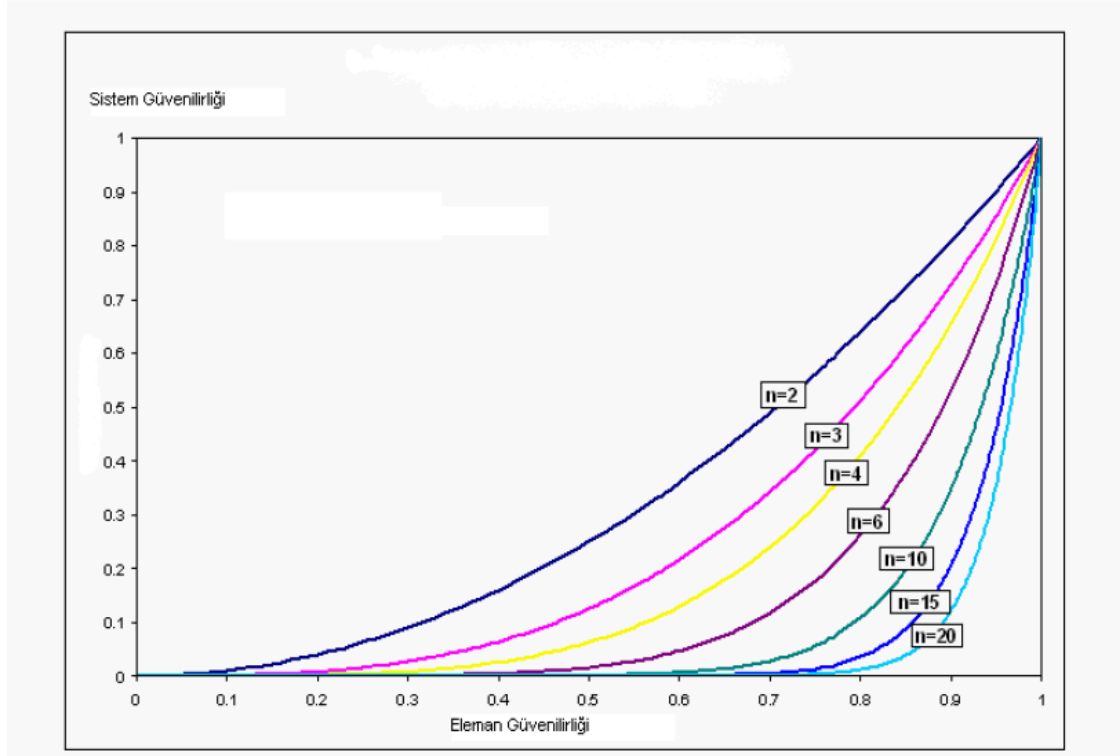
Birbirinden bağımsız elemanlardan oluşan seri bir sistemin güvenilirliği:

$$R_s = P(X_1)P(X_2)P(X_3)\dots P(X_n) \quad (3.31)$$

$$R_s = \prod_{i=1}^n P(X_i) \quad (3.32)$$

$$R_s = \prod_{i=1}^n R_i \quad (3.33)$$

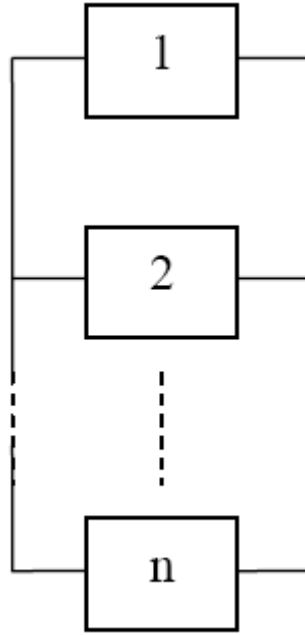
formülüyle bulunur. Seri bir sistemin güvenilirliği kendisini oluşturan elemanların güvenilirliklerinin çarpımıyla elde edilir. Seri bir sistemde eleman sayısı arttıkça sistemin güvenilirliği azalır [4].



Şekil 3.6 Farklı sayıda aynı özellikli eleman içeren seri sistemin güvenilirlik eğrisi [4]

3.7.2 Paralel Sistemler

Şekil 3.7'deki n elemanlı basit yapılı paralel sistemin çalışabilmesi için, sistemi oluşturan elemanlardan herhangi birinin çalışması, sistemin çalışması anlamına gelmektedir. Birbirinden bağımsız n elemandan oluşan paralel bir sistemin arıza olasılığı veya güvenilmezliği, sistemdeki tüm elemanların arıza olasılığıyla elde edilir.



Şekil 3.7 n elemanlı paralel sistem [4]

$$Q_s = P(X_1 \cap X_2 \cap \dots \cap X_n) \quad (3.34)$$

olur. Burada,

Q_s : Sistem güvenilmezliği

X_i : i elemanın arıza olayı

$P(X)_i$: i elemanının arızalanma olasılığı

$$Q_s = P(X_1)P(X_2)P(X_3) \dots P(X_n) \quad (3.35)$$

$$Q_s = \prod_{i=1}^n P(X_i) \quad (3.36)$$

$$Q_s = \prod_{i=1}^n Q_i \quad (3.37)$$

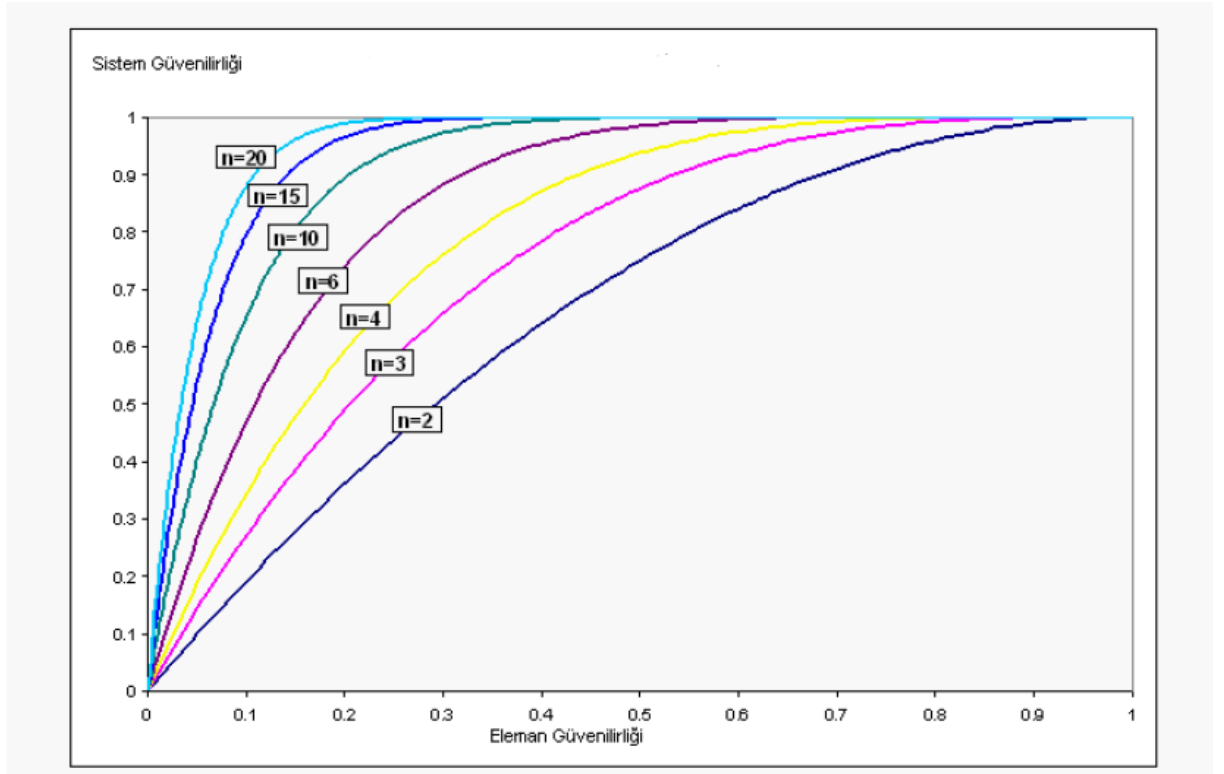
Paralel bir sistemi oluşturan elemanların güvenilmezliklerinin çarpımı, sistem güvenilmezliğini verir. Sistem güvenilirliği ise:

$$R_s = 1 - Q_s \quad (3.38)$$

$$R_s = 1 - [(1 - R_1)(1 - R_2) \dots (1 - R_n)] \quad (3.39)$$

$$R_s = 1 - \prod_{i=1}^n (1 - R_i) \quad (3.40)$$

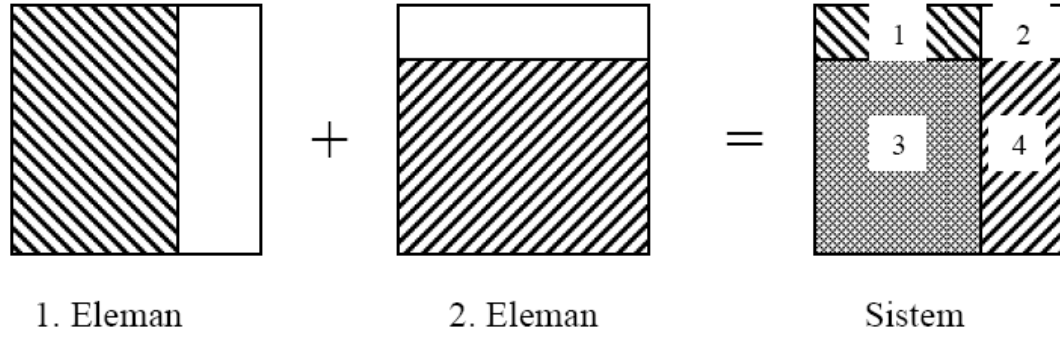
olarak bulunur. Bir sistemde paralel eleman sayısı arttıkça sistem güvenilirliği pozitif yönde etkilenir [4].



Şekil 3.8 Farklı sayıda aynı özellikli eleman içeren paralel sistemin güvenilirlik eğrileri [4]

3.8 Seri ve Paralel Sistemlerin Karşılaştırılması

Şekil 3.9'daki taralı alanlar elemanların çalışır durumları, beyaz alanlar ise elemanların arıza durumlarıdır. Seri sistemde 1 numaralı alanda 1. eleman; 4 numaralı alanda 2. eleman; 2 numaralı alanda hem 1. hem de 2. eleman arıza durumundadır. Seri sistemin çalışabilmesi için her iki elemanın da çalışması gerekiyordu. Bu durumda 1., 2. ve 4. bölgedeki durumlarda sistem arızada olacaktır. 3. bölgede ise her iki eleman da çalışır durumda olduğundan sistem çalışacaktır.



Şekil 3.9 İki elemanlı bir sistemin örnekleme [4]

Paralel sistemde ise iki elemandan birinin çalışması yeterli olacağından yukarıdaki sistem 1, 3 ve 4 numaralı alanlarda çalışacaktır. 2 numaralı alanda ise her iki elemanda arızalı olduğundan bu bölgede sistem arızaya geçecektir. Sistem güvenilirliği açısından düşünüldüğünde paralel sistemler seri sistemlere oranla daha güvenilir sistemlerdir diyebiliriz [4].

3.9 Karmaşık Sistemler

Sistem Şekil 3.10'daki gibi seri elemanların paralel olarak birleşmesinden oluşuyorsa sistemin güvenilirliği:

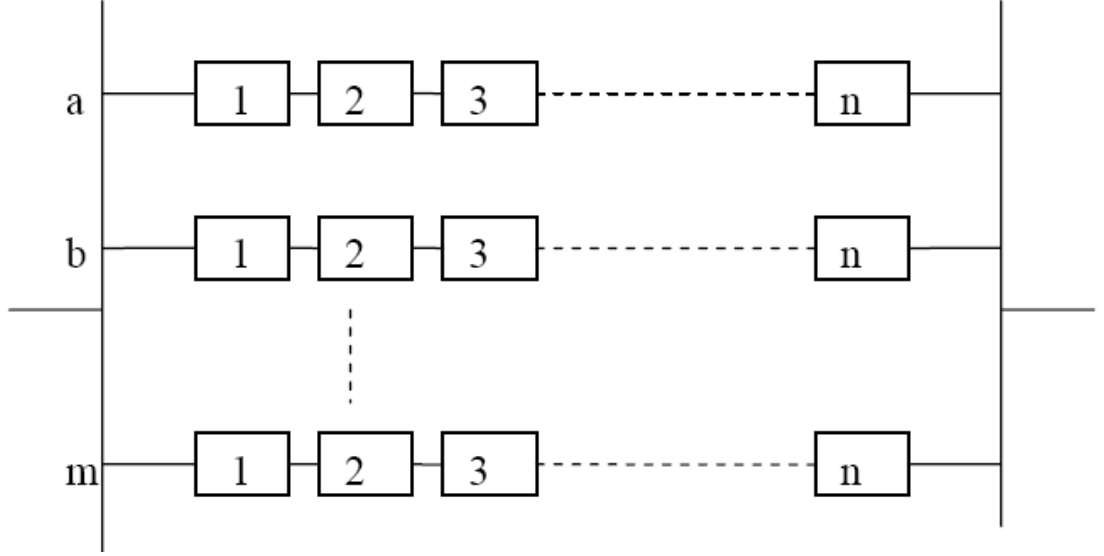
$$R_a = R_1 \times R_2 \times \dots \times R_n \quad (3.41)$$

$$R_{sis} = 1 - [(1 - R_a) \times (1 - R_b) \dots (1 - R_n)] \quad (3.42)$$

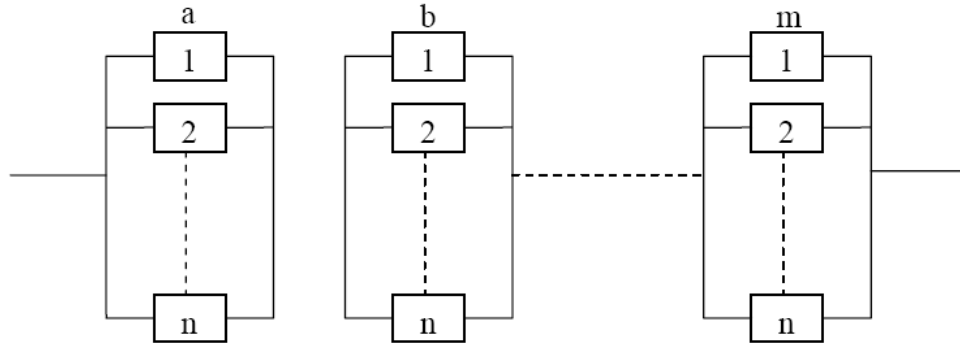
formülüyle bulunur. Eğer tüm elemanların güvenilirlikleri birbirine eşit ise,

$$R_{sis} = 1 - (1 - R^n)^m \quad (3.43)$$

Olur.



Şekil 3.10 Seri-paralel yapılı sistem [4]



Şekil 3.11 Paralel-seri yapılı sistem [4]

Eğer sistem Şekil 3.11'deki gibi paralel elemanların seri birleşimi şeklinde ise sistem güvenilirliği:

$$R_a = R_1 - (1 - R_1)(1 - R_2) \dots (1 - R_n) \quad (3.44)$$

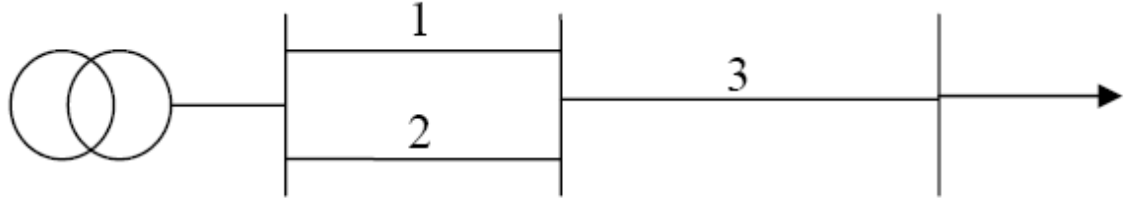
$$R_{sis} = R_a \times R_b \times \dots \times R_n \quad (3.45)$$

ile hesaplanır. Tüm elemanların güvenilirlik değerleri birbirine eşit ise bu durumda sistem güvenilirliği:

$$R_{sis} = \left[1 - (1 - R^m)^n \right] \quad (3.46)$$

Olur [4].

3.10 Basit Bir İletim Sisteminin İncelenmesi



Şekil 3.12 Basit bir iletim sistemi [4]

Şekildeki sistemde arızalara göre sistemin çalışma durumları şöyledir:

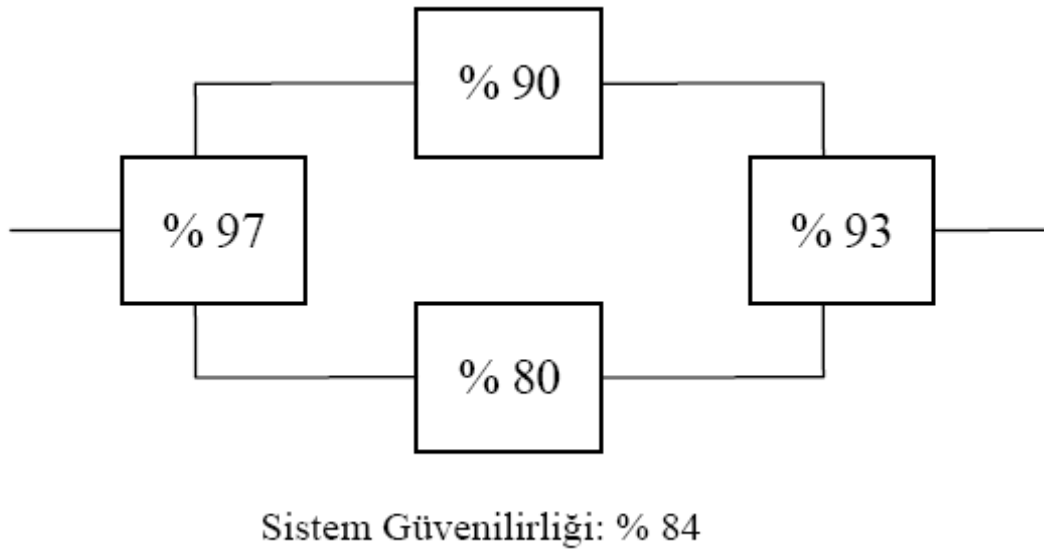
1. eleman devre dışı 2 ve 3 numaralı elemanlar çalışıyorsa sistem 2 ve 3 yolunu takip ederek çalışmaya devam eder.
2. eleman devre dışı, 1 ve 3 numaralı elemanlar çalışıyorsa sistem 1 ve 3 yolunu takip ederek çalışmaya devam eder.
1. ve 2. eleman devre dışı ise sistem 3 numaralı eleman besleyemeyecek ve sistem çalışamayacaktır.
- 1 ve 2 numaralı elemanlar çalışıyor ve 3 numaralı eleman devre dışı ise sistem çalışamayacaktır.
- 1 veya 2 numaralı elemanlardan biri aşırı yük sebebiyle geçici olarak devreden çıktıysa yük azaltımına giderek diğer yoldan sistem beslenmeye devam edilebilir [4].

3.11 Güvenilirlik Hesaplama Yöntemleri

3.11.1 Blok Diyagramı Yöntemi

Blok diyagramı yöntemi (Reliability Block Diagram-RBD), sistem karakteristiği ve güvenilirliğini bulmak için lojik teknikleri kullanan grafiksel bir yöntemdir. Sistemdeki her eleman bir blok ile ifade edilir. RBD, başarılı bir sistem için yol veya yolları gösterir. Her yol bloklardan ve konektörlerden oluşmaktadır. Konektörler, bloklar arası bağlantıları gösterir. Sistemdeki herhangi bir yol başarılı bir şekilde işletilebiliyorsa,

sistem çalışıyordur. Blok diyagramdaki tüm yollar arızalı ise sistem arızadadır. Şekil 3.13'te basit yapılı bir sistemin blok diyagram gösterilmiştir.



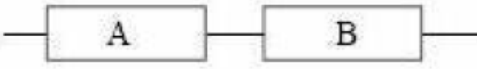
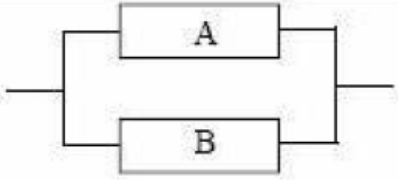
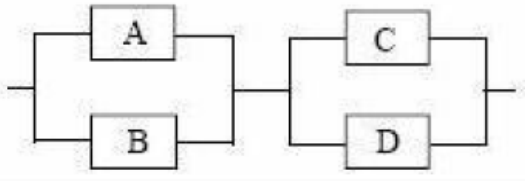
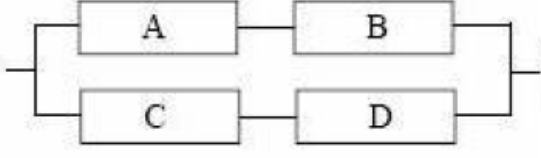
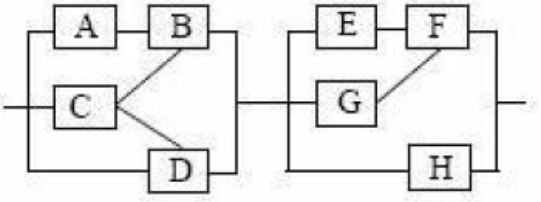
Şekil 3.13 Basit yapılı bir sistemin blok diyagram gösterimi [4]

Şekil 3.13'de seri-paralel yapılı sistemler için blok diyagram yöntemiyle sistem güvenilirliğinin hesaplanması gösterilmiştir.

Blok diyagramın uygulanma aşamaları şu şekildedir:

1. Analiz edilecek sistem belirlenir.
2. Sistem elemanlarına ayrılır.
3. Seri- Paralel kombinasyonlar belirlenir.
4. Sistemdeki her eleman diyagramda farklı bir blok ile gösterilir.
5. Aralarında ilişki olan bloklar birleştirilir.

Blok diyagramı yöntemi ile analiz gerçekleştirilirken göz önünde bulundurulması gereken birkaç nokta vardır.

Tip	Blok Diyagram Gösterimi	Güvenilirlik
Seri		$R_s = (R_A R_B)$
Paralel		$R_s = 1 - (1 - R_A) \times (1 - R_B)$
Seri - Paralel		$R_s = (1 - (1 - R_A) \times (1 - R_B)) \times (1 - (1 - R_C) \times (1 - R_D))$
Paralel - Seri		$R_s = 1 - (1 - (R_A R_B)) \times (1 - (R_C R_D))$
Karmaşık		

Şekil 3.14 Blok diyagram yöntemi ile güvenilirlik hesaplamaları [4]

1. Her bloğun güvenilirlik değerlerinin tek tek bilinmesi gerekmektedir.
2. Blokları birleştiren hatların güvenilirliği 1 kabul edilir.
3. Her bloğun güvenilirliği bir diğerinden bağımsızdır.
4. Başarılı her yol diyagramda gösterilir [4].

3.11.2 Markov Analizi

Blok diyagram yöntemi hem tamir edilebilen hem de tamir edilemeyen sistemlerde uygulanabilmesine karşın, tamir edilebilen sistemlerde tamir zamanı, çalışma zamanı

göz önüne alındığında ihmal edilirdi. Markov analizi bu problemin üstesinden gelmektedir.

Markov analizi; sistemin şu anki durumunu değerlendirerek gelecekteki davranışını bulmaya yarayan stokastik prosesinin özel bir yöntemidir. Sistem geçmişten bağımsız olarak kabul edilir. Sistem geçmişten bağımsız olarak kabul edildiği için durumlar hafızasız olarak nitelenir.

Sistemin temel davranışları (arızalar, bakım vs.) zamandan bağımsız ve homojen ise bu sistem Homojen Markov Prosesi olarak adlandırılır. Fakat bir elemanın arıza veya tamir oranı şu anki zamana bağlıdır. Homojen Markov prosesinde arıza veya tamir süresi zamandan bağımsız olarak kabul edildiğinden bir sistemi incelemede sistemin gerçek karakteristiğini sağlamayabilir. Bunun için genel stokastik metotları bu prosese dahil edilmelidir.

Markov Analizi zaman ve durum uzayındaki davranışlarına göre Ayrık Zamanlı veya Sürekli Zamanlı Markov Analizleri diye iki kısımda incelenir. Çizelge 3.3’de durum ve zaman uzayına göre hangi analizin kullanılabileceği gösterilmiştir.

Çizelge 3.3 Durum ve zaman uzayına göre kullanılacak olan Markov prosesi [4]

Durum Uzayı	Zaman Uzayı	Model Adı
Ayrık	Ayrık	Ayrık Zamanlı Markov Zinciri
Ayrık	Sürekli	Sürekli Zamanlı Markov Zinciri
Sürekli	Ayrık	Sürekli Durumlu Ayrık Zamanlı Markov Prosesi
Sürekli	Sürekli	Sürekli Durumlu Sürekli Zamanlı Markov Prosesi

Güvenilirlik uygulamalarının birçoğunda durum uzayı ayrık, zaman uzayı sürekli. Bu yüzden Sürekli Zamanlı Markov Analizi en çok uygulanan metottur [4].

3.11.3 Hata Ağacı Yöntemi

Hata ağacı yöntemi blok diyagram yöntemi gibi grafiksel olarak sistem karakteristiği ve güvenilirliği için lojik teknikleri kullanan bir yöntemdir. Hata ağacı yöntemi (Fault Tree Analysis – FTA) sistem dizaynı, geliştirme ve işletimde kullanılan en etkili yöntemlerden biridir. FTA 40 yılı aşkın bir süredir uzay bilimlerinde, nükleer ve ulaşım endüstrilerinde kullanılan bir yöntemdir. Bilgisayar ile modellenebilmesi ve görsellik olması yaygınlaşmasının ana sebepleridir. FTA daha çok aşağıdaki nedenlerden dolayı kullanılır:

1. Kritik elemanları belirlemede,
2. Üretim gereksinimlerini bulmada,
3. Üretim güvenilirliğini bulmada,
4. Üretim riskini görmede,
5. Kaza/olayları incelemeye,
6. Dizayn değişikliklerini sınamada,
7. Sebep sonuç ilişkisini görüntülemeye,
8. Genel sebepli arızaları belirlemede kullanılır.

FTA genel yapıdan başlayarak en üstteki spesifik yapıya doğru giden bir analiz yöntemidir. Sistemdeki olay üst olay olarak belirlenir. Sistemin kollarının her biri temel olay adıyla anılır. FTA’da doğru modelleme çok önemlidir. Kullanışlı bir FTA modellemesi basit ve kolay anlaşılabilir olmalıdır [4].

3.11.4 RBD ve FTA Arasındaki Farklar

FTA ile RBD arasındaki en temel farklılık, FTA’da arıza uzayında işlemler yapılırken RBD’de çalışma uzayında sistem güvenilirliği analiz edilir. Diğer bir ifadeyle, RBD başarılı kombinasyonlara bakarken, FTA arıza kombinasyonlarını inceler. Buna ek olarak hata ağacı genel olarak sabit olasılıkları analiz eder. Hata ağacında bir olayın meydana gelme olasılığı sabittir. Buna karşın blok diyagram yöntemi zamana bağlı değişen dağıtımlar için başarılı güvenilirlik eşitliklerini içerebilir. Genel olarak hata ağacı bazı özel

uygulamalar haricinde blok diyagram yöntemine çevrilebilir. Fakat özellikle çok karmaşık sistemleri blok diyagram yönteminden hata ağacı yöntemine çevirmek daha zordur [4].

3.12 Yöntemlerin Karşılaştırılması

Çizelge 3.4'te yukarıda açıklanan yöntemlerin karşılaştırılmasına ait bilgiler bulunmaktadır.

Çizelge 3.4 Yöntemlerin karşılaştırılması [4]

	RBD	FTA	Markov Analizi
Tanım	Modüler veya blok yapı ile başarılı sistem lojikleri modellenir.	Sistem seviye arızalarını, harici olayları modeller.	Tamir edilebilir, öncelikli, yük paylaşımlı karmaşık sistemleri modellemede kullanılır.
Avantajları	Kolay anlaşılabilir. Analitik metotlar kullanılarak kolaylıkla değerlendirilir. Bloklar kullanılarak değişik elemanlar sisteme kolaylıkla eklenebilir.	Olaylar genel arızalar olabilir. Sistem temel kesitlemeleri kolaylıkla görülebilir. Sistem arızaları kolaylıkla anlaşılabilir. Detaylar eklenebilir.	Esneklik sağlar. Kompleks senaryoların modellemesine olanak sağlar. Duruma bağlı geçiş olasılıkları bulunabilir.
Dezavantajları	Sadece tek tip arıza modellenebilir. Sadece arıza ve tamir olayları ile tutarlı yapılar modellenebilir.	Modellemeler statiktir. Bekleme durumları incelenemez. Öncelikler belirlenemez. Modüler olmayan sistemlerde hesaplama çok uzun sürebilir.	Modellemeler daha zordur. Anlaşılması daha zordur. Hesaplama zamanı uzun sürebilir.

KORUMA SİSTEMLERİNİN GÜÇ SİSTEMİ GÜVENİLİRLİĞİ ÜZERİNE ETKİSİ

4.1 Giriş

Bildiğimiz gibi, güç sisteminin güvenilirlik seviyesi güç sistem işletmesinde önemli etkisi olan koruma rölelerinin güvenilirliği ile yakından ilgilidir. Kuzey Amerika Güvenilirlik Konseyi raporları, güç dağıtım sistemlerinde meydana gelen arızalarda koruma sistemlerinin sıkça rol aldığını işaret etmektedir. Bu konsey tarafından 1984'den 1988'e kadar olan dönem için, raporlanan ve özetlenen önemli arızalar çalışması, başlıca arızaların %73,5'inde koruma rölelerinin bir şekilde yer aldığını belirtmektedir. Genel bir senaryo rölenin diğer olaylardan veya arızalardan dolayı, oluşan arızayı tespit edememesidir (gizli arıza). Örnek olarak yakın arızalar, aşırı yükler ve ters güç akışı koruma rölesini etkiler ve istenmeyen bir durum; yanlış bir açmaya neden olabilir. Saklı kalan ve tekrarlayan bu tür arızalar koruma sistemlerinde büyük arızalar oluşturabilir. 2003 Amerika Kanada sistem çöküşü, güç sistemlerinin güvenilirlik seviyesinin geliştirilmesinin büyük önemi olduğunu bize hatırlatmaktadır. Koruma rölelerinin güvenilirlik analizi, koruma rölelerinin arızalı ya da yanlış çalışmasının hesaplanmasıdır [5], [6], [7].

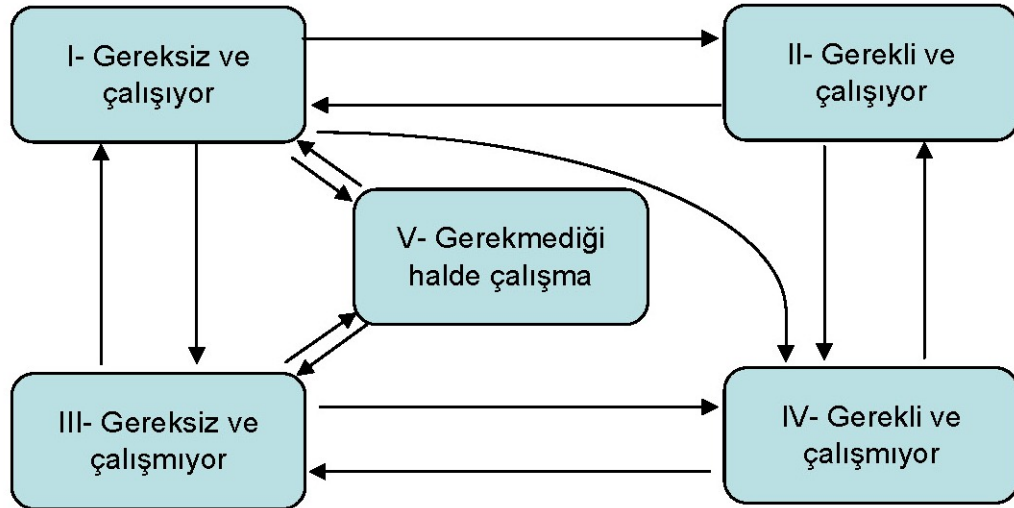
4.2 Koruma Sistemlerinde Güvenilirlik Analizi

Koruma sistemleri yüksek güvenilirliğe sahip işletme gerektiren günümüz güç sistemlerinde hayati önem taşımaktadır. Rölenin iki ana arıza modu, işlem arızası ve yanlış işlem yapmasıdır. Rölenin güvenilirliğinin değerlendirmesi genellikle güvenilirlik

ve güvenlik olarak iki ayrı beklenti ile yapılır. Güvenilirlik röle sisteminin doğru olarak çalışacağını olasıları olarak tanımlanır. Başka bir ifadeyle, güvenilirlik rölenin ihtiyaç duyulduğunda düzgün olarak çalışabilme yetisidir. Güvenlik, rölenin bu durumlarda çalışmaması veya yanlış açma yapması ihtimali olarak tanımlanmaktadır. Güvenilirliği ve güvenliği sağlamak için, koruma sistemlerinde uygun test ve denetlemeler yapılmalıdır [7].

4.2.1 Genel Güvenilirlik Modeli

Beş durumlu genel bir güvenilirlik modeli, iki ana röle arıza modunu varsayarak; (gerektiğinde çalışmayan ya da gerekmediği halde çalışan) Şekil 4.1’de gösterilmektedir.



Şekil 4.1 Bir koruma rölesinin güvenilirlik modeli [7]

Röleler servis ömrünün büyük bir kısmını enerjili fakat hareketsiz geçirmektedir. Rölenin sağlıklı çalışması durumunda işletme bileşenlerinin izlenmesi koruma alanı içerisinde. Bu durum Şekil 4.1’de **Durum I** “gereksiz ve çalışıyor” olarak belirtilmektedir. Çalışıyor terimi, rölenin çalışmaya hazır olduğu ve amaçlanan işlemi yerine getirebilecek kapasitede olduğunu ifade eder.

Durum II’deki “gerekli ve çalışıyor” terimi, rölenin gereken durumlarda sağlıklı çalıştığını belirtir. Bu durumda röle sağlıklıdır ve koruduğu ekipmanlarda herhangi bir

arıza durumu olması halinde gerekli tepkiyi verir. Bu durumla bağıntılı olasılık rölenin güvenilirlik özelliğini temsil eder.

Durum III'deki “gereksiz ve çalışmıyor” terimi rölenin çalışmasına ihtiyaç duyulmayan ve rölenin sağlıklı çalışmamasını belirtir. Röleye ihtiyaç duyulmamaktadır çünkü bunu gerektiren bir durum oluşmamıştır. Röle arızalıdır çünkü ya rutin bakımdadır ya da kendi kendini kontrol durumundadır. Röle rutin bakımdayken, bir kısmı veya tamamı kendi kendini kontrol durumundayken röleye ihtiyaç gerektirecek bir olay oluşması halinde röle arızalı olmasa da çalışmayacaktır. Bu durum ‘korumanın çalışmaması’, olarak da tanımlanabilir.

Durum IV “gerekli ve çalışmıyor” rölenin istenen fonksiyonu yerine getiremediğini belirtir. Bu durum, rölenin ihtiyaç duyulması durumunda çalışmamasıdır (kullanılamaz). Bu durum ayrıca ‘anormal korumanın çalışmaması’ olarak da tanımlanabilir.

Durum V'de, “gerekmediğinde çalışma” rölenin ihtiyaç olmadığı halde çalışmasıdır. Bu durumun yüksek ihtimalle olması düşük röle güvenliğini ifade eder.

Durum III, IV ve V arızalı ve istenmeyen durumlar olarak düşünülür. Temel konu bu üç durumla ilgili olasılıkların minimize edilmesi ve durum I ve II'de belirtilen korumanın çalışmasının maksimize edilmesidir. Durum II ile ilgili olasılıkların arıza oranına ve izole edilen arızalı ekipmanın onarım zamanı ile ilişkili olduğu unutulmamalıdır. Bu basitleştirilmiş model birçok farklı röleye uygulanabilir. Her durum detaylandırılmış güvenilirlik modelinde resimlendirilmiş ifadelerden ibarettir. Durum olasılıkları ve ilgili geçiş oranları, frekans denge yaklaşımı ve bölüm 4.2.2'de geliştirilmiş detaylı güvenilirlik modeli kullanılarak tespit edilebilir [7].

Rölenin yanlış açması potansiyel veya ani olarak kabul edilir. Yanlış bir potansiyel açma, yanlış bir arıza anlamına gelmektedir. Oluşan arıza, rölenin potansiyel yanlış açma durumunu uygun giriş şartlarına ve ilave olarak oluşacak röle arızalarında kendini hemen açığa çıkarır. Bu modelde ani yanlış açmanın elle yapılan işletme hatası yüzünden olduğu varsayılmaktadır. Sistem durum X'e, durum XI ve durum XII'den röle arızası, sırasıyla rutin test veya kendi kendini kontrol ile tespit edilmesiyle geçer. Potansiyel yanlış açma arızalarından önce ilave arızaların oluşması modeli, durum XI ve durum XII'den durum XIII'e geçirir. Sistem durum XIII'den durum XII'ye rutin test ve denetlemelerde insanlar tarafında yapılan yanlış açma nedeniyle geçer. Durum XIII'de, röle ilgili kesici veya kesicilere bir işlem sinyali gönderir ve bileşen kazayla izole edilir (Durum XIII). İzole olan bileşen manevra ile tekrar enerjilenir ve sistem durum XIII'den durum X'e geçer. İlave olarak, röle harici arızalardan dolayı da yanlış açma yapabilir. Bu durum I'den durum XIII'e direkt geçiş ile temsil edildi. Bu durumda, bileşen bir kez daha izole edildi ve manevra işlemi ile enerjilenecek ve sistem durum XIII'den durum I'e geçecektir. Ayrıca bu çalışmada koruma rölelerinin güvenilirliğinin kendi kendini izleme ve kontrol fonksiyonu sayesinde arttırılabileceği kanıtlanmıştır [7].

4.3 Koruma Rölelerinin Optimum Test Aralıklarının Belirlenmesi

4.3.1 Giriş

Bu çalışmada, Markov olasılık modeli kullanılarak koruma rölelerinin optimum test aralıkları elde edilmiş ve durum olasılıkları ile güvenilirlik indeksi hesaplanmıştır. İlave olarak, bu çalışmada arıza bilgi işleme sisteminin geniş çaplı bir sistemdeki etkili modelini ve koruma röle güvenilirliklerinin bu model ile değerlendirmesi amaçlanmıştır. Buna karşılık gelen yazılım hâlihazırda Çin'deki gerçek sistem için geliştirilmiş ve uygulanmıştır [6].

4.3.2 Koruma Rölelerinin Güvenilirlik İndisi

Koruma rölelerinin güvenilirlik indisini elde edebilmek için, koruma rölelerinin farklı durumlarına net olarak sahip olmamız gereklidir bunlar; işletme durumu, bakım ve arıza durumudur.

Koruma röleleri işletmeye alındıktan sonra çalışma durumunda olurlar, röle koruma cihazları denetim fonksiyonunu doğru olarak yapmalıdır. Koruma elemanları arızalı olduğunda koruma röleleri, parametrelerin değişkenliğini zamanında tespit edebilmeli ve doğru olarak işlem yapmalıdır. Diğer taraftan, koruma elemanları düzgün çalışırken, herhangi bir işlemin aktif hale gelmemesi sağlanmalıdır. Yukarıdaki iki durum işletme durumunu kapsar. Benzer şekilde, iki ayrı arıza durumu mevcuttur bunlar; arızayı tespit edememe ve hatalı işlem durumudur. İşletme ve arıza durumlarının yanı sıra yılda bir ya da iki kez tekrarlanan bakım durumu söz konusudur ve bakım değişik günlerde birkaç saat süresince devam eder.

Alışılan güvenilirlik kavramını baz alarak, koruma rölelerinin işletme ve bakım süreleri üstel olarak dağıtılır ve koruma rölelerinin güvenilirlik indisi aşağıdaki gibi oluşturulur:

a) λ_{w1}

λ_{w1} , aşağıdaki denklemde verilen arızasız durumda hatalı işletme oranıdır.

$$\lambda_{w1} = \frac{n_{w1}}{T_0} \quad (4.1)$$

n_{w1} arızasız durumda hatalı işletme sayısı, T_0 toplam işletme zamanıdır.

b) λ_w

λ_w aşağıdaki denklemde verilen hatalı işletme oranıdır.

$$\lambda_w = \frac{n_{w1} + n_{w2}}{T_0} \quad (4.2)$$

n_{w2} selektif olmayan yanlış işletim işlem sayısıdır.

c) λ_j

λ_j , aşağıdaki denklemde verilen açma yapamama, arızayı tespit edememe oranıdır.

$$\lambda_j = \frac{n_j}{T_0} \quad (4.3)$$

n_j açma yapamama işlem sayısıdır.

d) λ_n

λ_n aşığıdaki denklemde verilen işletme arıza oranıdır.

$$\lambda_n = \lambda_w + \lambda_j = \frac{n_j + n_{w1} + n_{w2}}{T_0} \quad (4.4)$$

e) MTBF

MTBF saat/yıl olarak verilen arızalar arası ortalama süreyi verir. Bununla ilgili aşığıdaki denklemlere sahibiz.

$$MTBF = \frac{1}{\lambda_n} \quad (4.5)$$

f) ζ_{ic}

ζ_{ic} aşığıdaki denklemde verilen dahili arıza ile doğru işlem oranıdır.

$$\xi_{ic} = \frac{n_{ic}}{T_0} \quad (4.6)$$

g) ζ_{oc}

ζ_{oc} aşığıdaki denklemde verilen harici arıza ile yanlış işlem oranıdır.

$$\xi_{oc} = \frac{n_{oc}}{T_0} \quad (4.7)$$

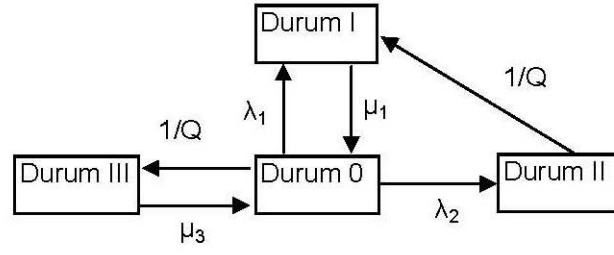
h) ζ_c

ζ_c aşığıdaki denklemde verilen doğru işletim oranıdır [6].

$$\xi_c = \xi_{ic} + \xi_{oc} = \frac{n_{ic} + n_{oc}}{T_0} \quad (4.8)$$

4.3.3 Koruma Rölelerinin Durum Uzayı Modeli

Güvenilirlik analizi farklı bir metotlar ile tanımlanabilir, örnek olarak olasılık metodu, hata ağacı analitik metodu (FTA), Markov analitik metodu vs. bildiğimiz gibi, koruma röleleri olasılık metodu uygulanamayan, onarılabılır sistemler olarak kullanılır. Bu nedenle koruma rölelerinin güvenilirliğinin değerlendirilmesi için burada Markov modelini kullanıyoruz. Bu metot uygulanırsa, ilk olarak Şekil 4.3'te gösterilen koruma rölelerinin durum uzayı modelini oluşturmamız.



Şekil 4.3 Bir koruma rölesinin durum uzayı modeli [7]

λ_1 , kendi kendine kontrol etme özelliği ile tespit edilen koruma röleleri arıza olasılığıdır. λ_2 , kendi kendine kontrol etme özelliğiyle tespit edilemeyen koruma röleleri arıza olasılığıdır. Q , rutin test aralığıdır ve $1/Q$ rutin testin geçiş oranı, μ_1 arıza kendi kendine kontrol özelliğiyle tespit edilirse onarım oranı, μ_3 rutin bakım onarım oranı, Q verilen saattir. Diğer tüm indisler olay/saat olarak verilmiştir.

Şekil 4.3'te verilen dört ifadenin açık anlamları şunlardır:

Durum 0: İşletme durumu,

Durum I: Kendi kendine kontrol özelliği ile tespit edilen arıza durumu,

Durum II: Kendi kendine kontrol özelliği ile tespit edilmeyen arıza durumu,

Durum III: Rutin test durumu.

Aşağıdaki kabullenmeleri baz alarak koruma röleleri güvenilirlik analizini yapabiliriz.

1. Rutin test durumu esnasında koruma rölelerinin arızaları tespit edilebilir.
2. Koruma röleleri bakım periyodundan sonra tüm fonksiyonlarını tekrar düzeltilebilir
3. Bakım periyodu süresince yeni bir arıza meydana gelmez.
4. Röle koruma cihazları bakım periyodu boyunca işletme dışı olmalıdır.

0'dan 1'e geçiş, arızalar kendi kendine kontrol fonksiyonu ile tespit edilirse olur ve koruma rölesinin onarımı ile 0 durumuna tekrar döner. Eğer arıza kendi kendine kontrol özelliği ile tespit edilmez ise, sistem durum II'ye geçer, sadece rutin test veya cihazın hatalı çalışması durumu geçiş durumunu 1'e geri çevirir. Durum III, rutin test durumudur, sistem durum 0'dan III'e rutin test periyodun da geçer ve rutin test bittiğinde geri dönüş yapar.

Durum uzayı modelinde tüm kararlı durumların olasılığını hesaplayabiliriz. Durum geçiş matrisi aşağıdaki gibi tanımlanmalıdır:

$$A = \begin{bmatrix} -\left(\lambda_1 + \lambda_2 + \frac{1}{Q}\right) & \lambda_1 & \lambda_2 & \frac{1}{Q} \\ \mu_1 & -\mu_1 & 0 & 0 \\ 0 & \frac{1}{Q} & -\frac{1}{Q} & 0 \\ \mu_3 & 0 & 0 & -\mu_3 \end{bmatrix} \quad (4.9)$$

Durgun durumlar matrisi:

$$P = [P_0 \quad P_1 \quad P_2 \quad P_3] \quad (4.10)$$

dir.

Durum uzayı modeline göre; aşağıdaki iki denkleme sahibiz.

$$P_A = [P_0 \quad P_1 \quad P_2 \quad P_3] \quad (4.11)$$

$$\sum_{i=0}^3 P_i = 1 \quad (4.12)$$

Son iki denklemi temel alarak, dört durumun olasılığını hesaplayabiliriz.

$$P_0 = \frac{\mu_1 \mu_3 Q}{\mu_1 + \mu_1 \mu_3 Q + \mu_3 Q(\lambda_1 + \lambda_2) + \mu_1 \mu_3 \lambda_2 Q^2} \quad (4.13)$$

$$P_1 = \frac{(\lambda_1 + \lambda_2) \mu_3 Q}{\mu_1 + \mu_1 \mu_3 Q + \mu_3 Q(\lambda_1 + \lambda_2) + \mu_1 \mu_3 \lambda_2 Q^2} \quad (4.14)$$

$$P_2 = \frac{\mu_1 \mu_3 \lambda_2}{\mu_1 + \mu_1 \mu_3 Q + \mu_3 Q(\lambda_1 + \lambda_2) + \mu_1 \mu_3 \lambda_2 Q^2} \quad (4.15)$$

$$P_3 = \frac{\mu_1 Q^2}{\mu_1 + \mu_1 \mu_3 Q + \mu_3 Q(\lambda_1 + \lambda_2) + \mu_1 \mu_3 \lambda_2 Q^2} \quad (4.16)$$

Koruma rölelerinin kullanılabilir (devrede) olması;

$$A = P_0$$

$$= \frac{\mu_1 \mu_2 Q}{\mu_1 + \mu_1 \mu_3 Q + \mu_3 Q(\lambda_1 + \lambda_2) + \mu_1 \mu_3 \lambda_2 Q^2} \quad (4.17)$$

Benzer şekilde rölenin devre dışı (kullanılamaz) olması (*Relun*)

$$\begin{aligned} Relun &= P_1 + P_2 + P_3 \\ &= 1 - P_0 \end{aligned} \quad (4.18)$$

$$= 1 - \frac{\mu_1 \mu_3 Q}{\mu_1 + \mu_1 \mu_3 Q + \mu_3 Q(\lambda_1 + \lambda_2) + \mu_1 \mu_2 \lambda_2 Q^2}$$

Son denklem relun ile Q arasındaki ilişkiyi gösterir. Bu denklemi baz alarak koruma röleleri optimum test aralığına karar verebiliriz [6].

4.4 Hata Ağacı Yöntemi İle Koruma Güvenilirliğinin Değerlendirilmesi

Bu çalışmada, iletim şebekelerinde meydana gelen arızalardan sonra transformatör merkezlerindeki koruma sistemlerinin güvenilirliğinin değerlendirilmesi için bir model oluşturulmuştur. Daha sonra komple bir iletim hattının güvenilirlik modelinin bir parçası olacak bu model, olayları ve hata ağaçlarını kullanmaktadır. Transformatör merkezi güvenilirlik modeli kullanılarak yapılan farklı hat koruma sistemlerinin karşılaştırılması da bu çalışmada yer almaktadır.

Günümüzde, güç sistem planlanmasında ve işletilmesinde, şebeke ve işletme planları için daha fazla olasılıkçı ve daha az belirleyici metotlar kullanılmaktadır. Finlandiya iletim sistemi operatörü Fingrid Oyj iletim şebekelerinin güvenilirlik analizi ve modellenmesi için bir araştırma projesine başlamış, sonuç transformatör merkezi çalışmasını ve mümkün olan farklı arıza zincirlerinin her ikisini de hesaba katan bir model olacaktır.

Şebeke arızalarında, transformatör merkezlerindeki koruma röleleri kesiciye açma sinyali gönderir ve kesici arızalı kısmı şebekenin diğer kısımlarında ayırmak için açma yapar. Kesiciler transformatör merkezlerinde bulunmaktadır. Böylelikle güç sistemlerinin güvenlik analizlerinde transformatör merkezleri de hesaba katılmalıdır. Ancak sadece birkaç araştırmacı, güç sistemlerinin güvenliği konularında çalışma

yaparken mümkün olabilecek koruma ve kesici işlemlerini hesaba katmaktadır. Miki tarafından yazılan dokümanda transformatör merkezinin modellendiği bir örnek vardır.

Bu çalışmada, Finlandiya 400 kV şebeke koruması kısaca anlatılmış, güvenilirlik analizi için temel araçları tanımlanmış, geliştirilmiş transformatör merkezi güvenilirlik modeli yapılmış ve sonuç olarak ta farklı koruma sistemlerini karşılaştırarak transformatör merkezlerinin güvenilirlik uygulaması tartışılmıştır. Bir örnek olarak, iki farklı hat koruma sisteminin basit karşılaştırılması sunulmuştur. Olay ve hata ağacı modellemesi, şebeke arızalarından sonra transformatör merkezlerindeki işlemlerin arıza olasılığının değerlendirilmesi için uygulanabilir. Tamamı 400 kV transformatör merkezlerindeki arıza olasılıkları, farklı kritik arıza sonuçları ile birleşmiş ve böylece tüm iletim hattı için güvenilirlik indeksi araştırılmıştır [8].

4.5 Güç Sistem Arızalarının Yapısı, Önem Örnekleme

Röleler ve elektrik güç sistemleri için kullanılan koruma cihazlarındaki gizli arızalar kavramı, güç sistemi arızalarının ana nedenlerinden biri olarak düşünülebilir. Olasılığın tanımlanması, röle işlemlerinin önemli bir ögesidir ve sistem güvenilirliğinin artırılmasına yönelik röle arızalarında gizli arıza gibi olasılıkların azaltılması çalışmalarında “önem örnekleme” tekniği kullanılmaktadır. Daha fazla araştırılması gereken önem örnekleme tekniği, benzer problemlerin araştırılmasında yeni bir yaklaşım metodu sunmaktadır. Dijital rölelerdeki kendi kendini izleme ve kendi kendini kontrol özelliklerinin başlıca büyük arızalar oluşmadan önce gizli arıza olasılığının azaltılması yönünde bir olanak sağladığı açıktır.

Kendi kendini kontrol ve kendi kendini izleme yetisi ile birlikte ayarların değiştirilmesi, kontrolün revize edilmesi ve mevcut durumlardaki açma mantığı nitelikleri, güç dağıtım sistemlerinde peş peşe oluşan arızalara neden olan gizli arızaların azaltılması ve önlenmesinde potansiyel bir çözüm sunar [5].

4.6 Akıllı Koordinasyon Yöntemi

Bu çalışmada, koruma koordinasyonunda yapay zekâ uygulaması sunulmuştur. Bu yöntem ile koruma koordinasyonu büyük ölçüde iyileştirilebilir. Röle ayarları ve

koordinasyon gereklilikleri, bir dizi kısıt denklemi ile formüle edilmiş ve “Zaman Koordinasyonu Yöntemi” (Time Coordination Method-TCM) ile röle ayarlarının yapılabilmesi için bir amaç fonksiyonu geliştirilmiştir. Maksimum koordinasyon kısıtları ile optimum röle ayarlarını bulmak için “Değiştirilmiş Evrimsel Programlama” (DEP) kullanılmıştır. Sonuçlar, akıllı koruma koordinasyonu yönteminin koruma ayarlarını optimize edebileceğini, röle koordinasyon hatalarını azaltabileceğini ve besleme güvenilirliğini artırabileceğini göstermektedir. Bu çalışmada, ayrıca TCM’nin arıza akımı değişimlerini dikkate alma becerisi ele alınmıştır.

Modern bir koruma sistemi, sistem anormalliklerini hızla algılayıp izole etme işlevini gören değişik tip koruma rölelerinden oluşur. Değişik gerilim düzeyleri için, değişik güç teçhizatının tam korumasını sağlamak için değişik tertiplerde ana ve artçı röleler tesis edilir. Ana koruma rölesi, birim koruma ilkesine göre çalışarak korunan bölgedeki arızayı ani olarak temizler. Artçı koruma rölesi, ana koruma rölesinin arızayı gidermede başarısız olması durumunda korumaya artçılık yapmak için tasarlanır. Artçı koruma olarak genellikle aşırı akım röleleri kullanılır. Birim koruma olmadığı için, temizlenemeyen sistem arızası için rölelerin çalışma zamanlarıyla bir koordinasyon sağlanır ve artçı rölelerin doğru çalışma sırası bu koordinasyona göre belirlenir. Herhangi bir yanlış artçı koruma rölesi çalışması, besleme güvenilirliğinin azalmasına ve büyük bir bölgenin enerjisinin kesilmesine yol açar. Artçı koruma röle koordinasyonu bundan dolayı gereklidir. Röle koordinasyonu, arıza temizleme eylemlerinin doğru sırada olmasını sağlar ve elektrik kesintisini en aza indirir. Güç sistemi zaman zaman değiştiği için, koordinasyon çalışmasında güç sistemi konfigürasyonundaki büyük değişiklikler de dikkate alınmalıdır. Modern nümerik rölelerin iletişim yeteneklerine dayalı olarak, iletişim ağı üzerinden röle koordinasyon ayarları merkez bilgisayarına indirilebilir. Röle ayarlarını yapmak için, röle ayarlarının koordinasyonunu bir dizi kısıt denklemi ve bir amaç fonksiyonu olarak formüle eden Zaman Koordinasyonu Yöntemi (TCM) önerilir. Dağıtım şebekesinde, esas artçı koruma röleleri Belli Minimumlu Ters Zaman Gecikmeli (IDMTL) aşırı akım ve toprak arıza röleleridir. Bu rölelerin çalışması, arıza akımı büyüklüğüne bağlıdır. Bu yüzden, röle çalışması arıza akımı büyüklüğündeki değişimlerden etkilenir. Doğrusu, ancak ana koruma tarafından temizlenemeyen arızaların artçı röle çalışması ile temizlenmesidir. Herhangi bir kesici çalışması, artçı

rölelerin maruz kaldığı arıza akımının dağılımı ve büyüklüğünde değişimlere yol açar. Performansı artırmak için, TCM'nin makul sayıda arıza akımı değişimini hesaba katması gerekir. Bu  alışmada TCM'nin önemli ölçüde besleme güvenilirliğini nasıl artırdığı ve yanlış röle çalışmalarını nasıl azalttığı gösterilmiştir.

Sonuç olarak TCM, koruma rölelerini daha akıllı ve sistem konfigürasyonuna daha uyumlu kılabilir. Besleme güvenilirliği, yanlış röle koordinasyonu sayısı azaltılarak iyileştirilebilir [9].

4.7 Bağışık Algoritma ile Koruma Sistemi Güvenilirliğinin Artırılması

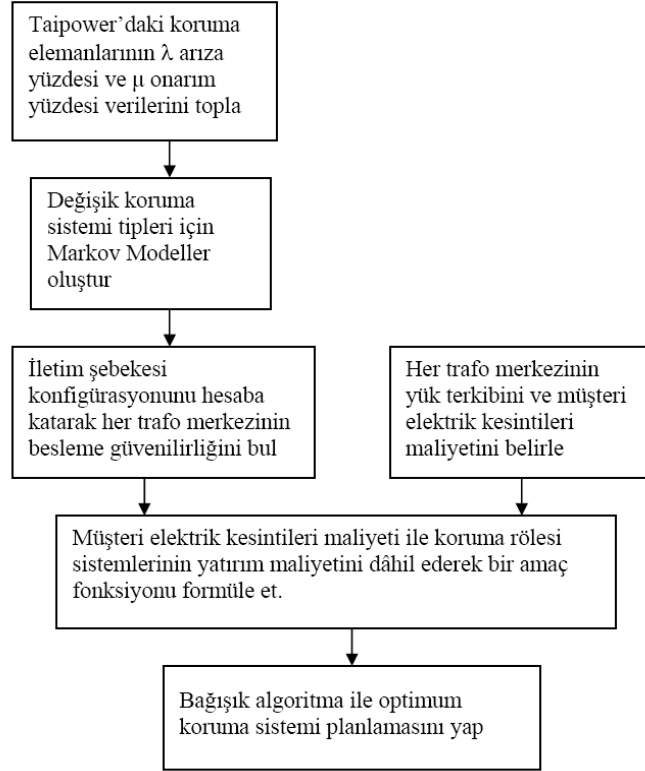
Bu çalışmanın amacı, "Bağışık Algoritma" (Artificial Intelligence-AI) ile bir iletim şebekesi için koruma rölesi tertiplerinin optimum planlamasının yapılmasıdır. Taipower'daki koruma rölesi tiplerinin her birinin arıza ve onarım yüzdelerinin belirlenmesi için, Taipower sistemindeki yanlış koruma rölesi çalışmalarının geçmiş verileri kullanılmıştır. Her transformatör merkezi için yanlış koruma rölesi çalışması yüzünden maruz kalınan müşteri elektrik kesintilerinin en aza indirilmesi için, koruma rölelerinin Markov modelleri belirlenip, bunlar iletim şebekesi ile birleştirilmiştir. Hizmet verilen müşterilerin y k terkihi ve elektrik kesintisi maliyetlerine göre, her transformatör merkezinin hizmet dış kalma maliyeti hesaplanmıştır. Daha sonra; tüm transformatör merkezlerinin müşteri elektrik kesintileri maliyeti ve koruma rölesi sistemlerinin yatırım maliyeti dikkate alınarak sistem güvenilirlik maliyetinin amaç fonksiyonu formüle edilmiştir. Önerilen AI algoritması ile sistem güvenilirlik maliyeti en aza indirilerek, koruma rölesi yatırımlarının en iyi maliyet etkinliğini sağlamak için optimum koruma rölesi sistemi planlaması elde edilmiştir.

Taipower'da iletim sistemi, güç santrallerinde üretilen gücü tali transformatör merkezlerine iletmekte ve aynı zamanda 161/69 kV gerilim düzeyleri ile büyük ölçekli endüstriyel müşterileri beslemektedir. Tali transformatör merkezlerindeki ana transformatörler, gerilimi orta ölçekli endüstriyel ve büyük ticari müşterileri besleyen dağıtım fiderlerinin 22/11 kV gerilim düzeylerine düşürmek için kullanılır. Konutlar ve ticari müşteriler, ana dağıtım fiderleri üzerinde bulunan dağıtım transformatörlerinin alçak geriliminden beslenmektedir. İletim şebekesinde arızalı bölgeyi belirleyip izole etmek için farklı tip koruma cihazları tesis edilmesine karşın, Taipower'da koruma

sistemi yanlış çalışmaları yüzünden hâlâ büyük ölçekli sistem kesintileri yaşanmaktadır. Müşteri servis kalitesini iyileştirmek için, değişik tip koruma rölelerinin güvenilirlikleri araştırılmalıdır. Koruma rölelerinin yatırım maliyeti ile koruma sisteminin yanlış çalışmasından kaynaklanan müşterilerin elektrik kesintisi maliyeti birlikte hesaba katılarak, iletim hatlarına ait koruma rölelerinin optimum planlaması gerçekleştirilebilir.

Koruma röleleri, sistemdeki arızalı durumu algılamak ve arıza yerini mümkün olan en kısa sürede izole etmek için doğru kesicilerin çalışmasını sağlamalıdır. Koruma röleleri, yanlış çalışmayı önlemek için yeterince güvenilir olmalıdır. Bilgisayar teknolojisinin gelişmesi sayesinde, analog elektromekanik tip koruma röleleri nümerik tip rölelerle değiştirilmiştir.

Koruma rölesi donanımının güvenilirliği, gerilim ve akım sinyalleşme algılayıcıları, iletişim birimleri ve hesaplama mantık birimi gibi farklı elemanların arıza yüzdeleri ve onarım süreleri ile değerlendirilebilir. Modern bir güç sisteminde, kritik müşterileri besleyecek iletim hatları için ana ve artçı koruma olarak çoklu koruma cihazı setleri tesis edilerek oldukça güvenilir bir koruma sisteminin sağlanması klasik bir uygulamadır. Koruma rölesi sisteminin yatırım maliyetinin etkinliği, müşterilerin elektrik kesintisi maliyetinin güvenilirliğine katkısına göre gerekçelenmelidir. Şekil 4.4'te optimum koruma rölesi planlaması gösterilmiştir.



Şekil 4.4 Optimum koruma rölesi planlama işlemi

Taipower sistemindeki koruma rölelerinin arıza olayları geçmiş verileri ve onarım süreleri, koruma sistemlerinin farklı elemanlarının arıza ve onarım yüzdelelerini bulmak için kullanılmıştır. Taipower sisteminin iletim hattı korumaları için değişik koruma tertiplerinin güvenilirlik indislerini bulmak için, her koruma rölesi tipinin Markov modeli sağlanmıştır. Koruma rölelerinin yanlış çalışması yüzünden her bir transformatör merkezinin hizmet dışı kalma oranı ve servise alınma süresi, iletim şebekesinin konfigürasyonuna ve kullanılan koruma rölelerine göre değerlendirilmiştir. Daha sonra, her transformatör merkezinin müşteri elektrik kesintileri maliyeti, yük terribi ve servis güvenilirliği hesaba katılarak hesaplanmıştır. Taipower sistemindeki tüm iletim hatlarının koruma tertiplerinin optimizasyonu için, koruma rölelerinin yatırım maliyeti ve müşteri elektrik kesintileri maliyeti hesaba katılarak sistem güvenilirlik maliyeti formüle edilmiştir. Sistem güvenilirlik maliyetini en aza indirmek için tüm iletim hatlarının koruma rölelerini revize etmek üzere bağışık algoritma (AI) kullanılmıştır. Amaç fonksiyonu antijen olarak ve olası koruma tertipleri antikorlar olarak gösterilerek, AI algoritmasının genetik değişim ve dönüşüm işlemi ile en iyi yarar maliyet oranına sahip optimum koruma tertibi elde edilmiştir. Koruma rölesi planlaması için önerilen AI

algoritmasının etkinliğini göstermek amacıyla, bilgisayar simülasyonu için Taipower'daki Kaoping iletim sistemi seçilmiştir. Önerilen koruma tertipleriyle tüm transformatör merkezlerinin servis güvenilirliğinin artırılması sayesinde müşteri elektrik kesintileri maliyetinin etkin biçimde düştüğü sonuç olarak görülmüştür [10].

4.8 Bir Enterkonnekte Alt İletim Sisteminde Röle Koordinasyonu ve Koruma Arızalarının Güvenilirlik İndekslerine Etkileri

Koruma sistemi arızaları, ardışık elektrik kesintilerinin ana sebebidir. Ardışık elektrik kesintilerine gizli arızaların yol açtığı kanıtlanmıştır. Ancak, koordinasyon yönteminin ve koruma sistemlerindeki gizli arızaların etkileri henüz araştırılmamıştır. Bu çalışmada, farklı aşırı akım röle koordinasyon yöntemlerine ilişkin güvenilirlik indekslerini bulmak için ardışık Monte Carlo simülasyonuna dayalı bir algoritma önerilmiştir. Önerilen algoritma, gerçek bir şebekenin farklı röle koordinasyon yöntemlerinin sonuçlarına uygulanmıştır. Farklı röle koordinasyon yöntemlerinin sonuçları için, tamamen koruma arızası sorunlarının katkısına dayalı SAIFI, CAIDI, CAIFI ve ENS indeksleri elde edilmiştir. Daha sonra, koordinasyon yöntemlerinin güvenilirlik indekslerine olan etkilerini göstermek için, farklı röle koordinasyon yöntemlerinin sonuçları arasında bir karşılaştırma yapılmıştır.

Yönlü aşırı akım röleleri, bir ekonomik koruma sistemi olarak radyal ve ring alt iletim sistemlerinde yaygın olarak kullanılmaktadır. Yönlü aşırı akım röleleri, esas olarak ring alt iletim sistemlerinin ana koruması olarak kullanılmaktadır. Bir sistemde yönlü röleler tesis edilirken gözetilecek en önemli husus, bunların temel koruma fonksiyonunun, hassasiyet, seçicilik, güvenilirlik ve hız gereksinimlerini karşılayacak şekilde uygun röle ayarlarının seçilmesidir. Bu rölelerin koordinasyonu için birkaç yöntem önerilmiştir.

Koruma sistemleri, günümüzdeki güç sistemlerinde gerekli olan yüksek düzeyde servis güvenilirliğini sürdürmede çok önemli bir role sahiptir. Kuzey Amerika Elektrik Güvenilirlik Konseyi (North America Electricity Reliability Council-NERC) tarafından yapılan bir çalışma, ana sistem arızalarının yaklaşık %75'inin koruma rölelerinden kaynaklandığını göstermektedir. Örneğin, sadece 1996 yılında, Batı Sistemleri Koordinasyon Merkezi (Western System Coordination Center-WSCC), biri 2 Temmuz'da ve diğeri de 10 Ağustos'ta olmak üzere iki elektrik kesintisine maruz kalmıştır. Tüm

elektrik kesintileri, koruma sistemindeki gizli arızalarla ilgilidir ve her şey normalken bu arızalar etkin değildir. Gizli arızalar, diğer sistem arızalarının bir sonucu olarak ortaya çıkmaktadır. Koruma sistemindeki gizli arızaların, genellikle çoklu veya ardışık elektrik kesintilerine yol açtığı gözlemlenmiştir. Yanlış aşırı akım rölesi koordinasyonları, ardışık elektrik kesintilerini ve gizli röle arızalarını ağırlaştırabilir. Bu nedenle, en iyi röle koordinasyon yöntemini seçmek için, farklı koordinasyon yöntemleri için güvenilirlik indeksleri bulmak gerekir. Koruma rölelerindeki gizli arızalara ve bunların güç sistemi güvenilirliğine etkilerine ilişkin bazı çalışmalar yürütülmüştür; bir çalışmada, koruma sisteminin gizli arızalarının güç sisteminin güvenilirliğine etkilerini sayısal olarak karakterize etmek üzere koruma sistemlerinin savunmasızlık ve güvenilirlik tanımları sağlanmıştır. Diğer bir çalışmada büyük güç sistemlerinde ardışık yanlış röle çalışmalarının hızlı ender-olaylı simülasyonu için güç sistemi buluşsal yöntemlerine dayalı bir rasgele arama algoritması verilmiştir. Gerçek bir örnek ile şebekenin zaaflarının ve bu şebekenin en zayıf halkalarının gizli arızalar ve ardışık elektrik kesintileri dikkate alınarak tespit edilebileceği gösterilmiştir.

Diğer bir çalışmada gizli arızalarının güvenlik ve güvenilirliğe etkileri, ardışık olmayan Monte Carlo simülasyonu ile irdelenmiştir. Arızalar, normal olasılık dağılım modelinin ardından temizlenmiş olarak kabul edilmiştir. Ayrıca ilgili koruma sistemi ile eşlenmiş akım taşıyan eleman modeli kullanılmıştır.

İki temel Monte Carlo yaklaşımı vardır: ardışık ve ardışık olmayan simülasyon tekniği. Ardışık simülasyon tekniği, kronolojik etkenleri dâhil etmek için bir imkân sağlar. Bu yaklaşımda, güvenilirlik indeksli olasılık dağılımları hesaplanabilir. Arıza durumu geçişlerinin etkisi, ardışık olmayan yöntemde ihmal edilir.

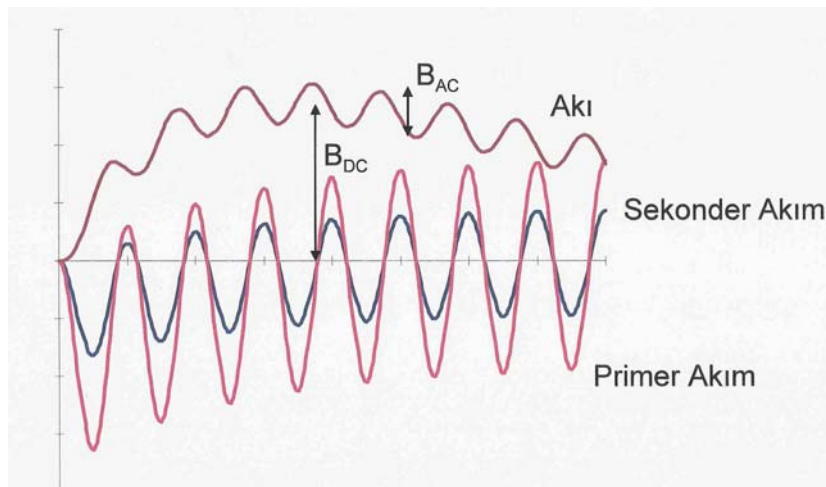
Bu çalışmada, farklı aşırı akım rölesi koordinasyon yöntemlerinin sonuçları için güvenilirlik indekslerini hesaplamak amacıyla ardışık Monte Carlo simülasyonuna dayalı yeni bir algoritma önerilmiştir. Ayrıca, koruma sisteminin gizli arızaları dikkate alınmıştır. Sistem Ortalama Kesinti Sıklık İndeksi (SAIFI), Müşteri Ortalama Kesinti Sıklık İndeksi (CAIFI), Müşteri Ortalama Kesinti Süresi İndeksi (CAIDI) ve Sağlanamayan Toplam Enerji İndeksi (ENS) hesaplanmıştır. Önerilen algoritmanın, tamamen koruma arızaları ve röle koordinasyon sorunlarının payına dayalı güvenilirlik indekslerini

sağladığına dikkat edilmelidir. Buradan, röle koordinasyon yöntemlerinin güvenilirlik indekslerine etkileri elde edilmiştir.

Ardışık Monte Carlo simülasyonuna dayalı olarak, iki farklı koordinasyon yönteminin sonuçlarını karşılaştırmak için bir algoritma önerilmiştir. Önerilen teknikte, iki farklı röle koordinasyon yönteminin sonuçları kullanılarak güvenilirlik indeksleri hesaplanmıştır. Algoritmada, hem gizli arızalar hem de koordinasyon yöntemi sonuçları dikkate alınmıştır. Bu algoritma, “maksimum yol” ve “çift tek yönlü” röle koordinasyonu yöntemlerinin sonuçlarını karşılaştırmak için gerçek bir örnek şebekeye (İngiltere Norweb şebekesine) uygulanmıştır. Bu çalışmada sunulan örnek-olay incelemesi sonuçları, çift tek yönlü yöntemin maksimum yol yönteminden daha iyi olduğunu ortaya koymuştur. Ayrıca, iki Markov modelin sonuçları arasında bir karşılaştırma yapılmıştır. Karşılaştırma, birleşik Markov modelinin kullanılmasının güvenilirlik indekslerinin hesaplanmasında önemli bir hataya yol açabileceğini göstermiştir [11].

4.9 Akım Transformatörlerinin Koruma Rölesi Güvenilirliğine Etkisi ve Akım Transformatörü Seçim Analizi

Kısa devre akımındaki DC bileşen, akım transformatörünün akısında büyük bir artışa neden olur. Kararlı akımlar sebebi ile doymaya girmeyen akım transformatörleri DC bileşenin etkisi ile kolaylıkla doymaya girebilir. Şekil 4.5'te DC bileşenin etkisi görülmektedir.



Şekil 4.5 DC bileşenin etkisi [12]

Bunun için koruma rölelerinin, hesaplamalarında kullanılan akım transformatörlerinin bir kısa devre anında doğru ölçüm yapması çok önemlidir. Doğru seçilmeyen akım transformatörleri, kısa devre anında doymaya gidip mevcut akımı daha küçük görmesi, örneğin mesafe korumada yanlış empedans hesaplamalarına yol açması ve hatalı açmalara veya açma yapmamaya sebep olması sonuçlarını doğuracaktır. Ayrıca transformatör diferansiyel korumada ve aşırı akım korumada rölenin yanlış açma riski vardır.

Bunun için akım transformatörlerinin kısa devre anında davranışını inceleyen programlar mevcuttur. Siemens firmasının ürettiği CTDIM programı kullanılarak örnek bir mesafe koruma sistemine ait akım transformatörü incelenmiştir. Programa, sistem gerilimi, kısa devre akımı, akım transformatörünün nominal gücü, primer-sekonder akım değeri, kullanılacak rölenin tipi, akım transformatörü koruma rölesi arasındaki mesafe ve iletkenin kesiti, ortam sıcaklığı, mesafe koruma rölesinin birinci açma bölgesinin yüzde değeri (%85) girilir. Program bu değerleri kullanarak sonucu yani akım transformatörünün doğru seçilip seçilmediğini otomatik olarak söylemektedir. Bu sistemde 800/5A, 5P20, 60VA akım transformatörü kullanılmıştır kısa devre akımı 12,8 kA'dır. Örnek olması bakımından sisteme ait akım transformatörünün seçimi ile ilgili kontrol yapılmış ve sonraki sayfalarda ayrıntılı hesaplar program tarafından verilmiştir.

Hesaplara göre kısa devre sırasında aşağıdaki şartların sağlanması gerekmektedir:

$$K_{oalf} \geq 4 \cdot I_k / I_{pn} \quad (4.19)$$

$$K_{oalf} \geq 5 \cdot I_{k,lim} / I_{pn} \quad (4.20)$$

Eğer bu şartlar sağlanırsa kısa devre akımında DC bileşen bulunsu bile transformatör T_p zaman sabiti süresince doymaya girmez

I_k : Koruma rölesinin bağlı olduğu akım transformatörü üzerinden geçen max simetrik kısa devre akımı, 12,8 kA

I_{pn} : Hatta bağlı olan akım transformatörünün primer akım değeri, 800 A

$I_{k, lim}$: Hattın birinci koruma bölgesindeki (%85) max simetrik limit kısa devre akımı, 8,723 kA

K_{oalf} : Akım transformatörü sınır faktörü olup aşağıdaki gibi hesaplanır

$$K_{oalf} = K_{nalf} \cdot \frac{P_n + P_{CT}}{P_{total} + P_{CT}} \quad (4.21)$$

K_{nalf} : Akım transformatörünün aşırı akım faktörü, 5P20, 20

P_n : Akım transformatörünün nominal gücü, 60 VA

P_{CT} : Akım transformatörü içinde harcanan güç, 12,5 VA

P_{total} : Akım transformatöründen rölenin çektiği güç (P_{relay} : 0,3 VA) ve akım transformatörüyle röle arasındaki kabloda kaybolan güç (P_{wire} : 8,317 VA) toplam, 8,617 VA

Buna göre,

$$K_{oalf} = 20 \cdot \frac{60+12,5}{8,617+12,5} = 68,666$$

$$4. I_k / I_{pn} = 64$$

$$5. I_{k,lim} / I_{pn} = 54,517$$

$K_{oalf} = 68,666$ olduğu için akım transformatörü doğru seçilmiştir.

Bu değerlerin sağlanamaması durumunda,

Akım transformatörünün karakteristiği iyileştirilir,

Aşırı akım faktörü yükseltilir, 5P20 yerine 5P40

Nominal gücü yükseltilir, 60 VA yerine 80 VA

Dış ortam kayıpları azaltılır,

Akım transformatörü ile röle arasındaki kablo kesiti büyütülür, 6 mm² yerine 10 mm²

Akım transformatörü sekonder akımı 5 A yerine 1 A kullanılabilir [12].

HARMONİKLER VE KORUMA RÖLESİ GÜVENİLİRLİĞİNE ETKİSİ

5.1 Giriş

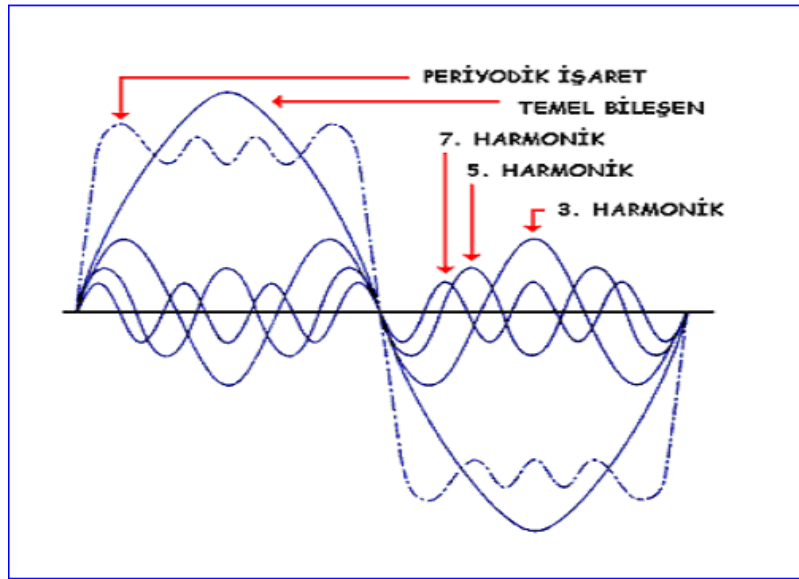
Vazgeçilmez bir enerji kaynağı olan elektrik enerjisini üreten, ileten ve dağıtan kuruluşların görevi; kesintisiz, ekonomik ve kaliteli bir hizmeti tüketicilerine sunmaktır. Elektrik enerji sistemlerinde kalite söz konusu olunca, sabit şebeke frekansında; sabit ve sinüsoidal biçimli uç geriliminin sağlanması anlaşılmaktadır.

Ancak bu tür enerji pratikte bir takım zorluklarla sağlanabilir. Güç sistemine bağlanan bazı elemanlar ve bunların yol açtığı olaylar sebebiyle tam sinüsoidal değişimden sapmalar olabilmektedir. Tam sinüsoidalden sapma, genellikle harmonik adı verilen bileşenlerin ortaya çıkması ile ifade edilir ve buna sebep olan etkenlerin başında ise manyetik ve elektrik devrelerindeki lineersizlikler (nonlineerlik) gelir.

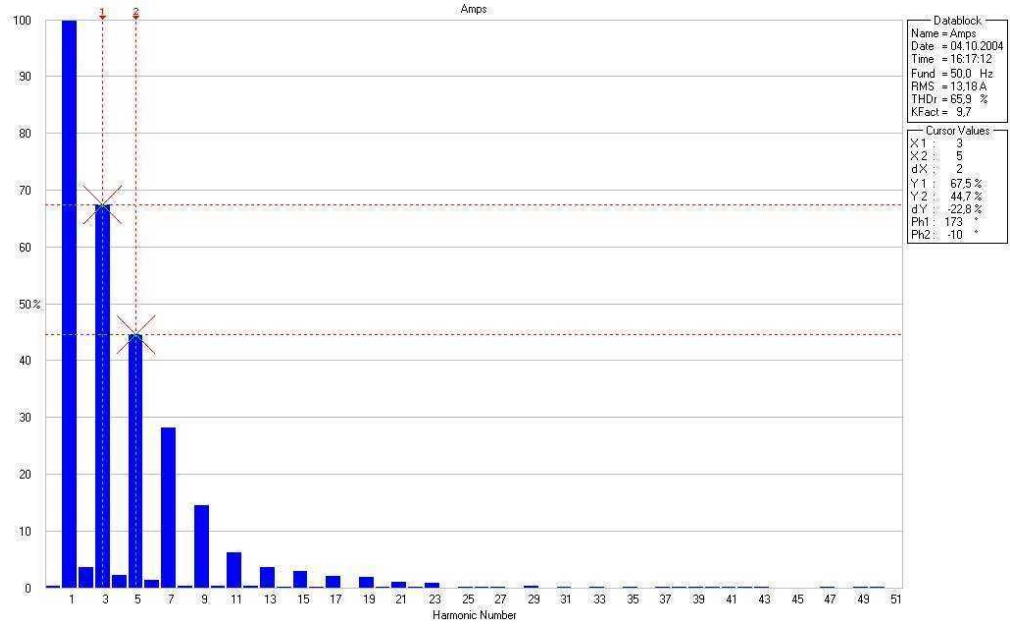
Güç sistemlerinin başlangıcından beri nonlineer elemanlar ve nonlineer yükler var olmuştur. Örneğin; transformatörler nominal çalışma koşullarının dışına çıktığında nonlineer şebeke elemanı olarak davranırlar. Nonlineerlik etkisi ve nonlineer eleman sayısı, harmonik üreten elemanların güç sistemine bağlanmasıyla hızlı bir şekilde artmıştır. Bu artmanın temel sebebi yüksek güçlü yarı iletken anahtarların gelişimi ve onların doğrultucu, evirici ve çeşitli elektronik devrelerde uygulanmasıdır. (Örneğin; D.A. iletim konverter istasyonları, motor kontrol devreleri, statik VAR jeneratörleri, v.b.).

Yarı iletken elemanların tabiatı gereği ve sanayide kullanılan bazı nonlinear yüklerin (transformatör, ark fırınları, v.b.) etkisiyle; akım ve gerilim dalga biçimleri, periyodik olmakla birlikte temel sinüsoidal dalga ile frekans ve genliği farklı diğer sinüsoidal dalgaların toplamından meydana gelmektedir. Temel dalga dışındaki sinüsoidal dalgalara “harmonik bileşenler” adı verilir.

Harmonikler, daha önce de belirtildiği gibi genel olarak nonlinear elemanlar ile nonsinüsoidal kaynaklardan herhangi birisi veya bunların ikisinin de sistemde bulunmasından meydana gelirler. Sistemde bulunan bu elemanların etkisiyle akım ve gerilim dalga biçimleri, periyodik olmakla birlikte temel sinüsoidal dalga ile frekans ve genliği farklı diğer sinüsoidal dalgaların toplamından meydana gelmektedir. Temel dalga dışındaki sinüsoidal dalgalara “harmonik bileşenler” adı verilir. Harmonikli akım ve gerilimin güç sistemlerinde bulunması sinüsoidal dalganın bozulması anlamına gelir. Bozulan dalgalar nonsinüsoidal dalgalar olarak adlandırılır. Bu dalgalar, Fourier analizi yardımıyla temel frekans ve diğer frekanslardaki bileşenler cinsinden ifade edilebilir. Bu analiz ile nonsinüsoidal dalgalar, frekansları farklı sinüsoidal dalgaların toplamı şeklinde matematiksel olarak yazılabilir. Bu sayede harmoniklerin analizi kolaylıkla yapılabilir. Şekil 5.1(a)’da temel dalga, harmonikli dalgalar ve bunların bileşkesi olan toplam dalga ile Şekil 5.1(b)’de çeşitli harmonik bileşenlerini içeren harmonik spektrumu gösterilmiştir [13].



Şekil 5.1(a) Temel dalga ile 3., 5. ve 7. harmonikler ve bunların bileşkesi olan toplam dalga [13]



Şekil 5.1(b) Çeşitli harmonik bileşenlerini içeren harmonik spektrumu [13]

5.2 Harmoniklerin Etkileri

Enerji sistemlerinde, harmoniklerle gerilim ve akım dalga şekillerinin bozulması çok çeşitli problemlere yol açmaktadır. Bunlar maddeler halinde:

- Şebekede rezonans olayları, rezonansın neden olduğu aşırı gerilimler ve akımlar,
- Jeneratör ve şebeke geriliminin bozulması,
- Senkron ve asenkron motorlarda moment salınımlarının ve aşırı ısınmanın meydana gelmesi ve bu nedenle motorların gürültülü çalışması ve aşırı ısınması,
- Kompanzasyon tesislerinin aşırı reaktif yüklenme ve dielektrik zorlanma nedeniyle zarar görmesi,
- Enerji sistemindeki elemanlarda ve yüklerde kayıpların artması,
- Endüksiyon tipi sayaçlarda yanlış ölçmeler,
- Koruma ve kontrol düzenlerinde sinyal hataları,
- Gerilim düşümünün artması,
- Elektrik aygıtlarının ömrünün azalması,
- İzolasyon malzemesinin delinmesi,

- Uzaktan kumanda, yük kontrolü v.b. yerlerde çalışma bozuklukları,
- Sesli ve görüntülü iletişim araçlarında parazit ve anormal çalışma olarak verilebilir,
- Statik rölelerin çalışma karakteristiklerinde önemli değişiklikler gözlenir,
- Aşırı akım ve gerilim rölelerinin çalışma karakteristikleri değişir,
- Harmonik bileşene bağlı olarak elektromekanik rölelerin çalışma momentlerinin yönü değişebilir,
- Çalışma zamanları, ölçülen büyüklükteki frekansın bir fonksiyonu olarak oldukça büyük bir farklılık gösterebilir,
- Dengeli empedans röleleri hem ayar ötesi hem ayar gerisi çalışma gösterebilirler,
- Fark röleleri yüksek hızla çalışmayabilirler [13].

5.3 Harmoniklerin Koruma Röleleri Üzerindeki Etkileri

5.3.1 Giriş

Güç sistemlerinin korunmasında, koruma sisteminin temel elamanı ya da “beyni” olarak kabul edilen “koruma röleleri” üzerinde nonsinüoidal büyüklüklerin etkileri, literatürde teorik ve deneysel olarak incelenmiştir.

Elektrik güç sistemlerindeki harmonikler aşırı akım rölelerin çalışmasını birçok yönden etkilemektedir. Bu etkiler aşırı akım rölelerinin çalışma akımlarının ve cevap sürelerinin artması veya azalması (rölelerin akım-zaman karakteristiklerinde değişimler) şeklinde görülmektedir. Bu bölümde literatürde yer alan ve daha önce yapılmış çalışmalardan yararlanılarak harmoniklerin aşırı akım rölelerine olan etkileri incelenmiştir.

Akım ve gerilimin sıfır geçişlerine göre çalışan röleler, harmonik distorsiyonundan etkilenebilmektedir. Akım ve gerilim dalga formlarının bozulması, rölelerin performansını etkilemektedir. Her bir röle harmoniklerin sistemde bulunması karşısında farklı davranış biçimleri göstermektedir. Aynı tipte rölelerin farklı modelleri bile aynı distorsiyona değişik biçimde cevap verdiği gibi, bu durum aynı modellerde bile söz konusu olabilmektedir. Harmonikler, rölelerin arıza koşullarında çalışmamasına ya da sistemin normal çalışma koşullarında gereksiz yere açma kumandası vermesine

neden olabilir. Bununla birlikte, röleler üzerinde yapılan incelemelerde, harmonik distorsiyonun %10-20 seviyelerine kadar bir işletme problemi oluşturmadığını gözleyen çalışmalar vardır. Fakat farklı bir çalışmada indüksiyon diskli aşırı akım rölesinin frekansı 3. harmonikten 9. harmoniğe kadar artırıldığında çalışma değeri artış göstermiştir.

Bilindiği gibi koruma sistemleri çoğunlukla temel gerilim ve akımlara göre tasarlanırlar. Olabilecek harmoniklerin süzüldüğü veya ihmal edilebilir düzeyde olduğu kabul edilirse, elektromanyetik röle uygulamalarında (aşırı akım koruması gibi) yüksek harmoniklerin çok fazla etkinliğinin olmadığı söylenebilir. Ancak özellikle mesafe korumalarında, harmonik akımları (özellikle 3. harmonik bileşeni) büyük oranda ölçme değerlendirme hatalarına ve toprak rölelerinin hata yapmasına neden olabilmektedir. Dijital mesafe koruma sistemlerinde, akım ve gerilim harmoniklerinin mutlaka filtre edilmesi gerekmektedir [14], [15].

5.3.2 Elektromekanik Koruma Röleleri

Elektromekanik röleler, çoğunlukla tek veya çift girişli, bir-fazlı cihazlardır. Bu röleler doğru olarak belirlenmiş zaman gecikmesi için dizayn edilen indüksiyon diskli veya ani çalışmalar için tasarlanmış olan indüksiyon kupası, silindir veya basit bir piston içerirler. Bir ters zamanlı rölede çalışma momenti oluşturmak için içindeki faz kaydırma bileşenleri ve akımın yardımıyla bir akı meydana getirilir. Belirli bir frekans için (örneğin, 50 veya 60 hertz) dizayn edilen röleler, bu frekans girişleriyle enerjilendiğinde karakteristik eğrilerine uygun zaman gecikmeleriyle çalışır. Giriş akımı veya geriliminin harmonik frekansları içermesi elektromekanik rölelerin daha az hassas ve daha yavaş çalışmasına neden olur. Distorsiyonlu girişlerin etkilerindeki bu farklılık; bileşenlerin elektrik ve magnetik özellikleri ve röleleri oluşturan elemanların fiziksel yerleşimlerdeki fiziksel farklılıkla ilgilidir.

Yukarıda anlatılanlar doğrultusunda literatürde harmoniklerin elektromekanik aşırı akım rölelerine etkisini inceleyen deneysel çalışmalara bakıldığında aşağıdaki sonuçlar elde edilmiştir:

Elektromekanik röleler harmonikli akımlar uygulandığında saf sinüsoidal akımlarda gösterdiği çalışma karakteristiğinden farklı bir karakteristik göstermektedir. Buna göre

mekanik rölenin tipine bağılı olarak değişen yüzdelerde bu rölelerin işletme akımlarında azalma görülmektedir. Bu nedenle harmoniklerin elektromekanik aşırı akım rölelerine etkisi oldukça önemlidir [13].

Bir çalışmada harmoniklerin elektromekanik ters zamanlı aşırı akım rölesinin (TZAAR) çalışmasına etkileri incelenmiş ve TZAAR'nin bozulmuş dalga şekilleri için davranışı deneysel çalışma ile analiz edilmiştir. Deneyde, elektromekanik TZAAR olarak, indüksiyon disk yapısında bir röle kullanılmıştır. Değişik harmonik spektrumlarına sahip, sinüsoidal olmayan yük akımları TZAAR'a uygulanmış ve bu yük akımları data toplama kartı ve harmonik analiz programı ile bilgisayar ortamında incelenmiştir. Deney sonuçları göz önüne alındığında, TZAAR'ın çalışma akımı ve çalışma zamanının, sinüsoidal olmayan akımın toplam harmonik distorsiyonu (THD) ile orantılı olarak arttığı görülmüştür. Bu yapıda olan bir rölenin, akımın harmonik içermesi durumunda sistemi güvenli bir şekilde koruyamayacağı sonucu elde edilmiştir. Akımın dalga şeklindeki bozulma arttıkça, başka bir deyişle akımın THD_i değeri yükseldikçe indüksiyon diskli aşırı akım rölesinin çalışma akım değerinin ve zaman gecikmesinin arttığı tespit edilmiştir. Sinüsoidal akım için tasarlanmış ve imal edilmiş olan bu röle akımın THD_i değerinin %10'un altında olması durumunda uygulamada ciddi bir sorun oluşturmaz. THD_i değerinin çok yüksek olduğu yük akımlarında ayarlandığı akım değerinden daha yüksek akımda devreye gireceği için güvenilir bir koruma gerçekleştiremeyecektir [16].

Literatürde yapılan deneysel bir çalışmada elektromekanik aşırı akım koruma rölesinin, harmonikli ortamda nominal değerinden daha kısa sürede açma yaptığı tespit edilmiştir [17].

Transformatör diferansiyel koruma için yapılan bir çalışmada, 3.harmonikli ortamda diferansiyel koruma rölesinin yüksek harmonik değerlerinde açma yapmadığı tespit edilmiştir [18].

5.3.3 Statik Koruma Röleleri

Bu rölelerde elektronik elemanlara transfer edilen enerjiyi sınırlamak ve aşırı akım-zaman karakteristiğini kolaylaştırmak için rölenin akım girişinde akım transformatörleri

kullanılır. Bu, röle içerisinde meydana getirilen dalga şekli bozulmasına neden olacaktır ve rölenin bu tip sinyallere nasıl cevap verdiğini etkileyecektir. Çoğu statik röleler de giriş sinyalini elektronik işlem için uygun seviyeye dönüştürmek için küçük giriş transformatörleri kullanılır. Bu transformatörler, kayda değer bir eşdeğer hava boşluğuna sahip olabilirler. Böylece röle, uygulanan sinyaldeki yüksek frekans bileşenlerine karşı ölçüm tekniği ne olursa olsun daha hassas olacaktır. Hava boşluğu bir asimetrik akımdaki DC bileşeni bastırmak için, bilerek geniş yapıldığında yüksek frekans hassasiyeti artırılır [13].

Yukarıda anlatılanlar doğrultusunda literatürde harmoniklerin statik aşırı akım rölelerine etkisini inceleyen deneysel çalışmalara bakıldığında aşağıdaki sonuçlar elde edilmiştir:

Genel olarak harmonikli akımlar uygulandığında, statik aşırı akım rölelerinin akım-zaman eğrisinin biçiminin değişmesiyle birlikte, harmonik bileşenleri içeren nonsinüsoidal akımın efektif değeri aynı kalmak şartıyla, akımın toplam harmonik distorsiyonu (THD_i) arttıkça (akımın dalga şekli bozulup sinüsoidal formdan saptıkça) rölenin kumanda zamanının azaldığı görülmektedir. Sonuç olarak da akımın THD_i değeri yükseldikçe statik rölenin daha düşük akımda devreye girmesi, zaman gecikmesinin azalması, uygulamada gereksiz kesici açmalarına neden olacak ve koruma sistemlerinde seçiciliğin sağlanmasını zorlaştıracaktır [19].

Statik rölelere harmonikli akımlar uygulandığında rölelerin işletme akımlarında azalma görülmektedir. Bu azalmanın oranı rölenin tipine bağlı olarak değişmektedir. Bunun yanında literatürde yapılan bir çalışmada statik koruma rölesinin harmonikli ortamda $1.2-2I_n$ nominal değerinde daha kısa sürede ve $2I_n$ değerinden sonra ise daha uzun sürede açma yaptığı tespit edilmiştir [20].

5.3.4 Dijital Koruma Röleleri

Literatürde daha önce yapılmış çalışmalar ve pratikte karşılaşılan sorunlar göz önüne alınarak harmoniklerin statik rölelerin çalışma karakteristiklerini olumsuz yönde etkilediği ortaya konmuştur. Bu nedenle dijital rölelerde statik rölelerden farklı olarak

harmoniklerin etkisini azaltmak veya yok etmek amacıyla bir takım elemanlar kullanılmıştır. Bu elemanların en başında filtreler gelmektedir.

Dijital aşırı akım rölelerinde harmonikler açısından en önemli kısım ön filtredir. Bu ön filtre sayesinde temel bileşen dışındaki frekanslar elimine edilmektedir. Bu ön filtre analog bir filtre olup, filtreden gelen sinyaller bir analog dijital dönüştürücü (ADC) ile dijitalleştirilir ve dijital filtre algoritması kullanılarak filtre edilir. Bu nedenle dijital aşırı akım rölelerinde doğru ADC ve dijital filtre seçimi çok önemlidir.

Yukarıda anlatılan bilgiler doğrultusunda literatürde harmoniklerin dijital aşırı akım rölelerine etkisini inceleyen deneysel çalışmaların sayısı fazla olmamakla beraber, bu çalışmalara bakıldığında dijital rölelerin sahip oldukları filtreler sayesinde harmoniklerden çok az etkilendiği ya da etkilenmediği görülmüştür.

Harmoniklerin dijital aşırı akım röleleri üzerine etkisini belirlemek amacıyla yapılan bir deneysel çalışma aşağıda açıklanmış, deney sonuçlarına yer verilmiştir.

Deneysel çalışmada sinüsoidal yük akımı için akım-zaman karakteristikleri benzer olan (ters akım zaman karakteristiği) üç adet dijital aşırı akım rölesi kullanılmıştır.

Deneysel çalışma sonuçlarına göre, genel olarak dijital aşırı akım rölesine uygulanan akımın toplam harmonik distorsiyonu (THD_i) değeri yükseldikçe (50 Hz frekanslı temel bileşen akımına göre harmonik bileşenlerin genliği yükseldikçe) rölenin akım-zaman değişimini gösteren karakteristik eğrisinde değişim olduğu, rölenin standart ters eğrisine ve röleden geçen sinüsoidal akıma göre hesaplanan teorik cevap süresine göre rölenin deneydeki cevap süresinin arttığı ancak THD_i değeri yaklaşık aynı kaldığında akım değeri yükseldikçe rölenin teorik cevap süresi ile rölenin deneydeki cevap süresi arasındaki bağıl farkın azaldığı görülmüştür. Bu nedenle bu röle için aşırı akım durumunda harmoniklerin röle üzerindeki etkisinin daha yüksek olduğu, kısa devre halinde (daha yüksek akımlar için) bu etkinin azaldığı yorumu yapılabilir.

Akımın THD_i değeri yükseldikçe –genel olarak dijital aşırı akım rölelerinin akımın temel bileşenine göre çalışması ve akımın THD_i değeri yükseldikçe temel bileşen akımının azalması sebebiyle- incelenen dijital aşırı akım rölelerinin cevap sürelerinin de yükseldiği buna karşılık akımın THD_i değeri yükseldikçe rölenin faaliyete geçtiği çalışma akımının da yükseldiği tespit edilmektedir. İncelenen dijital aşırı akım rölelerinin

ayarlandığı çalışma akımlarından daha büyük akımlarda devreye girmesi ve karakteristik eğrisine göre öngörülen zaman gecikmesinden daha uzun sürede kesiciye açma kumandası vermesi gibi koruma görevi için risk oluşturacak bu sorunları bir ölçüde azaltmak amacıyla dijital aşırı akım röleleri akımın rms değerine göre çalışan harmoniklerden etkilenmeyen termik aşırı akım koruma üniteleriyle donatılmalı ve bu ünitelerin çalışma akımları çok yüksek tutulmamalıdır. Böylece dijital aşırı akım rölesi akımın temel bileşenine bağlı olarak çalışsa bile THD_i'nin yüksek olduğu durumlarda termik aşırı akım ünitesi akımın rms değerine göre çalışacağı için arıza akımı sebebiyle kesiciye mutlaka açma kumandası verilecektir.

Literatürde verilen, harmoniklerin aşırı akım röleleri üzerindeki etkilerle ilgili çalışmalarda elde edilen sonuçlara benzer olarak bu çalışmada da harmoniklerin dijital aşırı akım rölelerinin çalışmasını olumsuz olarak etkilediği ortaya konulmuştur. Günümüzde akım gerilim karakteristiği doğrusal olmayan bu nedenle harmonik üreten ark fırını, güç elektroniği devreleri, foto voltaik sistemler vb. yüklerin sayısı ve güç sistemi içindeki payları gitgide artmakta, gelecekte de enerji sistemlerinde harmonik sorunlarının artması, akımın ve gerilimin toplam harmonik distorsiyonu değerlerinin yükselmesi beklenmektedir. Bu nedenle dijital aşırı akım rölesi ile korunacak tesislerde eğer tesisin çektiği akımın THD_i değeri yüksek ise seçilecek rölenin harmoniklerden ne ölçüde etkilendiği incelenmeli, harmonik bileşenlerin olması halinde de etkin koruma yapabilen röle tercih edilmelidir [13].

Literatürde yapılan bir çalışmada dijital mesafe koruma rölesinin matematiksel modeli oluşturularak harmonikli ortamdaki davranışı incelenmiş ve yeni harmonik filtre yöntemleri önerilmiştir, bu çalışmaya göre harmonikli ortamda nümerik mesafe koruma rölesi 1. bölge %80'nin dışında açma yapmıştır [21].

5.4 Sistemde Bulunan Harmoniklerin Ölçü ve Koruma Devrelerine Olası Etkileri

Akım transformatörlerinin sekonderine bağlanan ekipmanlar dikkate alındığında, ölçü devresi üzerine ölçü aletleri ile sayaçların bağlandığını; koruma devresine ise koruma röleleri ile koruma vazifesini gerçekleştiren diğer elemanlar bağlandığını görmekteyiz.

Sekonder yük olarak kullanılan cihazların da, akım transformatörlerinin harmonikler nedeniyle maruz kalacakları bozulmalardan etkilenebileceği aşikârdır [3].

5.4.1 Harmoniklerin Ölçü Devresi Üzerine Etkileri

Bilindiği üzere, primerden geçen akım değeri, kullanılacak ölçü devresi üzerindeki ekipmanlar ile insan sağlığı açısından tehlikeler oluşturmaktadır. Bu nedenle, ölçü devresinde kullanılan cihazlar, hem yüksek akımdan zarar görmemeleri için ve hem de maliyetlerinin daha düşük olması nedeniyle, akım transformatörlerinin ölçü devreleri üzerinden beslenirler.

Sekonder ölçü devrelerinde kullanılan başlıca cihazlar, ölçü aletleri ile sayaçlardır.

Ölçü aletleri, başlangıçta tam sinüsoidal işaretlere göre kalibre edilirler. Gerilimin karesi ile orantılı döndürme momentine göre ölçüm yapan sayaçlarda, gerilim ve akım harmoniklerinin oluşması bazı kayıt hatalarına yol açacaktır. Şebeke frekansından başka frekanslardaki enerjileri okumak için tasarlanmayan konvansiyonel sayaçların, harmoniklerin varlığında daha yüksek değerler okuyabildikleri görülmüştür. Ancak gelişmiş elektronik sayaçlar, bozulmuş dalga şekillerini hassasiyetle okuyabilmektedirler.

Elektrik saatleri (sayaçlar) gibi indüksiyon disk aygıtları sadece temel bileşene göre çalışırlar. Diskte oluşan moment, akının ve diskte indüklenen girdap akımlarının çarpımı ile orantılıdır. Her ikisi de yüksek frekanslarda orantısız olarak azalırlar. Bu da elektrik sayacının temel frekanstan daha yüksek frekanslarda hatalı ölçme yapmasına neden olur. Harmonik distorsiyonunun oluşturduğu faz dengesizlikleri de bu elemanların hatalı çalışmalarına neden olur. Genelde önemli hataların oluşması için distorsiyon seviyesinin %20'den büyük olması gerekir [3].

5.4.2 Harmoniklerin Koruma Devresi Üzerine Etkileri

Konuyla ilgili bazı deneysel çalışmalar yapılmıştır. Yapılan deneysel bir çalışma aşağıda açıklanmıştır:

Gerçek bir akım transformatöründen elde edilen veriler kullanılarak, bir akım transformatörü modeli oluşturulmuştur. Oluşturulan akım transformatörü modelinin

sağlaması yapıldıktan sonra sinüsoidal olan ve olmayan primer akımlar karşısında performansı incelenmiştir.

Simülasyonlar için oluşturulan sinüsoidal olan ve olmayan primer akımlar, gerçek akım transformatörüne uygulanarak ölçümler yapılmış ve elde edilen veriler simülasyon sonuçları ile karşılaştırılmıştır.

Simülasyon ve testler için kullanılan akım transformatörüne ait etiket bilgileri aşağıda verilmiştir.(Çizelge 5.1)

Çizelge 5.1 Akım transformatörüne ait etiket bilgileri [3]

Çevirme Oranı	10 -5 / 5 A
Hassasiyet Sınıfı	10P
Hassasiyet Sınır Faktörü (n)	10
Yük	15 VA
Kısa Devre Akımı (I _{th})	100 x I _n (1s)
Nominal Dinamik Akımı (I _{dyn})	2,5 x I _{th}

Yapılan çalışmalar neticesinde, akım transformatörlerinin nominal frekansın (50 Hz) altındaki frekanslarda yüksek hata ile çalıştığı, ancak nominal frekansın üstündeki frekanslarda hata oranının son derece düşük olduğu görülmüştür. Ancak bu değerlendirmeler akım transformatörlerinin “ilgili standartlara uygun olarak hata sınıfları içerisinde çalışıp çalışmadığına” kanaat getirmek için kullanılamaz. Zira, TS 620 EN 600044-1’e göre tanımlanan hata sınır değerleri primer akımın sinüsoidal olduğunu varsaymaktadır. İlgili standart harmonik bileşenler içeren sinüsoidal olmayan akımları kapsamamaktadır. Ayrıca aynı standart sadece 15 Hz ile 100 Hz arasındaki frekansları içermektedir. Buna göre standartta tanımlanan frekanslar 3., 5., 7. harmonik gibi sistemde etkili olan harmonik frekanslarını içermemektedir.

Bu çalışmada yapılan deneylerde akım transformatörünün primer sargısına 2., 3., 5. ve 7. harmonik bileşenlerin frekansında ayrı ayrı sinüsoidal akımlar uygulandığında akım transformatörünün dönüştürme oranı hatasının ve faz açısı hatasının akım

transformatörünün hata sınıfına göre izin verilen sınır değerin altında olduğu görülmüştür.

Yapılan simülasyon çalışmasında ise akım transformatörünün primer sargısına 3., 5., 7. ve 9. tek harmonikler ile 2., 4., 6. ve 8. çift harmonikler ayrı ayrı sinüsoidal akımlar biçiminde ve temel bileşen ile birlikte harmoniklerden oluşan sinüsoidal olmayan akımlar biçiminde uygulandıklarında akım transformatörünün dönüştürme oranı hatasının ve faz açısı hatasının akım transformatörünün hata sınıfına göre izin verilen sınır değerin altında olduğu görülmüştür.

Üç fazlı dengeli elektrik güç sistemlerinde en yüksek genlikli harmonik akım bileşenlerinin sırasıyla 5. ve 7. harmonikler olduğu, tek fazlı sistemlerde en yüksek genlikli harmonik akım bileşenlerinin sırasıyla 3., 5. ve 7. harmonik bileşenler olduğu göz önüne alındığında; yapılan deneysel çalışmaların ve simülasyon çalışmalarının sonuçlarına dayanarak, koruma röleleri için kullanılan akım transformatörlerinin sistemde etkin olan bu harmonikler sebebiyle koruma rölelerinin hatalı çalışmasında belirgin bir etkilerinin olamayacağı, bu mertebedeki harmonik bileşenlerin akım transformatörü üzerindeki dönüştürme oranı hatasının ve faz açısı hatasının ihmal edilebilecek düzeyde olduğu yorumu yapılabilir [3].

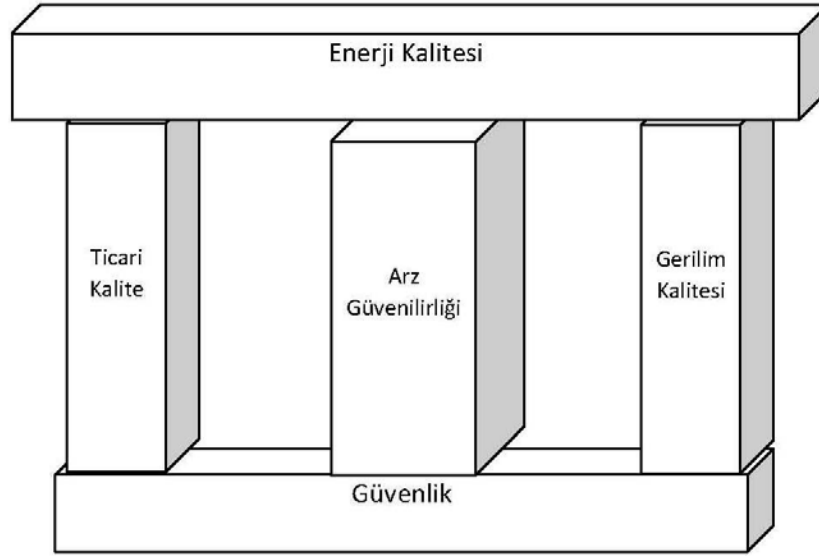
ŞEBEKELERDE OLASILIKSAL GÜVENİLİRLİK HESAPLAMASI

6.1 Giriş

Elektrik enerjisinin temini ve arzı, gelişmiş modern toplumların en temel gereksinimlerinden biridir. Özellikle, elektrik enerjisinin ekonomik yönlerinin ve sağlanan gücün kalitesinin, genel de toplum üzerinde çok büyük bir etkisi vardır. Bu sebeple; enerji kalitesi (ya da güç kalitesi), elektrik enerjisi sağlayan tesislerin ve şebekelerin planlanmasında ve işletilmesinde en önemli husustur ve bugün her zamankinden daha fazla önem arz etmektedir.

Sistematik bir perspektiften, enerji kalitesinin, tümü uygun arz güvenliğine dayalı üç önemli yönü vardır (Şekil 6.1):

- Enerji şirketleri ile müşterileri arasındaki ticari ilişkileri tanımlayan ticari kalite,
- 3 fazlı sistemlerde gerilim karakteristiklerini (şebeke frekansı, gerilim dalgalanmaları, kırpışma, gerilim düşümleri, aşırı gerilimler ve harmonikler vb.) tanımlayan gerilim kalitesi ve
- Müşteri açısından, enerjinin kullanılabilirliğini tanımlayan, yani güç kesintilerinin (gerilim düzeyinin, en azından belirli bir zaman diliminde belirli bir sınırın altına düşmesi) durumunu tanımlayan arz güvenilirliği.



Şekil 6.1 Enerji kalitesinin yönleri

Bu bağlamda arz güvenilirliği, uzun dönemde yeterli üretim kapasitesinin kullanılabilirliği ve ayrıca sistem arızaları sonrası kararlı ve sağlam bir sistem durumunun korunabileceği anlamına gelen dinamik güvenliği kapsar. Sistem güvenliğinin kritik olduğu durumların sonuçları (örn. gerilimin çökmesi sonucu oluşan gerilim kesintileri), normal olarak güç kalitesi sorunlarından çok daha ciddidir.

Buradaki “Arz güvenilirliği” teriminin elektrik mühendisliğinde kullanılan bir teknik terim olduğunu belirtmemiz gerekir. Halk arasındaki genel “güvenilirlik” terimi algılaması, bundan farklı olabilir ve genellikle bu terim müşteri mahallindeki teçhizatın veya işlemlerin doğru işleyişi, yani “süreç güvenilirliği” için kullanılır. Süreç güvenilirliği, uygulamada çok sayıda bozucu etken ve arıza ile bozulmuş olabilir ve bunlara elektrik güç beslemesinden kaynaklanan olaylar da dahildir. Ancak; tipik olarak güç beslemesi ile ilgili olayların büyük bir bölümü, teknik olarak arz güvenilirliğine değil gerilim kalitesine özgüdür ve özellikle gerilim düşümleri bunun her zamanki bir sebebidir.

- Enerji kalitesinin farklı yönleri, şüphesiz şebeke planlamasında farklı yöntemlerin kullanılmasında dikkate alınır.
- Ticari kalite, teknik bir yönü olmadığı için, burada ayrıca incelenmeyecektir.
- Enerji kalitesinin gerilim kalitesi yönü, çoğu kez karakteristik gerilim kalitesi indeksleri için belli standartlara, örn. EN 50160’a dayalıdır.

Arz güvenilirliği açısından, şebeke planlamasında enerji kalitesinin dikkate alınması daha karmaşıktır. şimdiye kadar bu, çoğu durumda örneğin bilinen (n-1) ltleri gibi deneme-yanılma, buluşsal planlama ltleri kullanılarak yapılmıştır. Böyle ölçütlerle arz güvenilirliği, enerji kalitesi için sadece dolaylı bir kısıtlama olarak kabul edilebilir, ancak miktarı belirlenemez.

Arz güvenilirliği, güç kalitesinin önemli bir yönüdür ve elektrik enerjisi sağlayan şebekelerin yapısı ve işletimi ile belirlenir. Elektrik endüstrisindeki son gelişmeler, ayrıntılı güvenilirlik analizlerine olan ilgilinin artmasına ve örneğin (n-1) ltlerinin sağladığı nitel kararlardan ziyade nicel sonuçlara olan gereksinimlere yol açmıştır.

Karar alma süreçlerine destek olmak amacıyla, mümkün olduğunca ayrıntılı bilgiler gerekir. Bu gereksinimleri karşılamak için uygun bir araç, olasılıksal güvenilirlik hesaplamasıdır. Bu yöntem, açıkça veya (n-1) analizine benzer kurallar ile tanımlanmış sabit bir liste ile değil, açık bir şekilde tüm şebeke elemanlarının rastgele kesinti olaylarını modeller ve teçhizatın devre dışı kalmasının müşterilerin beslenmesi durumları üzerindeki etkilerini değerlendirir. Olasılıksal güvenilirlik analizlerinin sonuçları, müşteri perspektifinden arz güvenilirliğini tanımlayan rastgele indekslerdir.

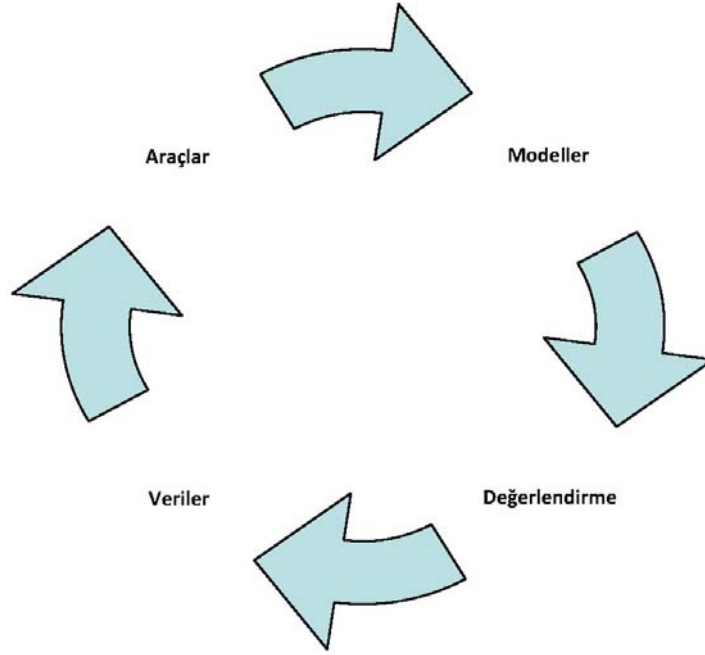
Olasılıksal güvenilirlik hesaplaması, birçok pratik uygulamalar için sınırsız kullanıma imkân sağlayan bir duruma ulaşmıştır, örneğin:

- **şebeke değişkelerinin karşılaştırılması:** şebeke planlamasında kullanılan birçok güvenilirlik ölçütü, örneğin (n-1) lt, birkaç uyumlu şebeke değişkesi arasındaki farklılıkları gösteremez. Hesaplanan nicel güvenilirlik indeksleri, şüphesiz farklı güvenilirlik düzeylerindeki tüm ayrıntıları verir.
- **Zayıf noktaların analizi:** Olasılıksal analiz, arz güvenilirliği üzerinde en büyük etkiye sahip olan teçhizat, arıza modları, olayları vb. sağlayabilir.
- **Bakım planlama / varlık yönetimi:** Olasılıksal analizin birçok uygulaması, kapsamlı varlık yönetimi ve yöntemleri için çok önemli olan değerli girişi destekleyebilir.
- **Arz güvenilirliğinin belirlenmesi/llmesi:** Bu, elbette en temel uygulamadır ancak yine de özellikle maliyet açısından nesnel rakamların sağlanması önemlidir [22].

6.2 Olasılıksal Güvenilirlik Hesaplamasının Temel Yönleri

6.2.1 Genel

Herhangi bir sistematik teknik yöntemde olduğu gibi, olasılıksal güvenilirlik analizi de farklı yönleri kapsar (Şekil 6.2):



Şekil 6.2 Güç sistemi güvenilirlik analizinin yönleri

Modeller: İncelenen sistem, olasılıksal güvenilirlik analizi için uygun bir modelde tanımlanmalıdır. Elektriksel bakış açısından, genel bir yük akışı modeli, aynı zamanda güvenilirlik analizleri için yeterlidir. Ancak elemanların rastgele kesinti performansı için, özel olasılıksal modeller uygulanmalıdır. Ayrıca anahtarlama olasılıklarının ve güç kesintilerinde enerjinin yeniden sağlanması için alınabilecek diğer önlemlerin modellenmesi de kritik bir yöndür.

Güvenilirlik analizleri karmaşık olduğu ve hesaba dayalı kapsamlı işlemleri gerektirdiği için, belirli sorunlara ilişkin incelenmekte olan sistem için uygun sınırların bulunması önemlidir. Tipik olarak üretimden dağıtımın tüm elektrik şebekesini tek bir analizde ele almak makul olmaz, zaten uygulanması da mümkün değildir.

Veriler: Herhangi bir model, yeterli kalitede ve uygun çaba ile sağlanması gereken ilgili giriş verileri olmaksızın hiçbir işe yaramaz. Elektriksel veriler için bu standart bir mesele olmasına karşın, elemanların kesinti performansını tanımlayan olasılıksal verilerin toplanması çoğu kez oldukça zordur.

Araçlar: Uygun giriş verileri ile parametrelendirilen modeller kullanılarak, gerekli olasılıksal güvenilirlik indekslerinin hesaplanması için uygun araçların sağlanması gerekir.

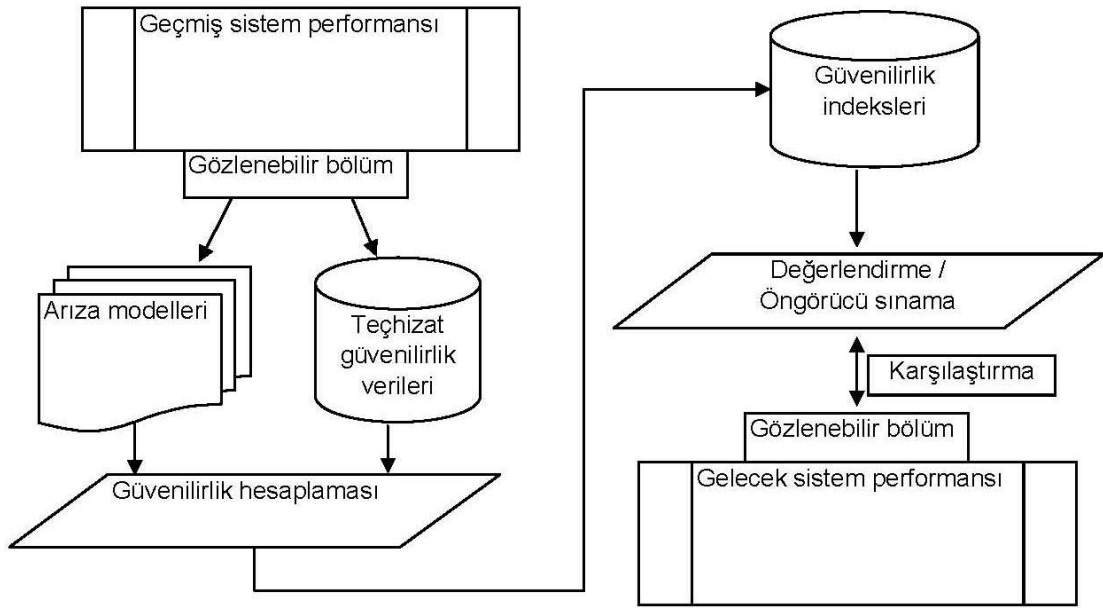
Değerlendirme: Güvenilirlik hesaplama araçları ile hesaplanan olasılıksal indeksler, sonsuz bir zaman dilimine yayılan değerlerdir. Bu, pratik gözlemlerin, özel koşullar altında sadece birkaç yıla ait istatistik bilgilerin bile, hesap sonuçlarının kalitesini belirlemeye yarayacağı anlamına gelir. Uygulamalı işlemlerden elde edilen istatistiksel indeksler, tipik olarak, hesaplanan olasılıksal indekslerden farklı olacaktır. Bu durum, öngörücü belirsizlik olarak bilinir. Bu öngörücü belirsizlik için sebepler, tabii ki hesaplamada kullanılan modellerin, verilerin ve araçların yaklaşımlarından, sadeleştirmelerinden veya tam olmayışlarından/doğru olmamalarından kaynaklanan hataları kapsar. Ancak hesaplama sisteminde bariz hatalar olmadığı sürece öngörücü belirsizlik için bunlardan çok daha önemli bir sebep, güç kesintilerinin sadece çok nadir olan olaylar olması gerçeğidir ve bu yüzden öngörücü belirsizlik, matematiksel tanımlamaya özgü bir özelliktir.

Güvenilirlik indekslerinin değerlendirilmesine ilişkin diğer bir karmaşıklık düzeyi, güvenilirliğin farklı ve bağımsız yönlerden arz kesintilerinin sıklığı, süresi ve büyüklüğü yönlerinden oluşmuş olması gerçeğidir. Dolayısıyla, tüm resmi verebilen tek bir güvenilirlik indeksi yoktur. Bunun yerine, ayrı yönlere veya kombinasyonlara odaklanan çeşitli farklı indeksler mevcuttur. Bu yüzden, değerlendirmede belirli görevleri çözmek üzere daha ileri analiz için doğru indekslerin seçilmesi de önemlidir.

Bu dört yön, olasılıksal güvenilirlik analizinin, yük akışı ve kısa devre hesaplamaları gibi belirlenimci yöntemlerden çok daha karmaşık bir görev olduğunu açıkça göstermektedir [22].

6.2.2 Sıralama

Bir olasılıksal güvenilirlik analizinin akış çizelgesi, Şekil 6.3'te verilmiştir. Geçmiş performans gözlemlerinden, teçhizat kesintileri için bir takım arıza modelleri ve bunlara ait giriş verileri uygun güç kesintisi istatistiklerinden elde edilir. Gerçek hesaplama bölümünde, rastgele yöntemler kullanılarak ilgili beklenmedik durumlar (arıza kombinasyonları olarak da bilinir) oluşturulur. Daha sonra, bu beklenmedik durumların müşteriye enerji sağlamadaki etkileri analiz edilir. Güç kesintileri durumunda, müşterilerin tümüne güç yeniden sağlanıncaya veya arıza kombinasyonunun geçici süresi doluncaya kadarki tüm olay sırası da modellenir. Sonunda, arıza kombinasyonları için indeksler kullanarak, tüm sistem ve her bir müşteri için olasılıksal güvenilirlik indeksleri hesaplanır [22].



Şekil 6.3 Bir olasılıksal güvenilirlik analizinin akış çizelgesi

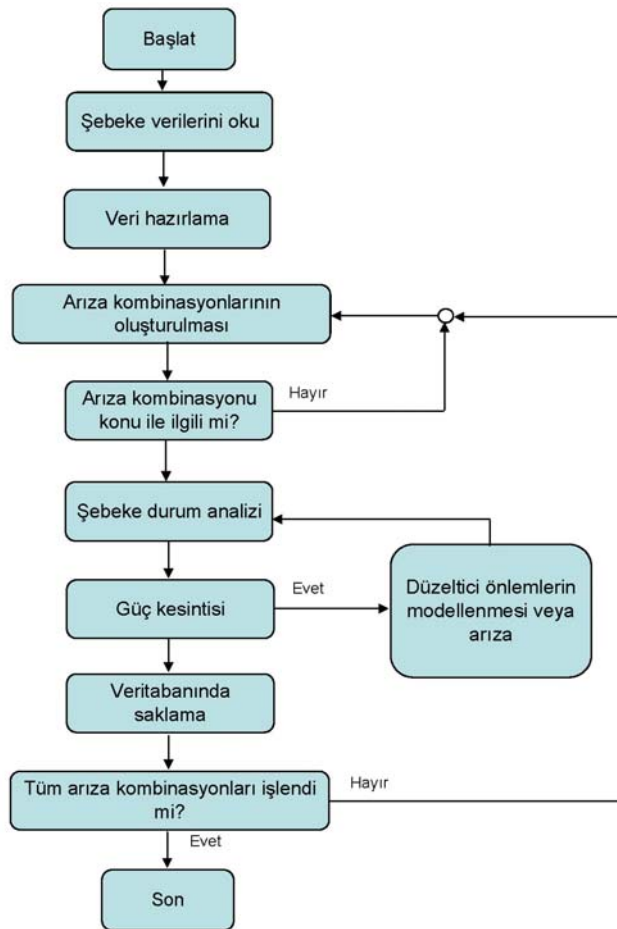
6.3 PSS Sincal Olasılıksal Güvenilirlik Hesaplama Modülü

PSS™SINCAL olasılıksal güvenilirlik hesaplama modülü, 80'lerden sonra Darmstadt, Saarbrücken ve Siegen üniversiteleri ve Mannheim'deki FGH (Forschungsgemeinschaft für Elektrische Anlagen und Stromwirtschaft e.V.) araştırma enstitüsü tarafından geliştirilmiş olan ZUBER yazılım aracıdır. ZUBER aracı ve PSS™SINCAL güvenilirlik modülü, uygulamalı işlemlerde yıllarca başarıyla uygulanmaktadır [22].

6.4 Algoritmanın Özeti

PSS™SINCAL olasılıksal güvenilirlik hesaplama modülü, yukarıda sunulan güvenilirlik analizlerinin genel akış çizelgesini izler. Modül, iki ayrı parçadan oluşur:

- Güvenilirlik hesaplaması parçası, kesinti sonrası enerjinin yeniden sağlanmasının modellenmesi de dahil olmak üzere ilgili beklenmedik durumların oluşturulmasını ve analizini gerçekleştirir. Bu parçanın sonuçları, bu beklenmedik durumlar için indekslerdir (örn. rastlanma sıklığı, ortalama süre) (Şekil 6.4).
- Güvenilirlik analizi parçası, şebekenin ve her bir bireysel müşterinin nihai güvenilirlik indekslerinin değerlendirilmesi için hesaplama parçası tarafından belirlenen durum indekslerini kullanır. Birkaç farklı analiz söz konusu olabilir. Böylece, her değerlendirme için analiz parçalarının ayrı yürütülmesi, işlemleri zaman alan hesaplama parçasının yeniden yürütülmesinden çok daha etkilidir.



Şekil 6.4 Hesaplama parçasının akış çizelgesi

İlk olarak, gerekli giriş verileri okunur ve hesaba dayalı model içinde derlenir. Giriş verileri, şebekenin ve şebeke elemanlarının standart topolojik ve elektriksel verilerinden oluşur ve yük akışı ve kısa devre hesaplamaları için de kullanılır. Ek olarak; giriş verileri koruma sistemi hakkında temel bilgileri (koruma rölelerinin yerleri ve tipleri vb) içerir.

Ayrıca, hesaplama parçası şebeke elemanlarının kesinti performanslarını tanımlayan rastgele verileri de kapsar. Güvenilirlik hesaplamasındaki elemanlar olarak, baralar, hatlar, transformatörler ve fiderlerin tümü hesaba katılır. Bu eleman güvenilirlik verileri, yazılımda gerçekleştirilen arıza modelleri (örneğin bağımsız tek arıza, ortak mod arızası, koruma rölesinin hatalı çalışması vb.) ile yakından ilgilidir. PSS™SINCAL ve başka birkaç araç, ulusal güç şebekesindeki güç kesintilerinin istatistiklerinden elde edilen modelleri kullanır. Bu istatistik, Alman şebekelerine benzer bir güvenilirlik performansına sahip şebekelere uyan ilgili eleman güvenilirlik verileri de sağlayabilir. Diğer şebekeler için, eleman güvenilirlik verileri, uygun güç kesintisi istatistiklerinden elde edilmelidir. Son olarak; giriş verileri, anahtarlama işlemleri olasılıkları, zaman gereksinimleri ve güç kesintisine uğrayan müşterilerin enerjilerinin yeniden sağlanması için mevcut diğer yöntemlere ilişkin birkaç önemli veri içerir.

Olasılıksal güvenilirlik hesaplamasının ana amacı, ilgili arıza kombinasyonlarının (beklenmedik durumların) oluşturulmasıdır. PSS™SINCAL modülü, arıza birleşimlerinin kombinasyonlarının oluşturulması için türdeş bir Markov yaklaşımı kullanır. Elemanların arıza olasılığının zamana göre üstel biçimde dağıldığını varsayar. Dolayısıyla, belirli bir zaman aralığındaki arıza olasılığı, mutlak zaman noktasına veya elemanın önceki geçmişine bağlı değildir. Böylece, bir eleman arızası sıklığı, Poisson dağılımı olarak varsayılır. Her bir arıza kombinasyonu için durum indeksleri, ilgili elemanın güvenilirlik verilerinden hesaplanır.

Olası kombinasyonların sayısı şebeke elemanlarının sayısı ile üstel olarak arttığı için, analiz edilecek arıza kombinasyon sayısı sınırlandırılmalıdır. Bu arıza kombinasyonlarının minimum olasılığı ya da mertebesi (eleman sayısı) için sınırlar ayarlanarak yapılabilir.

Oluşturulan arıza kombinasyonları, daha sonra şebekedeki müşterilere enerji arzı durumlarına etkileri yönünden analiz edilir. Bu analiz esasında, farklı algoritmalar kullanılarak yapılabilen bir yük akışı hesaplamasıdır.

Olasılıksal güvenilirlik hesaplamasının ikinci ana noktası, tüm müşterilerin enerjisi yeniden sağlanıncaya veya güç kesintileri sonrası ilgili tüm elemanların geçici çalışmadığı sürelerinin dolmasına kadar ki tüm sürecin modellenmesidir. Bu süreç, zamana göre sıralanmış olarak modellenir. İlgili indeksler, sonraki değerlendirmeler için bir veritabanında saklanır. Tipik önlemler, örneğin şunları içerir:

- Normal işletme durumunda devre dışı bırakılan devrelerin bağlanması,
- Bitişik sistem bölümlerinin birbirine bağlanması,
- Normal işletme durumunda ayırık olan baraların veya bara bölümlerinin birbirine bağlanması,
- Bara aktarma,
- Yükün yer değiştirmesi.

Hesaplama parçası tarafından oluşturulan bu veritabanı kullanılarak, birkaç farklı değerlendirme yapılabilir, örn. her bir müşteri ve tüm sistem için güvenilirlik indeksleri hesaplanabilir. Ayrıca; tek bir arıza kombinasyonu sırası için ayrıntılı bir liste seçilip çıkarılabilir. Beklenmedik durum verileri değişik değerlendirmeleri, sistemin güvenilirlik düzeyinin geneli ve özellikle bireysel yönlerinin ayrıntılı analizi için önemli bir yardımdır [22].

TÜRKİYE’DEKİ TEİAŞ ŞALT MERKEZLERİ ve GÜVENİLİRLİK ANALİZİNİN UYGULANMASI

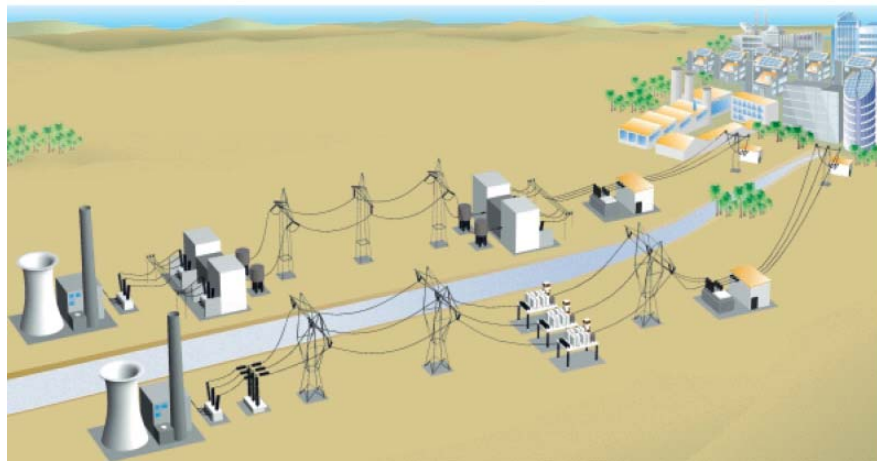
7.1 Giriş

Ülkemizde, elektrik enerjisi hidroelektrik, termik ve rüzgâr santrallerinde üretilmektedir. Üretilen bu elektrik enerjisinin gerilim seviyesi santral çıkışında bulunan şalt merkezlerindeki transformatörler yardımıyla 154 kV veya 380 kV seviyelerine yükseltilerek havai enerji iletim hatları ile şehir merkezlerine taşınmaktadır. Yine şehirlerde 154 kV veya 380 kV şalt merkezlerinde transformatörler yardımıyla 380/154 kV, 154/34,5 kV, 380/34,5 kV dönüştürme oranları ile farklı gerilim seviyelerinde kullanılmaktadır.

Ülkemizde yaygın olarak 154 kV şalt merkezleri bulunmakla beraber son yıllarda gerek ülkemizde enerji talebinin artması gerekse dünyada iletim seviyesi geriliminin kV seviyesinden MV seviyelerine ulaşmasıyla birlikte yeni yapılan şalt merkezleri 380 kV seviyelerinde Dünya Bankası kredisiyle yapılmaktadır. Ayrıca son yıllarda ülkemizde enerji yatırımlarının artmasıyla elektrik üreticisi firmaların yaptığı santrallerin yükseltici şalt merkezleri tesis tamamlandıktan sonra TEİAŞ’a işletme için devredilmektedir. Türkiye’de bulunan yüksek gerilim şalt merkezlerinin çok büyük kısmı açık şalt merkezi olarak bulunmaktadır. Bu merkezlerde bulunan tüm primer ekipmanlar (kesici, ayırıcı, topraklama ayırıcısı, akım-gerilim transformatörleri, baralar...v.s) adından da anlaşılacağı gibi açık alanda, tüm doğa koşullarına maruz kalacak şekilde bulunmaktadır. Bu şalt merkezleri çok büyük alanlar kaplamaktadır. Son yıllarda

özellikle İstanbul gibi büyük şehirlerde yer sorunu bulunması, bulunan yerinde pahalı olması gibi nedenlerden dolayı gaz izoleli şalt merkezleri de yapılmaya başlanmıştır. 2006 yılında faaliyete geçmiş ve Türkiye'nin ilk 380 kV gaz izoleli şalt merkezi olma özelliği taşıyan Zekariyaköy ve Davutpaşa 380 kV şalt merkezleri örnek verilebilir. Gaz izoleli şalt merkezlerinin ilk yatırım maliyeti açık şalt merkezlerine göre daha pahalı olduğundan açık şalt merkezleri ülkemizde hala geçerliliğini korumaktadır. Fakat bir noktaya dikkat edilmelidir, 380 kV açık şalt merkezinin kapladığı alanla 380 kV gaz izoleli şalt merkezinin kapladığı alan arasında büyük bir fark vardır İstanbul gibi alanın çok değerli ve pahalı olduğu bir şehirde bu analizin iyi yapılması gerekmektedir. Bir çalışmada yedi fiderli 154 kV açık şalt merkezi ile gaz izoleli şalt merkezinin kapladığı alan karşılaştırılmış, açık şalt merkezi 4250 m² gaz izoleli ise sadece 56 m² alan kaplamıştır. Günümüzde açık şalt merkezleri ile gaz izoleli şalt merkezleri arasındaki fiyat farkı %25'lere kadar düşmüştür. Bunun yanında gaz izoleli şalt merkezlerinde, primer ekipmanlar gaz izoleli muhafazalar içinde bulunduğundan atmosferik etkilerden ve diğer fazlardan etkilenme olasılığı düşük olduğundan sistem güvenilirliği açısından da avantaj sağlamaktadır.

Türkiye elektrik iletim sistemi TEİAŞ tarafından 22 bölgeye ayrılmış olup her bölge 154, 380 kV olmak üzere birçok şalt merkezinden oluşmaktadır [23]. Çizelge 7.1'de Türkiye'deki bölgeler ve bu bölgelerin sahip olduğu hat uzunluğu verilmiştir.



Şekil 7.1 Santralden tüketiciye enerjinin iletimi ve dağıtımı

Çizelge 7.1 Türkiye’deki TEİAŞ bölgeleri ve hat uzunlukları [23]

Bölge	İl	Hat uzunluğu (Km)
1	İstanbul/Avrupa	1214,980
2	Bursa	3080,347
3	İzmir	2136,028
4	İstanbul/Anadolu	733,006
5	Adapazarı	3029,787
6	Kütahya	2072,188
7	Isparta	1268,745
8	Ankara	2896,743
9	Konya	2347,435
10	Samsun	3000,248
11	Kayseri	4488,591
12	Gaziantep	4298,236
13	Elazığ	2842,579
14	Trabzon	1967,528
15	Erzurum	1842,657
16	Batman	2242,335
17	Van	1580,491
18	Adana	3871,216
19	Antalya	1353,734
20	Edirne	1711,429
21	Denizli	2445,431
22	Kastamonu	1027,396

Söz konusu bölgelerde bulunan şalt merkezleri büyük çoğunluğu havai hat olmak üzere ve kablo hat fiderleri ile birbirine bağlanmaktadır. TEİAŞ 2009 yılı verilerine göre Türkiye’de 157 adet 380 kV ve 1086 adet 154 kV hat fideri bulunmaktadır.

Havai enerji iletim hatları ile taşınan elektrik enerjisi şehir merkezlerinde 154 veya 380 kV şalt merkezine ulaşır, bu merkezler en az iki farklı merkezden gelen iki havai hat ile beslenmektedir. Son yıllarda yapılan TEİAŞ şalt merkezleri çift bara, çift bara-transfer, tek bara-transfer, tek bara sisteminde yapılmıştır. Çift bara sisteminde yapılmasının nedeni bir barada arıza olduğunda diğer baradan yükleri kesintisiz olarak beslemektir. Transfer de ise amaç herhangi bir fiderin kesicisinde bir arıza oluşmuşsa bu fideri transfer kesicisine yönlendirerek enerjinin sürekliliğini sağlamaktır. Bu arada arızalı kesicide bakım yapılması mümkün olurken ilgili fider de kullanımda olur. Sistemde bir adet transfer kesicisi bulunmaktadır aynı anda iki fider için kullanılması mümkün değildir.

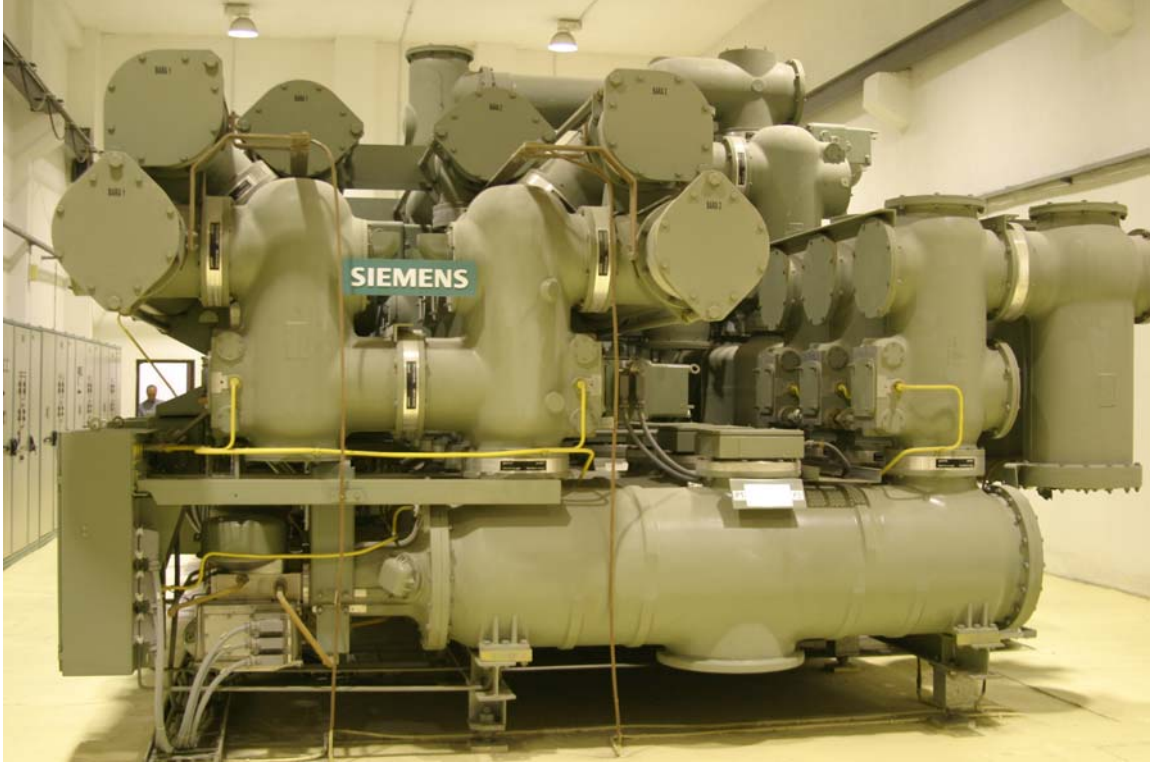
380 kV şalt merkezlerinde gerilim, transformatörler yardımı ile genellikle 154 kV seviyesine düşürülür ve aynı merkezde bulunan 154 kV şalt merkezi beslenir. Bunun nedeni şehir içinde bulunan diğer merkezlere ve güç ihtiyacı yüksek olan abonelere (fabrika, organize sanayi bölgeleri...vs) enerjinin 154 kV gerilim seviyesinde iletilmesidir. 154 kV şalt merkezi de transformatör yardımı ile gerilimi 34,5 kV seviyesine indirir. Bu gerilim ile şehir içinde bulunan bölgeler, binaları besleyen sokaklarda bulunan 34,5/0,4 kV transformatörler beslenmektedir. Duruma göre 380 kV merkezdeki indirici transformatör gerilimi doğrudan 34,5 kV seviyesine indirerek ilgili merkezlere enerji dağıtılabilir örneğin 2008 yılında faaliyete geçmiş Beykoz 380/34,5 kV gaz izoleli şalt merkezi bu şekildedir. Şekil 7.2 ve 7.3’de 380 kV Atışalanı açık şalt merkezi, Şekil 7.4, 7.5’te 154 kV Levent gaz izoleli şalt merkezi ve Şekil 7.6’da da 380 kV Zekeriyaköy gaz izoleli şalt merkezi gösterilmiştir.



Şekil 7.2 380 kV Atışalanı açık şalt merkezi



Şekil 7.3 380 kV Atışalanı açık şalt merkezi



Şekil 7.4 154 kV Levent gaz izoleli şalt merkezi



Şekil 7.5 154 kV Levent gaz izoleli şalt merkezi



Şekil 7.6 380 kV Zekeriyaköy gaz izoleli şalt merkezi

Daha öncede belirtildiği gibi açık şalt merkezlerinde bulunan elektriksel primer ekipmanlar (kesici, ayırıcı, topraklama ayırıcısı, akım-gerilim transformatörleri...v.s) şalt merkezinde açık alanda bulunmaktadır. Söz konusu bu cihazların kumandası şalt merkezinde bulunan kumanda binasından yapılmaktadır. Kumanda binasında gerilim seviyelerine göre kumanda panosu, röle (koruma) panosu, AC-DC dağıtım panosu, skada izleme panosu bulunmaktadır.

Kumanda panosundan her fiderin kesici, ayırıcı, topraklama ayırıcısı gibi ekipmanların manevrası konum anahtarları ile yapılır. Kumanda panosunda ayrıca ölçü cihazları (ampermetre, voltmetre, wattmetre, varmetre...) bulunur. Ayrıca her fider için arıza, açma ve alarmları gözleyebildiğimiz ışıklı ihbar tablosu bulunmaktadır. 380 kV fiderlerde her kumanda panosunda iki adet fider bulunmaktadır. Panoda her fiderin ekipmanları ayrı ayrı tesis edilmektedir. 154 kV fiderlerde de durum aynıdır her panoda iki fider bulunmaktadır. 34,5 kV fiderlerde ise durum farklıdır her panoda 4 veya 5 adet

fider bulunabilir. Şekil 7.7’de 380 kV çift bara transfer kumanda panosu, Şekil 7.8’de 154 kV çift bara kumanda panosu ve Şekil 7.9’da da 34.5 kV çift bara transfer kumanda panosu gösterilmiştir. Bu fotoğraflar incelediğinde kumanda panolarındaki tek hatları gösteren mimiklerin farklı renkte olduğuna dikkat edilmelidir, TEİAŞ standartlarına göre 380 kV için siyah, 154 kV için kırmızı ve 34,5 kV için mavi renkte mimik kullanılmaktadır.



Şekil 7.7 380 kV kumanda panosu



Şekil 7.8 154 kV kumanda panosu



Şekil 7.9 34,5 kV kumanda panosu

Röle panosunda ise fideri çeşitli arızalara karşı koruyan koruma röleleri (mesafe, aşırı akım, toprak kaçağı, transformatör diferansiyel...vs.), koruma rölelerini test etmeye yarayan test blokları, açma röleleri bulunur. Koruma röleleri herhangi bir arıza tespit

ettiğinde kontağı vasıtasıyla kesicinin açma bobinine sinyal göndererek arızanın temizlenmesi sağlanır. 380 kV fiderlerde röle panoları her fider için 2 adet röle panosundan oluşmaktadır. 1. panoda ana koruma röleleri 2. panoda ise yedek koruma röleleri bulunur. 154 kV fiderlerde ise 2 fiderin koruma röleleri 1 panoda bulunur bazen işletmeler her bir fider için bir pano da istemektedir. 34,5 kV fiderlerin de röle panosu önlü arkalıdır ve genellikle 1 panoda 3 fiderin koruma röleleri bulunur. Son yıllarda orta gerilim hücreleri açık hücre yerine metal muhafazalı hücreler şeklinde yapıldığından sistemin koruma röleleri, röle panosu yerine orta gerilim hücresinin alçak gerilim dolabında tesis edilebilmektedir. Şekil 7.10'da 380 kV röle panosu, Şekil 7.11 ve 7.12'de 154 kV röle panosu, Şekil 7.13'de ise 34,5 kV röle panosu gösterilmiştir.



Şekil 7.10 380 kV röle panosu



Şekil 7.11 154 kV eski tip röle panosu



Şekil 7.12 154 kV yeni tip röle panosu



Şekil 7.13 34,5 kV röle panosu

380 kV şalt merkezinde röle panolarını ve kumanda panolarını besleyen AC ve DC dağıtım panoları da farklı iki kaynaktan beslenmek koşuluyla 2'şer adettir.

380 kV şalt merkezlerinde kullanılan 380 kV kesiciler SF6 gazlı kesicilerdir. Bu kesicilerde 2 adet açma bobini ve 1 adet kapama bobini vardır, 2 adet açma bobini olmasının sebebi güvenlik içindir. 380 kV gerilim seviyesinde kullanılan, korunan cihazlar çok pahalı olduğundan gerek güvenilirlik gerekse güvenlik için bu açma bobinlerini enerjilendirecek 110V DC gerilim bile ayrı ayrı kaynaklardan beslenmektedir. 154 kV kesiciler de SF6 gazlı ve 2 adet açma bobinine sahiptir. 34,5 kV seviyesinde kullanılan kesicilerde ise tek açma bobini vardır.

7.2 Genel Olarak Hat Koruma

7.2.1 Havai Hatlar

Havai hatlar açık havada bulunduğu için geçici arızalara maruz kalabilirler. Örneğin enerji iletim hatlarına kuş sürüsü çarpması, ağaç dalı çarpması, yıldırım düşmesi...vs. Bu gibi durumlarda arıza kendiliğinden yok olabilir işte bu yüzden havai hat fiderlerinde tek fazlı çalışabilen otomatik tekrar kapamalı mesafe röleleri ve yine tek fazlı çalışabilen kesiciler kullanılır. Örneğin mesafe rölesi R fazında bir arıza tespit etsin; röle kesicinin R fazına açma gönderir ve kesiciyi açar bir süre bekledikten sonra kesicinin R fazını arıza üzerine tekrar kapatır ölçümlerini yapar eğer bir arıza görmemişse bir şey yapmaz fakat arıza devam ediyorsa kesicinin her üç fazını da açtırır. Mesafe korumada bir diğer konu da karşı merkezlerle haberleşmedir. Mesafe röleleri 100 km'ye kadar fiber optik arabirimler ile daha uzun mesafelerde ise P.L.C (Power Line Carrier) daha yaygın ismiyle Kuranportör cihazı ile karşı merkezlerle haberleşme halindedir. Açma sinyali alma-gönderme, kilitleme gibi sinyalleri almak göndermek için bu arabirimleri kullanılır. Ülkemizde 380 kV, 154 kV, 34,5 kV seviyeleri için hat koruması farklıdır. 380 kV havai hat korumada ülkemizde ana koruma olarak farklı tipte iki adet mesafe koruma rölesi kullanılmaktadır. Bu rölelerden biri yönlü kilitleme diğeri ise müsaadeli aşırı menzil karşıdan açtırma düzeni ile çalışmaktadır. Bunun yanında artçı (back-up) koruma olarak ta yönlü aşırı akım-toprak koruma rölesi tesis edilmektedir. Ayrıca eğer hat uzunluğu 100 km ve üzerinde ise bir adet aşırı gerilim koruma rölesi ayrı olarak kullanılmaktadır. Karşı merkezler ile haberleşme için iki adet P.L.C ekipmanı veya duruma göre iki adet fiber optik haberleşme kullanılabilmektedir. 154 kV havai hat korumada ise ana koruma olarak bir adet mesafe koruma rölesi kullanılır bunun yanında artçı (back-up) koruma olarak ta aşırı akım-toprak koruma rölesi eğer enerji üretim tesisi ise röle yönlü olarak tesis edilmektedir. Ayrıca eğer hat uzunluğu 100 km ve üzerinde ise yine bir adet aşırı gerilim koruma rölesi ayrı olarak kullanılmaktadır. Karşı merkezler ile haberleşme için bir adet P.L.C ekipmanı veya duruma göre bir adet fiber optik haberleşme kullanılabilmektedir. 34,5 kV seviyesinde ise hat koruma için sadece aşırı akım-toprak koruma rölesi kullanılmaktadır.

7.2.2 Kablo Hatları

Ülkemizde kablo hat fiderleri yaygın olmamakla beraber özellikle son yıllarda İstanbul'da 380 kV ve 154 kV seviyelerinde kablo fiderleri de tesis edilmeye başlanmıştır. Kablo fiderlerinin koruma prensibi havai hattan farklıdır örneğin kablo fiderlerinde oluşabilecek her arıza, kalıcı arıza kabul edildiğinden ve kablo izolasyonuna zarar gelme olasılığından dolayı tekrar kapama yoktur. Bu sebepten de havai hatlardan farklı olarak 3 fazlı çalışan kesiciler kullanılır. 380 kV kablo hat korumada ülkemizde ana koruma olarak bir adet kablo diferansiyel koruma rölesi bir adet te tekrar kapamasız mesafe koruma rölesi kullanılmaktadır bunun yanında artçı (back-up) koruma olarak ta yönlü aşırı akım-toprak koruma rölesi tesis edilmektedir. Diferansiyel koruma rölelerinin karşı merkez ile akım bilgisi alışverişi genel olarak fiber optik arabirim ile bazı durumlarda ise pilot wire ile olabilmektedir. Pilot wire sistemi fiber optik iletişimden daha ekonomik olmakla beraber 15 km'ye kadar kısa mesafeler için tercih edilebilir zira fiber optik sistemde bu iletişim 100 km'ye kadar mümkündür. Mesafe korumada ise yine P.L.C. ekipmanı veya fiber optik haberleşme kullanılmaktadır. 154 kV kablo hat korumada ise ana koruma olarak bir adet kablo diferansiyel koruma rölesi kullanılır bunun yanında artçı (back-up) koruma olarak ta aşırı akım-toprak koruma rölesi yine eğer enerji üretim tesisi ise röle yönlü olarak tesis edilmektedir. Diferansiyel koruma rölelerinin karşı merkez ile akım bilgisi alışverişi yine genel olarak fiber optik arabirim ile bazı durumlarda ise pilot wire ile olabilmektedir. Mesafe korumada ise yine P.L.C. ekipmanı veya fiber optik haberleşme kullanılmaktadır. 34,5 kV seviyesinde ise kablo hat koruma için sadece aşırı akım-toprak koruma rölesi kullanılmaktadır yaygın olmamakla beraber bazen işletmeler kablo diferansiyel koruma rölesi de isteyebilmektedir.

7.2.3 Komposit Hatlar

Yine dünya literatüründe bulunan yüksek gerilim seviyesinde komposit hat denilen, hattın kablo ile başlayıp havai hat ile devam etmesi ya da tam tersi havai hat ile başlayıp kablo ile devam etmesi durumunda hat hem mesafe hem de kablo diferansiyel koruma röleleri ile korunmaktadır.

7.3 Mesafe Koruma Rölelerinin Telekoruma Düzenlerine Göre Çalışma Örnekleri

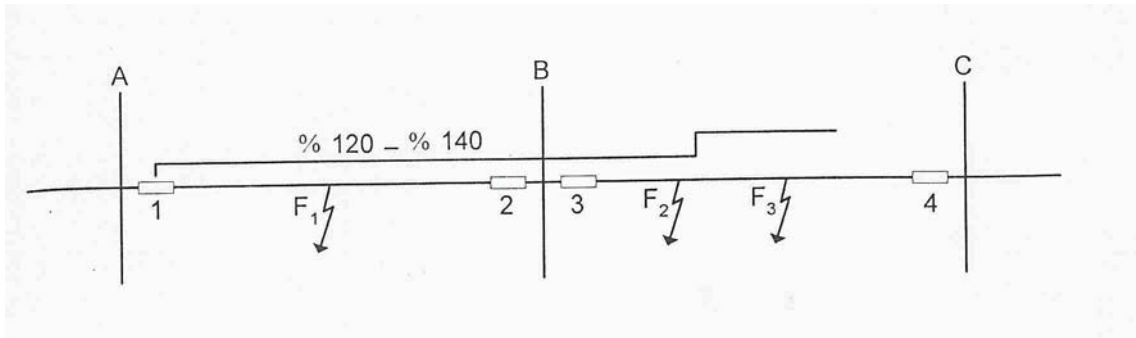
7.3.1 Yönlü Kilitleme Düzeni

Şekil 7.14'teki sistemde kullanılan mesafe koruma röleleri yönlü kilitleme sistemi ile çalışmaktadır. Rölenin Z1B aşırı menzil kademesi %120-140'a ayarlanmaktadır. (Türkiye'de %120'e ayarlanır) 1. kademe %85, 2. kademe %120, 3. kademe %185'e ayarlanır.

1. F_1 'deki arızada 1 ve 2 nolu röleler arızayı 1. kademe zaman gecikmesiz olarak açarlar.

2. F_2 'deki arızada 3 ve 4 nolu röleler arızayı 1. kademe zaman gecikmesiz olarak açarlar. Burada 1 rölesi de arızayı Z1B aşırı menzilden ve 2 rölesi de arızayı geri yönde görür. Fakat 2 rölesi arıza geri yönde olduğu için 1 rölesine kilitleme sinyali göndererek açmasını önler. Kilitleme sinyali alan 1 rölesi, arızanın hala geçmemesi durumunda 2. kademedan zaman gecikmeli olarak açar.

3. F_3 'deki arızada 3 ve 4 nolu röleler arızayı 1. kademe zaman gecikmesiz olarak açarlar. 3 nolu rölenin açmaması durumunda 1 rölesi 3. kademe açar.



Şekil 7.14 Yönlü kilitleme düzeni örneği [24]

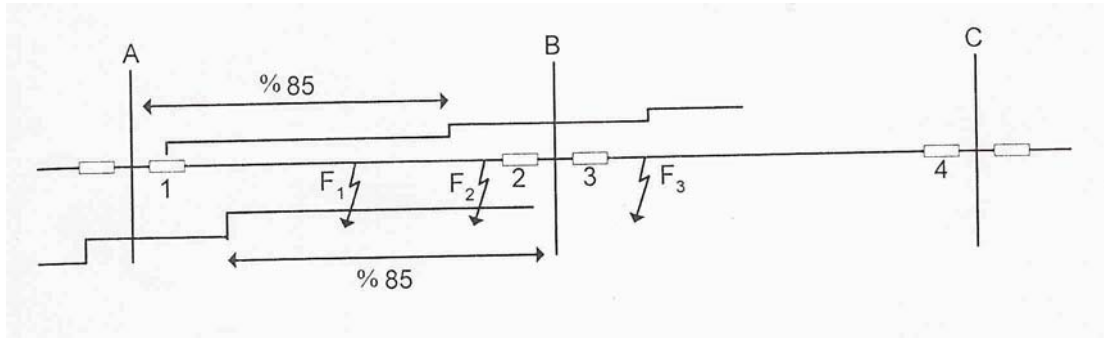
7.3.2 Müsaadeli Aşırı Menzil Karşidan Açtırma Düzeni

Şekil 7.15'deki sistemde kullanılan mesafe koruma röleleri müsaadeli aşırı menzil karşıdan açtırma sistemi ile çalışmaktadır. Rölenin Z1B aşırı menzil kademesi %120'e ayarlanmaktadır. 1. kademe %85, 2. kademe %120, 3. kademe %185'e ayarlanır.

1. F_1 'deki arızada 1 ve 2 nolu röleler arızayı müsaade sinyalinden bağımsız 1. kademe zaman gecikmesiz olarak açarlar.

2. F_2' 'deki arızada 2 nolu röle arızayı 1. kademede zaman gecikmesiz olarak açar ve karşı merkeze 1 nolu röleye müsaade sinyali gönderir, 1 nolu röle arızayı Z1B aşırı menzilden görür ve karşı merkezden müsaade sinyali aldığı için 1. kademede T_s zaman gecikmesiyle (müsaade sinyali için beklediği süre) açar.

3. F_3' 'deki arızada 3 nolu röle arızayı 1. kademede zaman gecikmesiz olarak açar ve karşı merkeze 4 nolu röleye müsaade sinyali gönderir, 4 nolu röle arızayı Z1B aşırı menzilden görür ve karşı merkezden müsaade sinyali aldığı için 1. kademede T_s zaman gecikmesiyle (müsaade sinyali için beklediği süre) açar. F_3' 'deki arızayı 1 nolu röle de yine Z1B kademesiyle görür fakat 2 nolu röle arızayı geri yönde olduğu için göremez ve müsaade sinyalini 1 nolu röleye gönderemez eğer arıza temizlenmezse 1 nolu röle tarafından 2. kademede zaman gecikmesiyle temizlenir.



Şekil 7.15 Müsaadeli aşırı menzil karşıdan açtırma örneği [24]

7.4 Havai Hattan Beslenen Bir Baranın Hata Ağacıyla Güvenilirlik Modeli

Şekil 7.16 havai hattan beslenen bir baraya ait hata ağacını göstermektedir. Bu ağaca göre B barasının besleme güvenirliliği birçok faktörden oluşmaktadır:

a) Gerilim transformatörünün arızalanması, hattın her iki ucunda olabilir. Gerilim transformatörünün arızasının tespiti için hattın enerjisinin kesilmesi ve primer test yapılması gerekmektedir. Mesafe koruma empedans hesaplamalarında gerilim transformatörü gereklidir. Bu yüzden söz konusu arıza mesafe koruma rölesinin performansını da şüphesiz etkileyecektir.

b) Akım transformatörünün arızalanması, hattın her iki ucunda olabilir. Akım transformatörü arızasının tespiti için hattın enerjisinin kesilmesi ve primer test yapılması gerekmektedir. Mesafe koruma empedans hesaplamalarında akım

transformatörü gereklidir. Bu yüzden söz konusu arıza mesafe koruma rölesinin performansını da şüphesiz etkileyecektir.

c) Manevra hatası, adından da anlaşılacağı gibi operatörün yanlış bir manevra yapması üzerine oluşabilir; arıza üzerine kapama, bazı durumlarda kesiciden önce açma kapama...vs. Hattın her iki ucunda olabilir.

d) Ayırıcı arızası, manevra hatası sonucu ayırıcının hasar görmesi, üretim hatası, motorunda veya el tahrikinde mekanik arıza. Hattın her iki ucunda olabilir.

e) Bara arızası, barada bir kısa devre olması durumunda oluşabilir. Zamanında müdale edilmezse kısa devrenin oluşturduğu termik ve mekanik zorlanmadan bara tahrip olabilir. Her iki barada olabilir.

f) Kesici arızası, üretim hatası, motorunda veya el tahrikinde mekanik arıza, AC/DC beslemenin kaybedilmesi, SF6 gaz kaçağından basınç düşüklüğü. Mevcut kesicilerde SF6 gaz basıncında değişiklik olması durumunda alarm kontakları vasıtasıyla kademeli olarak bilgi alınabilmektedir. Fakat basıncın hızla düşmesi ve bu süreçte kesicinin kısa devre anında açmaya zorlanması durumunda kesicinin patlama riski vardır. Hattın her iki ucunda olabilir.

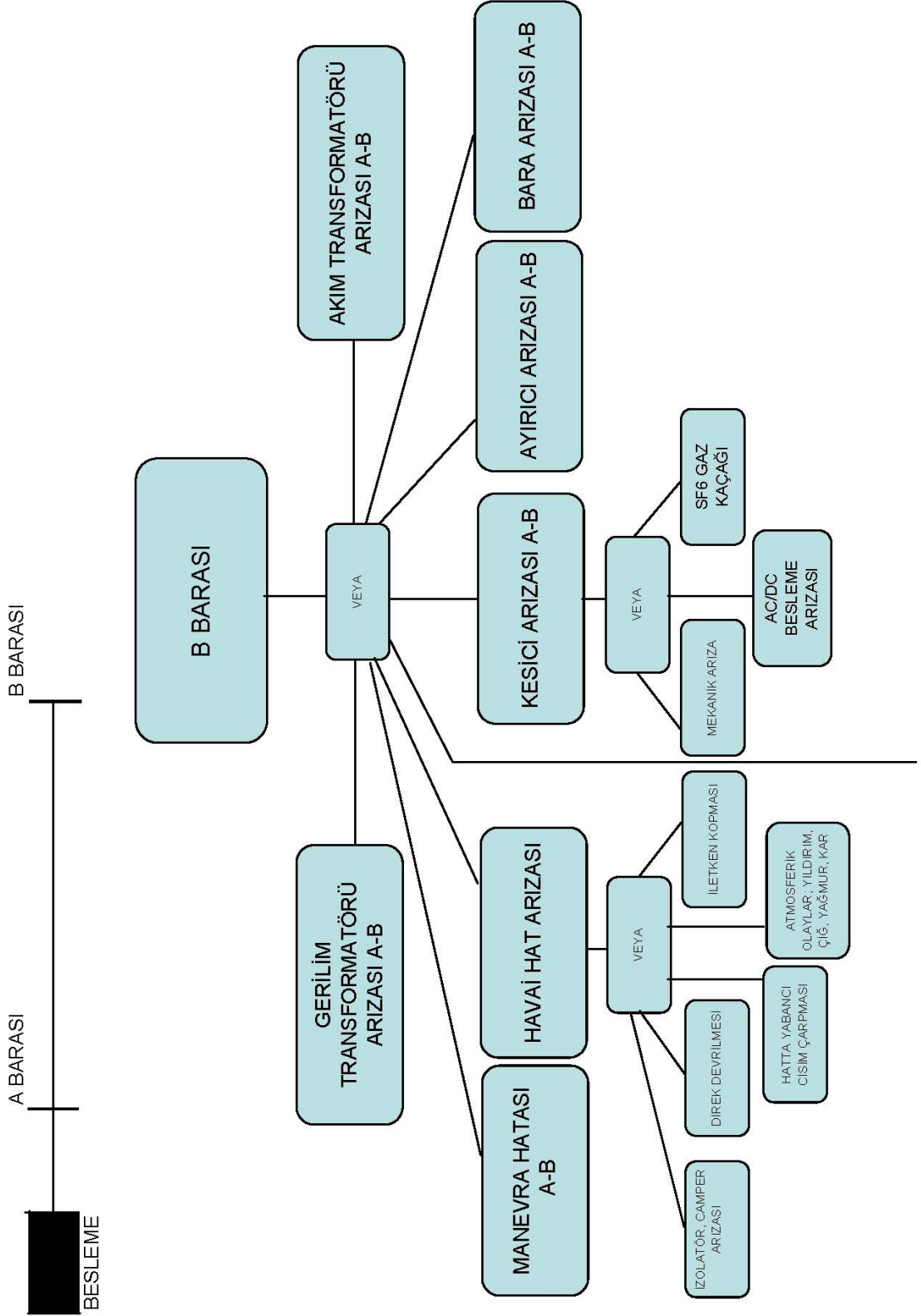
g) Havai hat arızası, izolatör-camper hasarlanması, atmosferik olaylar (Çiğ, yağmur, kar, buz, rüzgâr, sis...vs), direk devrilmesi, iletken kopması (faz iletkeni, koruma teli), hatta yabancı cisim çarpması. Hattın her hangi bir noktasında olabilir.

h) Koruma arızası;

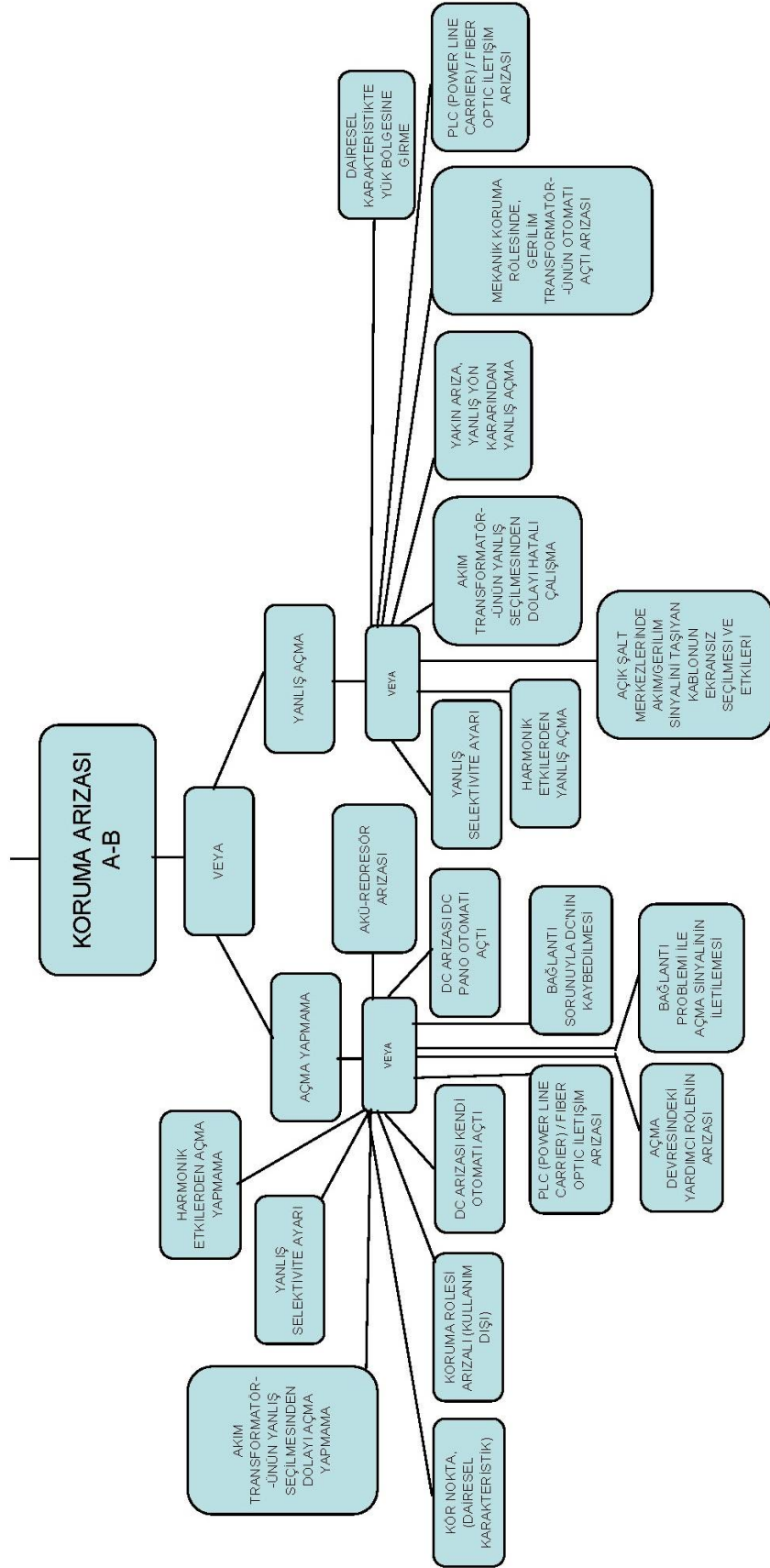
h1) Yanlış açma, yanlış selektivite ayarı, harmonik etkilerden yanlış açma harmoniklerin koruma rölelerinin çalışma karakteristiklerini etkilediği bilinmektedir, açık şalt merkezlerinde akım/gerilim sinyalini taşıyan kablunun ekransız seçilmesi ve atmosferik etkilerden akım gerilim sinyalinde bozulmalar ve mesafe koruma rölesinin empedans ölçümünü etkilemesi, akım transformatörünün yanlış seçilmesinden kısa devre anında doymaya gitmesi ve koruma rölesinin hatalı çalışması, yakın arızalar ve rölenin yanlış yön kararı vermesi, mekanik mesafe koruma rölesinde gerilim transformatörü otomatının açması ve rölenin gerilimi 0 olarak görmesinden dolayı empedansı yanlış hesaplaması, müsaadeli aşırı menzil mesafe korumada P.L.C ve fiber optik arabirim ile

karşı merkezden yanlış müsaade sinyali alınması ve yönlü kilitleme mesafe korumada P.L.C ve fiber optik arabirim ile karşı merkezden kilitleme sinyali alınamaması, dairesel karakteristikli eski tip mesafe koruma rölelerinde direnç ve reaktansın bağımsız olarak rölede ayarlanamaması ve arızanın yük bölgesine girmesi.

h2) Açma yapmama, koruma rölesinin arızalanması kullanım dışı olması, koruma panosundaki koruma rölesini besleyen DC otomatın açması, DC dağıtım panosundaki ilgili fiderin röle panosunu besleyen DC otomatın açması, bağlantı problemiyle DC beslemenin kaybedilmesi, Akü-redresör grubu arızasıyla DC beslemenin kaybedilmesi, dairesel karakteristikli eski tip mesafe koruma rölelerinde direnç ve reaktansın bağımsız olarak rölede ayarlanamamasından kör nokta oluşması ve arızayı tespit edememesi, müsaadeli aşırı menzil mesafe korumada P.L.C ve fiber optik arabirim ile karşı merkezden müsaade sinyali alınamaması, yanlış selektivite ayarı, harmonik etkilerden açma yapmama harmoniklerin koruma rölelerinin çalışma karakteristiklerini etkilediği bilinmektedir, akım transformatörlerinin yanlış seçilmesinden kısa devre anında doymaya gitmesi ve koruma rölesinin arızayı görememesi, açma devresinde kullanılan yardımcı rölenin arızalanması açma sinyalini kesici açma devresine iletememesi, açma sinyalini taşıyan kabloda veya klemenslerde bir bağlantı problemi olması açma sinyalinin saha dağıtım kutusu üzerinden kesici açma bobinine iletilememesi.



Şekil 7.16 (a) Havai hattan beslenen bir baraya ait hata ağacı



Şekil 7.16 (b) Havai hattın beslenen bir baraya ait hata ağacı

7.5 Havai Hattan Beslenen Bir Baranın Hata Ağacıyla Güvenilirlik İndisleri

B barasının güvenilirliği, Şekil 7.16'daki hata ağacında gösterilen tüm olayların güvenilirlik indislerinin toplamıdır,

$$\lambda = \frac{n}{T} \quad (7.1)$$

λ = arıza oranı

n= arıza sayısı

T=işletme zamanı'dır.

Gerilim transformatörü arıza oranı,

$$\lambda_{GTA} = \frac{n_{GTA}}{T}, \lambda_{GTB} = \frac{n_{GTB}}{T} \quad (7.2)$$

Akım transformatörü arıza oranı,

$$\lambda_{ATA} = \frac{n_{ATA}}{T}, \lambda_{ATB} = \frac{n_{ATB}}{T} \quad (7.3)$$

Manevra hatası arıza oranı,

$$\lambda_{MHA} = \frac{n_{MHA}}{T}, \lambda_{MHB} = \frac{n_{MHB}}{T} \quad (7.4)$$

Havai hat arıza oranı, tüm olasılıkların ayrı ayrı toplamıdır, izolatör-camper hasarlanması, atmosferik olaylar (Çiğ, yağmur, kar, buz, rüzgâr, sis...vs), direk devrilmesi, iletken kopması (faz iletkeni, koruma teli), hatta yabancı cisim çarpması,

$$\lambda_{HH} = \frac{n_{HH1} + n_{HH2} + n_{HH3} + n_{HH4} + n_{HH5}}{T} \quad (7.5)$$

Kesici arıza oranı, tüm olasılıkların ayrı ayrı toplamıdır, mekanik arıza, AC/DC besleme, SF6 gaz kaçağı,

$$\lambda_{KESA} = \frac{n_{KESA1} + n_{KESA2} + n_{KESA3}}{T}, \lambda_{KESB} = \frac{n_{KESB1} + n_{KESB2} + n_{KESB3}}{T} \quad (7.6)$$

Ayırıcı arıza oranı,

$$\lambda_{AYA} = \frac{n_{AYA}}{T}, \lambda_{AYB} = \frac{n_{AYB}}{T} \quad (7.7)$$

Bara arıza oranı,

$$\lambda_{BARAA} = \frac{n_{BARAA}}{T}, \lambda_{BARAB} = \frac{n_{BARAB}}{T} \quad (7.8)$$

Koruma arıza oranı, tüm yanlış açma ve açma yapmama olasılıklarının toplamıdır,

$$\lambda_{KAA} = \frac{n_{KAA1} + n_{KAA2} + n_{KAA3} \dots + n_{KAA20}}{T}, \lambda_{KAB} = \frac{n_{KAB1} + n_{KAB2} + n_{KAB3} \dots + n_{KAB20}}{T} \quad (7.9)$$

Sonuç olarak B barasının arıza oranı,

$$\begin{aligned} \lambda_{BT} = & \lambda_{GTA} + \lambda_{GTB} + \lambda_{ATA} + \lambda_{ATB} + \lambda_{MHA} + \lambda_{MHB} \\ & + \lambda_{HH} + \lambda_{KESA} + \lambda_{KESB} + \lambda_{AYA} + \lambda_{AYB} \\ & + \lambda_{BARAA} + \lambda_{BARAB} + \lambda_{KAA} + \lambda_{KAB} \end{aligned} \quad (7.10)$$

Yine burada güvenilirlik fonksiyonu,

$$R(t) = e^{-\lambda t} \text{ şeklindedir.} \quad (7.11)$$

Şeklinde olur. Bu hesaplamada B barasına A barasından bir adet havai hat geldiği dikkate alınmıştır. Önceki sayfalarda da anlatıldığı gibi şalt merkezleri en az iki farklı merkezden gelen hatlar ile beslenmektedir. Bu konu dikkate alınmalıdır. Örneğin B barasının A barası dışında bir de C barasından beslendiği varsayılın;

λ_C = C barasından B barasını besleyen havai hattın arıza oranı,

R_C = C barasından B barasını besleyen havai hattın güvenilirliği,

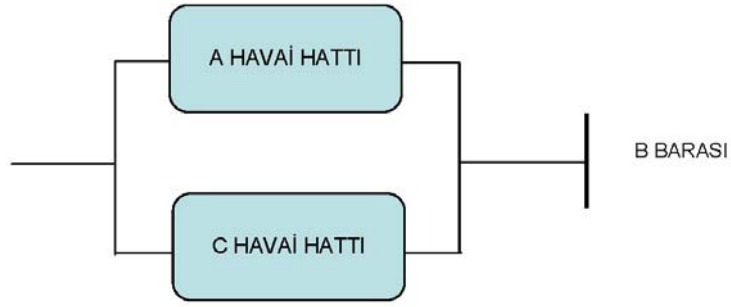
λ_A = A barasından B barasını besleyen havai hattın arıza oranı,

R_A = A barasından B barasını besleyen havai hattın güvenilirliği,

R_B = A barasından ve C Barasından beslenen B barasının besleme güvenilirliği,

$$R_B = 1 - (1 - R_A) \times (1 - R_C) \quad (7.12)$$

B barasının güvenilirliği paralel bir sistemin güvenilirliği olarak hesaplanır zira bir paralel sistemde ana sistemin çalışması için paralel kollardan her hangi birinin çalışması yeterlidir. Paralel kol sayısı arttıkça B barasının güvenilirliği olumlu yönde etkilenir.



Şekil 7.17 A barasından ve C Barasından beslenen B barasının besleme güvenilirliğinin blok diyagramı ile gösterimi

Şekil 7.17’de gösterilen A barasından ve C Barasından beslenen B barasının besleme güvenilirliği blok diyagramının güvenilirlik ifadesine ve tahmini veriler kullanılarak hesaplanan sistem güvenilirlik değerine göz atalım;

$$R_B = 1 - (1 - R_A) \times (1 - R_C)$$

λ_A = A barasından B barasını besleyen havai hattın arıza oranı,

15/yıl

λ_C = C barasından B barasını besleyen havai hattın arıza oranı,

41/yıl

Yine burada güvenilirlik fonksiyonu,

$R(t) = e^{-\lambda t}$ şeklindedir.

Güvenilirlik her bir eleman için $R(t) = e^{-\lambda t}$ formülünden hesaplanmış ve aşağıda yer verilmiştir.

$$R_A = 0,99830$$

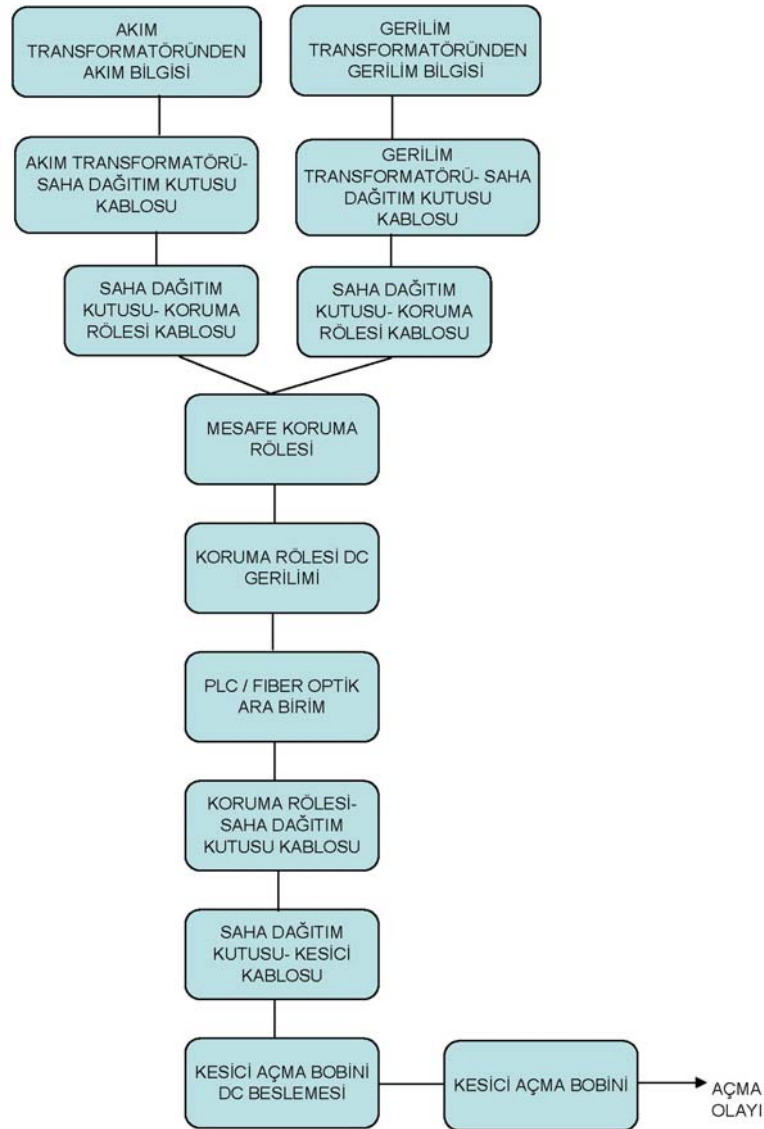
$$R_C = 0,99533$$

$$R_B = 1 - (1 - 0,99830) \times (1 - 0,99533) = 0,99999 \text{ olur.}$$

7.5.1 Bir Hat Arızası Açma Olayının Blok Diyagramı Yöntemiyle Açıklanması

Şekil 7.17 bir hat arızası açma olayını seri bir sistemle anlatmaktadır. Bu sisteme göre arızanın açmaya dönüşmesi için akım ve gerilim transformatörü doğru çalışmalı

buradan alınacak akım ve gerilim bilgileri kablo ile önce saha dağıtım kutusuna sonra buradan da mesafe koruma rölesine gelebilmelidir, mesafe koruma rölesinin DC beslemesi olmalı, dolayısıyla çalışabilir olmalı, doğru işlem yapmalı, karşı merkezler ile haberleşme için kullanılan P.L.C veya fiber optik arabirim doğru çalışmalı, mesafe koruma rölesinin ürettiği açma sinyali kablo ile öncelikle saha dağıtım kutusuna sonra kesiciye iletilmeli, kesicinin açma bobini DC beslemesi olmalı son olarak ta kesici açma bobini arızalı olmamalıdır. İşte tüm bu olaylar süresince eğer herhangi bir elemenda aksaklık yoksa hepsi birden çalışıyorsa bir açma olayı gerçekleşir. Tam tersi, bir elemenda bile bir arıza oluşursa sistem seri olduğu için açma gerçekleşmeyecektir.



Şekil 7.18 Bir hat arızası açma olayının blok diyagramı

7.5.2 Bir Hat Arızası Açma Olayı Blok Diyagramının Sayısal İfadesi ve Uygulaması

Şekil 7.18’de gösterilen bir hat arızası açma olayı blok diyagramının güvenilirlik ifadesine ve çeşitli makalelerden temin edilen arıza istatistiklerine dayanan, temin edilemeyenler ise tahmini veriler kullanılarak hesaplanan sistem güvenilirlik değerine göz atalım;

Burada,

λ_1 = Akım transformatörünün arıza oranı,

İlgili kaynakta direkt güvenilirlik değeri 0,9957 olarak verilmiştir [25].

λ_2 = Gerilim transformatörünün arıza oranı,

İlgili kaynakta direkt güvenilirlik değeri 0,9967 olarak verilmiştir [25].

λ_3 = Akım transformatörü saha dağıtım kutusu kablosu arıza oranı,

Bir yılda hiç arıza yapmadı kabulü yapılmıştır.

λ_4 = Gerilim transformatörü saha dağıtım kutusu kablosu arıza oranı,

Bir yılda hiç arıza yapmadı kabulü yapılmıştır.

λ_5 = Saha dağıtım kutusu koruma panosu arası akım bilgisini taşıyan kablunun arıza oranı,

0,2/yıl kabulü yapılmıştır.

λ_6 = Saha dağıtım kutusu koruma panosu arası gerilim bilgisini taşıyan kablunun arıza oranı ilgili kaynakta direkt güvenilirlik değeri 0,9967 olarak verilmiştir [8].

λ_7 = Koruma rölesi arıza oranı,

0,025/yıl [10].

λ_8 = Koruma devresinde kullanılan yardımcı rölenin arıza oranı,

1,6/yıl kabulü yapılmıştır

λ_9 = Koruma rölesi DC beslemesinin arıza oranı,

İlgili kaynakta direkt güvenilirlik değeri 0,99368 olarak verilmiştir [8].

λ_{10} = PLC/Fiber optik arabirim arıza oranı,

1/yıl [10].

λ_{11} = Koruma rölesi saha dağıtım kutusu arası kablosunun arıza oranı,

0,2/yıl kabulü yapılmıştır.

λ_{12} = Saha dağıtım kutusu kesici arası kablosunun arıza oranı,

0,12/yıl [26].

λ_{13} = Kesici açma bobini DC beslemesinin arıza oranı,

0,16/yıl [26].

λ_{14} = Kesici açma bobini arıza oranı,

0,35/yıl [26]. Verilmiştir.

Yine burada güvenilirlik fonksiyonu,

$R(t) = e^{-\lambda t}$ şeklindedir.

Bir seri sistemin güvenilirlik ifadesi,

$$R_{\text{sistem}} = R_1 \times R_2 \times \dots \times R_{14}$$

Güvenilirlik her bir eleman için $R(t) = e^{-\lambda t}$ formülünden hesaplanmış ve aşağıda yer verilmiştir.

$R_1=0,99570$, $R_2=0,99670$, $R_3=1$, $R_4=1$, $R_5=0,99997$, $R_6=0,99670$, $R_7=0,99999$, $R_8=0,99981$,
 $R_9=0,99368$, $R_{10}=0,99988$, $R_{11}=0,99997$, $R_{12}=0,99998$, $R_{13}=0,99998$, $R_{14}=0,99996$

$$R_{\text{sistem}} = R_1 \times R_2 \times \dots \times R_{14}$$

$$R_{\text{sistem}} = 0,99570 \times 0,99670 \times \dots \times 0,99996 = 0,98839$$

7.6 Türkiye'deki 154 ve 380 kV Hatlar İçin Arıza İstatistikleri

Sırasıyla Çizelge 7.2'de Türkiye'deki 380 kV ve 154 kV hatlar için arıza adetleri ve bölgelere dağılımı, 7.3'te ise Türkiye'deki 380 kV hat fiderlerinin 2009 yılına ait arıza sayıları arızanın cinsine göre verilmiştir. Yine Çizelge 7.4'te arızanın sebebi, Çizelge 7.5'te arızanın durumu (geçici-kalıcı arıza), Çizelge 7.6'da arızaların aylara göre dağılımı

ve Çizelge 7.7’de de arızaların saatlere göre dağılımı verilerine yer verilmiştir. Bu tablolara göre 2009 yılında 1055 arıza gerçekleşmiş bu arızaların büyük kısmı faz-toprak arızası olarak 925 adetle % olarakta %87,68 ile kayıtlara geçmiştir. Arızaların sebebine bakıldığında atmosferik arızalar 573 adet ve %54,3 oranıyla önde gitmektedir bunun yanında 382 adet ve %36,21 oranıyla sebebi meçhul arızalar listede büyük dikkat çekmektedir. Yine arızaların kış ayından çok ilkbaharda %33 oranıyla en fazla olduğu ve 03.00-06.00 saatlerinde %32 değeri ile en fazla arızanın meydana geldiği göze çarpmaktadır. Son beş senede de saat ve ay bazında bu istatistik kendini tekrarlamıştır.

Çizelge 7.2 Türkiye’deki 380 kV ve 154 kV hatlar için arıza adetleri ve bölgelere dağılımı

Bölge	İl	Hat Uzunluğu (Km)	Arıza Adedi	Arıza Endeksi (365 günde 100 Km başına düşen arıza sayısı)
1	İstanbul/Avrupa	1214,980	77	6,31
2	Bursa	3080,347	237	7,70
3	İzmir	2136,028	82	3,85
4	İstanbul/Anadolu	733,006	43	5,84
5	Adapazarı	3029,787	128	4,23
6	Kütahya	2072,188	83	4,01
7	Isparta	1268,745	138	10,84
8	Ankara	2896,743	186	6,43
9	Konya	2347,435	213	9,08
10	Samsun	3000,248	328	10,94
11	Kayseri	4488,591	308	6,86
12	Gaziantep	4298,236	287	6,68
13	Elazığ	2842,579	295	10,37
14	Trabzon	1967,528	217	11,02
15	Erzurum	1842,657	259	14,06
16	Batman	2242,335	197	8,80
17	Van	1580,491	268	16,98
18	Adana	3871,216	252	6,51
19	Antalya	1353,734	126	9,33
20	Edirne	1711,429	88	5,13
21	Denizli	2445,431	127	5,18
22	Kastamonu	1027,396	109	10,59
Toplam		51451,130	4048	8,18

Bu çizelgede arıza endeksi ne kadar küçükse, güvenilirlik o kadar yüksektir.

Çizelge 7.3 380 kV hatlar için arızanın cinsine göre arıza adetleri [23]

Arızanın cinsi	Arıza adedi	Yüzdesi (%)
AN	332	31,47
BN	296	28,06
CN	297	28,15
AB	7	0,66
AC	3	0,28
BC	5	0,47
ABN	6	0,57
ACN	12	1,14
BCN	10	0,95
ABC	4	0,38
ABCN	14	1,33
Diğer	69	6,54
Toplam	1055	100
Faz-Toprak	925	87,68
Faz-Faz	15	1,42
Faz-Faz-Toprak	28	2,65
Üç faz, Üç faz Toprak	18	1,71
Diğer	69	6,54
Toplam	1055	100

Çizelge 7.4 380 kV hatlar için arızanın sebebine göre arıza adetleri [23]

Arızanın sebebi	Arıza adedi	Yüzdesi (%)
Yağmur	126	11,94
Kar	38	3,6
Rüzgâr	96	9,1
Sis	118	11,18
Yıldırım (Şarjlı Hava)	42	3,98
Sabah Rutubeti (Çiğ)	153	14,5
Yanlış Manevra	1	0,09
Hatta temas eden yabancı cisim	47	4,45
Hırdavat arızası	3	0,28
Kesici arızası	8	0,75
Diğer sebepler	41	3,89
Sebebi meçhul	382	36,21
Toplam	1055	100

Çizelge 7.5 380 kV hatlar için arızanın durumuna göre arıza adetleri [23]

Arızanın durumu	Arıza adedi	Yüzdesi (%)
Geçici arıza	1044	98,96
Direk yıkılması-kalıcı	1	0,09
Faz iletkeni kopması-kalıcı	2	0,19
İzolatör hasarlanması-kalıcı	7	0,66
Hatta yabancı cisim girmesi-kalıcı	1	0,09
Toplam	1055	100

Çizelge 7.6 380 kV hatlar için arızaların aylara göre dağılımı [23]

Aylar	Arıza Adedi / Yüzdesi
Ocak	18 / %2
Şubat	33 / %3
Mart	58 / %5
Nisan	174 / %16
Mayıs	131 / %12
Haziran	89 / %8
Temmuz	85 / %8
Ağustos	85 / %8
Eylül	111 / %11
Ekim	102 / %10
Kasım	95 / %9
Aralık	74 / %7
Toplam	1055 / 100

Çizelge 7.7 380 kV hatlar için arızaların saatlere göre dağılımı [23]

Saat Aralıkları	Arıza Adedi / Yüzdesi
00-03	183 / %17
03-06	337 / %32
06-09	126 / %12
09-12	46 / %4
12-15	66 / %6
15-18	65 / %6
18-21	77 / %7
21-24	155 / %15
Toplam	1055 / 100

Çizelge 7.8’de Türkiye’deki 154 kV hat fiderlerinin 2009 yılına ait arıza sayıları arızanın cinsine göre verilmiştir. Yine Çizelge 7.9’da arızanın sebebi, Çizelge 7.10’da arızanın durumu (geçici-kalıcı arıza), Çizelge 7.11’de arızaların aylara göre dağılımı ve Çizelge 7.12’de de arızaların saatlere göre dağılımı verilerine yer verilmiştir. Bu tablolara göre 2009 yılında 2928 arıza gerçekleşmiş bu arızaların büyük kısmı faz-toprak arızası olarak 2207 adetle % olarakta %75,38 ile kayıtlara geçmiştir. Arızaların sebebine bakıldığında atmosferik arızalar 1557 adet ve %53,17 oranıyla önde gitmektedir bunun yanında 981 adet ve %33,50 oranıyla sebebi meçhul arızalar yine 380 kV’taki gibi listede büyük dikkat çekmektedir. Yine arızaların kış ayından çok yaz ayında %28 oranıyla en fazla olmakla beraber ilkbahar ve sonbaharda yüzdelerin birbirine yakın olduğu ve yine 380 kV ta olduğu gibi 03.00-06.00 saatlerinde %18 değeri ile en fazla arızanın meydana

geldiği göze çarpmaktadır. Son beş senede de saat ve ay bazında bu istatistik yine kendini tekrarlamıştır.

Çizelge 7.8 154 kV hatlar için arızanın cinsine göre arıza adetleri [23]

Arızanın cinsi	Arıza adedi	Yüzdesi (%)
AN	797	27,22
BN	764	26,09
CN	646	22,06
AB	22	0,75
AC	35	1,20
BC	39	1,33
ABN	72	2,46
ACN	69	2,36
BCN	78	2,66
ABC	83	2,83
ABCN	100	3,42
Diğer	223	7,62
Toplam	2928	100
Faz-Toprak	2207	75,38
Faz-Faz	96	3,28
Faz-Faz-Toprak	219	7,48
Üç faz, Üç faz Toprak	183	6,25
Diğer	223	7,62
Toplam	2928	100

Çizelge 7.9 154 kV hatlar için arızanın sebebine göre arıza adetleri [23]

Arızanın sebebi	Arıza adedi	Yüzdesi (%)
Yağmur	342	11,68
Kar	197	6,73
Rüzgâr	243	8,30
Sis	193	6,59
Yıldırım (Şarjlı Hava)	191	6,52
Sabah Rutubeti (Çiğ)	352	12,02
Yanlış Manevra	4	0,14
Hatta temas eden yabancı cisim	185	6,32
Hırdavat arızası	12	0,41
Kesici arızası	49	1,67
Diğer sebepler	132	4,51
Sebebi meçhul	981	33,50
Buz	39	1,33
Yangın	5	0,17
Yer altı kablusunun yağ basıncı düşmesi	3	0,10
Toplam	2928	100

Çizelge 7.10 154 kV hatlar için arızanın durumuna göre arıza adetleri [23]

Arızanın durumu	Arıza adedi	Yüzdesi (%)
Geçici arıza	2745	93,75
Direk yıkılması-kalıcı	5	0,17
Faz iletkeni kopması-kalıcı	51	1,74
İzolatör hasarlanması-kalıcı	76	2,60
Hatta yabancı cisim girmesi-kalıcı	7	0,24
Camper kopması-kalıcı	13	0,44
Koruma teli kopması-kalıcı	6	0,20
Diğer sebeplerden-kalıcı	25	0,85
Toplam	2928	100

Çizelge 7.11 154 kV hatlar için arızaların aylara göre dağılımı [23]

Aylar	Arıza Adedi / Yüzdesi
Ocak	211 / %7
Şubat	201 / %7
Mart	211 / %7
Nisan	238 / %8
Mayıs	275 / %9
Haziran	329 / %11
Temmuz	212 / %7
Ağustos	300 / %10
Eylül	363 / %12
Ekim	244 / %8
Kasım	169 / %6
Aralık	175 / %6
Toplam	2928 / 100

Çizelge 7.12 154 kV hatlar için arızaların saatlere göre dağılımı [23]

Saat Aralıkları	Arıza Adedi / Yüzdesi
00-03	380 / %13
03-06	526 / %18
06-09	319 / %11
09-12	259 / %9
12-15	294 / %10
15-18	356 / %12
18-21	381 / %13
21-24	413 / %14
Toplam	1055 / 100

Gerek 380 kV gerekse de 154 kV hat fiderlerinde, arızaların olduğu saatlere bakıldığında talebin az olduğu 03.00-06.00 saatleri en fazla arızanın olduğu saat olarak gözükmemektedir. Harmoniklerin tam yükte daha az olduğu, az yüklü durumlarda fazla olduğu bilinmektedir.

7.7 380 ve 154 kV Hatlar İçin Elektromekanik, Statik ve Nümerik Mesafe Koruma Rölelerine Ait Güvenilirlik Analizi

380 kV hat fiderlerini koruyan mesafe koruma rölelerine ait veriler önümüzdeki sayfalarda verilmiştir. Çizelge 7.13 statik ve mekanik mesafe koruma rölelerine ait bilgileri içermekte, Çizelge 7.14 ise nümerik rölelere ait bilgiler içermektedir [23]. Bu listelerde koruma rölelerinin üretici firma isimleri, A, B, C, D...vb; rölelerin farklı

modelleri de Tip1, Tip2...vb nitelendirilmiştir. 380 kV için beş farklı üreticinin toplamda on adetteki tipinin bir yıllık doğru açma, yanlış açma ve açma yapmama istatistiklerine yer verilmiştir. Bu istatistiklerden güvenilirlik oranı % olarak hesaplanmıştır. Veriler incelendiğinde koruma rölelerinin büyük oranda doğru çalıştığı, yanlış açma oranlarının düşük olduğu fakat bunun yanında açma yapmama sayılarından dolayı güvenilirliklerinin belli oranlarda düştüğü tespiti yapılabilir. Yine sonuçlara göre mekanik ve statik koruma rölelerinin ortalama güvenilirlik yüzdesi %94,78, nümerik rölelerin %95,74 ile birbirine yakın olduğu görülmektedir. Yanlış açma yüzdelerine bakıldığında mekanik ve statik koruma röleleri için ortalama %0,50, nümerik koruma röleleri için %0,365 değeri ile nümerik röleler daha iyi bir performans sergilemiştir. Açma yapmama oranlarında mekanik ve statik koruma röleleri için ortalama %4,84, nümerik koruma röleleri için %4,11 ile yine nümerik röleler daha iyi bir performans sergilemiştir.

Çizelge 7.13 380 kV hatlar için statik ve mekanik mesafe koruma rölelerine ait bilgiler

Firma adı	A	B	B	B	B
Röle tipi	Tip 1 Statik- Dikdörtgen K.	Tip 1 Elektromekanik- Dairesel K.	Tip 2 Statik- Dairesel K.	Tip 3 Statik- Dairesel K.	Tip 4 Statik- Dikdörtgen K.
Röle fonksiyonu	Adet	Adet	Adet	Adet	Adet
1.Kademedan açtı	1017	137	401	191	97
2.Kademedan açtı	21	6	9	2	3
3.Kademedan açtı	1		2		
Açmadı	44	6	31	16	2
Röle fonksiyonu					
Doğru	1039	143	412	193	100
Yanlış	1		2	2	
Güvenilirlik	%95,84	%95,97	%92,58	%91,46	%98,03
Ortalama Güvenilirlik	%94,78				
Yanlış açma yüzdesi	%0,092		%0,45	%0,95	
Açma yapmama yüzdesi	%4,06	%4,03	%6,97	%7,58	%1,96
Kuranportör (P.L.C)					
Doğru	1083	141	438	206	96
Yanlış		8	3	1	6
Güvenilirlik	%100	%94,6	%99,3	%99,5	%94,1

Çizelge 7.14 380 kV hatlar için nümerik mesafe koruma rölelerine ait bilgiler

Firma adı	C	D	D	D	E
Röle tipi	Tip 1	Tip 1	Tip 2	Tip 3	Tip 1
Röle fonksiyonu	Adet Dikdörtgen K.	Adet Dikdörtgen K.	Adet Dikdörtgen K.	Adet Dikdörtgen K.	Adet Dairesel- Dikdörtgen K.
1.Kademedan açtı	514	202	248	93	157
2.Kademedan açtı	20	2	3		2
3.Kademedan açtı	2	2	3	2	3
Açmadı	18	4	16	6	6
Röle fonksiyonu					
Doğru	536	206	254	95	162
Yanlış	2		1		
Güvenilirlik	%96,40	%98,09	%93,72	%94,05	%96,42
Ortalama Güvenilirlik	%95,74				
Yanlış açma yüzdesi	%0,36		%0,37		
Açma yapmama yüzdesi	%3,24	%1,9	%5,9	%5,94	%3,57
Kuranportör (P.L.C)					
Doğru	476	210	252	101	108
Yanlış					
Güvenilirlik	%100	%100	%100	%100	%100

154 kV hat fiderlerini koruyan mesafe koruma rölelerine ait veriler önümüzdeki sayfalarda verilmiştir. Çizelge 7.15 statik ve mekanik mesafe koruma rölelerine ait bilgileri içermekte, Çizelge 7.16 ise nümerik rölelere ait bilgiler içermektedir [23]. Bu listelerde koruma rölelerinin üretici firma isimleri, A, B, C, D...vb; rölelerin farklı modelleri de Tip1, Tip2...vb nitelendirilmiştir. 154 kV için yedi farklı üreticinin toplamda on adetteki tipinin bir yıllık doğru açma, yanlış açma ve açma yapmama istatistiklerine yer verilmiştir. Bu istatistiklerden güvenilirlik oranı % olarak hesaplanmıştır. Veriler incelendiğinde koruma rölelerinin yine büyük oranda doğru çalıştığı, yanlış açma oranlarının düşük olmakla beraber 380 kV fiderlerden yüksek olduğu yine bunun yanında açma yapmama sayılarından dolayı güvenilirliklerinin önemli oranlarda düştüğü tespiti yapılabilir. Yine sonuçlara göre mekanik ve statik koruma rölelerinin ortalama güvenilirlik yüzdesi %91,13, nümerik rölelerin %89,28 ile birbirine yakın olduğu görülmekle beraber mekanik ve statik rölelerin yüzdesinin daha iyi olması dikkat çekmektedir. Yanlış açma yüzdelerine bakıldığında mekanik ve statik koruma röleleri için ortalama %0,71, nümerik koruma röleleri için %1,15 değeri ile mekanik ve statik röleler yine daha iyi bir performans sergilemiştir. Açma yapmama oranlarında mekanik ve statik koruma röleleri için ortalama %8,31, nümerik koruma röleleri için %9,57 ile yine mekanik ve statik röleler şaşırtıcı bir şekilde daha iyi bir performans sergilemiştir. 380 kV fiderlerle karşılaştırıldığında açma yapmama oranları ortalama iki kat daha yüksektir, bu da komşu fiderlerin rölelerinin 2. ve 3. kademedan açma sayılarını yükseltmiştir.

Çizelge 7.15 154 kV hatlar için statik ve mekanik mesafe koruma rölelerine ait bilgiler

Firma adı	F	B	A	G	B
Röle tipi	Tip 1 Statik-Dairesel K.	Tip 5 Elektromekanik-Dairesel K.	Tip 2 Statik-Dairesel K.	Tip 1 Statik-Dairesel K.	Tip 6 Elektromekanik-Dairesel K.
Röle fonksiyonu	Adet	Adet	Adet	Adet	Adet
1.Kademedan açtı	1078	579	168	195	150
2.Kademedan açtı	149	92	22	34	28
3.Kademedan açtı	43	34	4	14	5
Açmadı	110	42	27	31	9
Röle fonksiyonu					
Doğru	1270	705	194	243	183
Yanlış	10	7	1	2	
Güvenilirlik	%91,36	%93,50	%87,44	%88,04	%95,31
Ortalama Güvenilirlik	% 91,13				
Yanlış açma yüzdesi	%0,72	%0,93	%0,45	%0,73	
Açma yapmama yüzdesi	%7,91	%5,57	%12,16	%11,23	%4,69

Çizelge 7.16 154 kV hatlar için nümerik mesafe koruma rölelerine ait bilgiler

Firma adı	D	H	D	I	C
Röle tipi	Tip 4	Tip 1	Tip 5	Tip 1	Tip 2
Röle fonksiyonu	Adet Dikdörtgen K.	Adet Dikdörtgen K.	Adet Dikdörtgen K.	Adet Dikdörtgen K.	Adet Dikdörtgen K.
1.Kademedan açtı	448	491	195	72	250
2.Kademedan açtı	44	58	13	2	18
3.Kademedan açtı	22	14	7	1	2
Açmadı	56	37	16	18	18
Röle fonksiyonu					
Doğru	514	563	215	75	270
Yanlış	9	5	3	2	
Güvenilirlik	%88,77	%93,05	%91,88	%78,94	%93,75
Ortalama Güvenilirlik	%89,28				
Yanlış açma yüzdesi	%1,55	%0,83	%1,28	%2,1	
Açma yapmama yüzdesi	%9,67	%6,12	%6,84	%18,95	%6,25

380 kV ve 154 kV Statik, mekanik, nümerik rölelerin genel performansına bakıldığında, şu sonuçlar göze çarpmıştır:

a) 380 kV grupta dairesel karakteristikli statik rölelerin (3. ve 4.) açma yapmama oranları yönünden performansına bakıldığında, dikdörtgen karakteristikli statik rölelerden (1. ve 5.) ve dairesel karakteristikli mekanik röleden (2.) kötüdür. Örneğin bu listede bulunan dairesel karakteristikli statik rölelerin açma yapmama yüzdesi sırasıyla

%6,97, %7,58 ile dikdörtgen karakteristikli statik rölelerinkinden %4,06, %1,96 ayrıca dairesel karakteristikli mekanik röleden de %4,03 yüksektir. Sonuç olarak ortalama açma yapmama yüzdesi olan %4,84 oranından da yüksektir.

b) 154 kV grupta dairesel karakteristikli statik rölelerin (1., 3. ve 4.) performansına açma yapmama oranları yönünden bakıldığında, dairesel karakteristikli mekanik rölelerden (2. ve 5.) yine 380 kV'taki gibi kötüdür. Örneğin bu listede bulunan dairesel karakteristikli statik rölelerin açma yapmama yüzdesi sırasıyla %7,91, %12,16 ve %11,23 ile dairesel karakteristikli mekanik rölelerden %5,57, %4,69 yüksektir. Sonuç olarak ortalama açma yapmama yüzdesi olan %8,31 oranından da 1. röle hariç yüksektir. Bu listede bulunan dairesel karakteristikli mekanik röleler %5,57, %4,69 açma yapmama oranıyla, 380 kV listedeki dairesel karakteristikli mekanik röleyle (%4,03) nisbeten yakın bir performans göstermiştir.

c) 380 kV grupta kullanılan nümerik röleler günümüz teknolojisinde en yeni ürünlerden oluşmaktadır, açma yapmama yüzdesel oranlarında bir takım farklar olmasına rağmen karakteristikleri aynı olduğundan net bir saptama yapılamamıştır. Fakat %95,74 ortalama güvenilirlik oranıyla en yüksek güvenilirlik yüzdesine sahip grup olarak göze çarpmaktadır.

d) 154 kV grupta kullanılan nümerik rölelerin performansına bakıldığında, ortalama güvenilirlik yüzdesi olarak en düşük yüzdeye sahip grup olarak dikkat çekmektedir. Bu grupta kullanılan 1. ve 4. röleler ilk jenerasyon tabir edilen ve şu an üretimden kalkmış eski rölelerden oluşmaktadır. Ve açma yapmama oranlarına bakıldığında %9,67 ve %18,95 yüksek değerleri ile ortalama güvenilirlik değerlerini düşürmüştür. Zira diğer üç röle (2., 3. ve 5.) günümüz teknolojisinde yeni röleler olup %6,12, %6,84 ve %6,25 açma yapmama oranları ile birbirine yakın performans sergilemiştir.

7.8 Genel Olarak Transformatör Koruma

Ülkemizde yüksek gerilim güç transformatörleri gerilim seviyesine ve bağlantı grubuna göre farklı korunabilmektedir. Ama genel olarak bakıldığında 380 ve 154 kV seviyelerinde ana koruma bir diferansiyel koruma rölesi, artçı (back-up) koruma olarak ta aşırı akım-toprak rölesi kullanılmaktadır. Duruma göre yıldız noktası topraklı

transformatörlerde buradan akacak toprak akımını tespit etmek için transformatör nötr noktası aşırı akım rölesi kullanılabilir. Yine aşırı yük koruma için 380 kV seviyesinde ayrı bir koruma rölesi istenmektedir. Eğer transformatörün alçak gerilim sargısı üçgen ise toprak arıza akımlarını görebilmek için sisteme topraklama transformatörü ilave edilerek arıza akımı takip edilmektedir. Bu elektriksel korumaların yanında transformatör zati (mekanik) korumalar ile transformatörler korunmaktadır. Örneğin buhholz, sargı sıcaklığı, yağ sıcaklığı, yağ seviye, basınç ventili, kademe buhholz...vb yaygın olarak uygulanan korumalardır. Tüm bu elektriksel ve zati korumalar bir adet kilit (lock-out) rölesinde birleştirilerek YG ve AG taraftaki kesicilere aynı anda açma sinyali olarak gönderilmektedir. Bunun yanında güç transformatörleri bir yangına karşı yangın söndürme tertibatı ile donatılabilir.

7.9 380/154 kV Yüksek Gerilim Transformatörünün Hata Ağacıyla Güvenilirlik Modeli

Şekil 7.19 380/154 kV transformatöre ait hata ağacını göstermektedir. Bu ağaca göre 154 kV baranın besleme güvenirliliği birçok faktörden oluşmaktadır:

- a) Akım transformatörünün arızalanması, güç transformatörünün hem 380 kV tarafında hem de 154 kV tarafında oluşabilir. Akım transformatörü arızasının tespiti için transformatör fideri servis dışı edilmeli sonuç olarak enerjisinin kesilmesi ve primer test yapılması gerekmektedir. Transformatör fiderlerinin ana koruması diferansiyel korumadır ve her iki uçtaki akım bilgisine ihtiyaç duyulmaktadır. Bu yüzden söz konusu arıza diferansiyel koruma rölesinin performansını da şüphesiz etkileyecektir.
- b) Manevra hatası, adından da anlaşılacağı gibi operatörün yanlış bir manevra yapması üzerine oluşabilir; arıza üzerine kapama, bazı durumlarda kesiciden önce açma kapama...vs. Transformatörün hem 380 kV tarafında hem de 154 kV tarafında oluşabilir.
- c) Ayırıcı arızası, manevra hatası sonucu ayırıcının hasar görmesi, üretim hatası, motorunda veya el tahrikinde mekanik arıza. Transformatörün hem 380 kV tarafında hem de 154 kV tarafında oluşabilir.
- d) Bara arızası, barada bir kısa devre olması durumunda oluşabilir. Her iki barada olabilir.

e) Kesici arızası, üretim hatası, motorunda veya el tahrikinde mekanik arıza, AC/DC beslemenin kaybedilmesi, SF6 gaz kaçağından basınç düşüklüğü. Mevcut kesicilerde SF6 gaz basıncında değişiklik olması durumunda alarm kontakları vasıtasıyla kademeli olarak bilgi alınabilmektedir. Fakat basıncın hızla düşmesi ve bu süreçte kesicinin kısa devre anında açmaya zorlanması durumunda kesicinin patlama riski vardır. Transformatörün hem 380 kV tarafında hem de 154 kV tarafında oluşabilir.

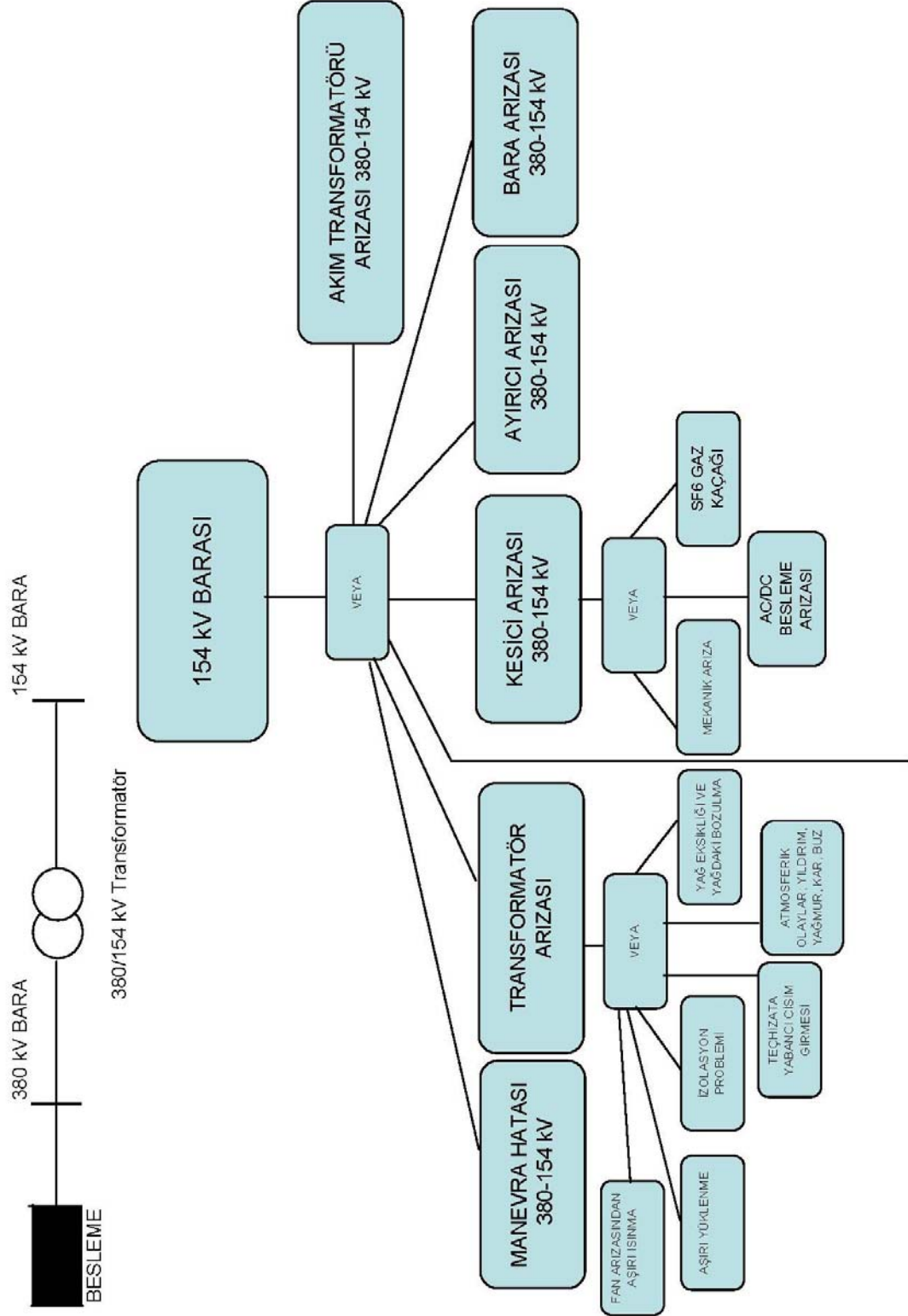
f) Transformatör arızası, özellikle yaz aylarında klima yüklerinin de artmasıyla aşırı yüklenme, atmosferik olaylar (Yıldırım, yağmur, kar, buz, rüzgâr, sis, aşırı sıcaklar...vs), izolasyon problemi, teçhizata yabancı cisim girmesi, yağ eksikliği veya yağındaki bozulmadan izolasyon problemi, fan sistemindeki bir arızadan (fan beslemesinin kaybedilmesi, sigorta açması, kontaktör yanması...vs) transformatörün aşırı ısınması. Transformatörün hem 380 kV tarafında hem de 154 kV tarafında oluşabilir.

g) Koruma arızası;

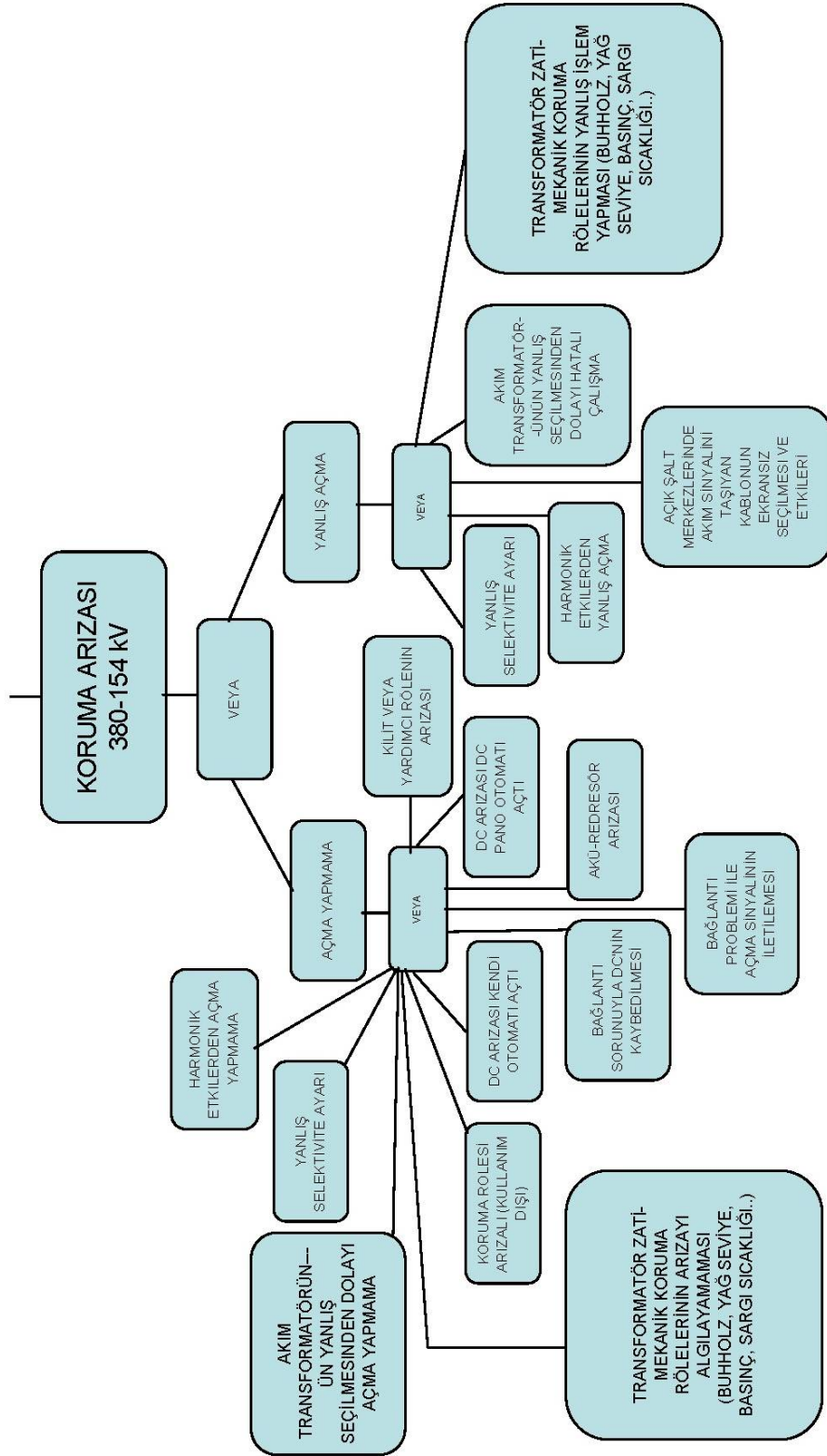
g1) Yanlış açma, yanlış selektivite ayarı, harmonik etkilerden yanlış açma harmoniklerin koruma rölelerinin çalışma karakteristiklerini etkilediği bilinmektedir, açık şalt merkezlerinde akım sinyalini taşıyan kablunun ekransız seçilmesi ve atmosferik etkilerden akım sinyalinde bozulmalar ve diferansiyel koruma rölesinin akım ölçümünü etkilemesi, akım transformatörünün yanlış seçilmesinden kısa devre anında doymaya gitmesi ve koruma rölesinin hatalı çalışması, transformatör zati-mekanik korumalarda (bucholz, sargı sıcaklığı, basıç ventili, yağ seviye...vs) rölelerin yanlış işlem yapması.

g2) Açma yapmama, koruma rölesinin arızalanması kullanım dışı olması, koruma panosundaki koruma rölesini besleyen DC otomatın açması, DC dağıtım panosundaki ilgili fiderin röle panosunu besleyen DC otomatın açması, bağlantı problemiyle DC beslemenin kaybedilmesi, akü-redresör grubu arızasıyla DC beslemenin kaybedilmesi, yanlış selektivite ayarı, harmonik etkilerden açma yapmama harmoniklerin koruma rölelerinin çalışma karakteristiklerini etkilediği bilinmektedir, akım transformatörünün yanlış seçilmesinden kısa devre anında doymaya gitmesi ve koruma rölesinin arızayı görememesi. Transformatörün zati-mekanik korumalarda (bucholz, sargı sıcaklığı, basıç ventili, yağ seviye...vs) rölelerin arızalanarak arızayı algılayamaması. Açma devresinde kullanılan yardımcı rölenin veya kilit rölesinin arızalanması açma sinyalini kesici açma

devresine iletememesi, açma sinyalini taşıyan kabloda veya klemenslerde bir bağlantı problemi olması açma sinyalinin saha dağıtım kutusu üzerinden kesici açma bobinine iletilmemesi.



Şekil 7.19 (a) 380/154 kV transformatöre ait hata ağacı



Şekil 7.19 (b) 380/154 kV transformatöre ait hata ağacı

7.10 380/154 kV Transformatörden Beslenen 154 kV Baranın Hata Ağacıyla

Güvenilirlik İndisleri

154 kV barasının güvenilirliği, Şekil 7.19'daki hata ağacında gösterilen tüm olayların güvenilirlik indislerinin toplamıdır,

$$\lambda = \frac{n}{T} \quad (7.13)$$

λ = arıza oranı

n= arıza sayısı

T=işletme zamanı'dır.

Akım transformatörünün arıza oranı,

$$\lambda_{ATH} = \frac{n_{ATH}}{T}, \lambda_{ATL} = \frac{n_{ATL}}{T} \quad (7.14)$$

Manevra hatası arıza oranı,

$$\lambda_{MHY} = \frac{n_{MHY}}{T}, \lambda_{MHL} = \frac{n_{MHL}}{T} \quad (7.15)$$

Transformatörün arıza oranı, tüm olasılıkların ayrı ayrı toplamıdır, özellikle yaz aylarında klima yüklerinin de artmasıyla aşırı yüklenme, atmosferik olaylar (Yıldırım, yağmur, kar, buz, rüzgâr, sis, aşırı sıcaklar...vs), izolasyon problemi, teçhizata yabancı cisim girmesi, yağ eksikliği veya yağındaki bozulmadan izolasyon problemi, fan sistemindeki bir arızadan (fan beslemesinin kaybedilmesi, sigorta atması, kontaktör yanması...vs) transformatörün aşırı ısınması.

$$\lambda_{TA} = \frac{n_{TA1} + n_{TA2} + n_{TA3} + n_{TA4} + n_{TA5} + n_{TA6}}{T} \quad (7.16)$$

Kesici arıza oranı, tüm olasılıkların ayrı ayrı toplamıdır, mekanik arıza, AC/DC besleme, SF6 gaz kaçağı,

$$\lambda_{KESY} = \frac{n_{KESY1} + n_{KESY2} + n_{KESY3}}{T}, \lambda_{KESL} = \frac{n_{KESL1} + n_{KESL2} + n_{KESL3}}{T} \quad (7.17)$$

Ayırıcı arıza oranı,

$$\lambda_{AYY} = \frac{n_{AYY}}{T}, \lambda_{AYL} = \frac{n_{AYL}}{T} \quad (7.18)$$

Bara arıza oranı,

$$\lambda_{BARAY} = \frac{n_{BARAY}}{T}, \lambda_{BARAL} = \frac{n_{BARAL}}{T} \quad (7.19)$$

Koruma arıza oranı, tüm yanlış açma ve açma yapmama olasılıklarının toplamıdır,

$$\lambda_{KAY} = \frac{n_{KAY1} + n_{KAY2} + n_{KAY3} \dots + n_{KAY15}}{T}, \lambda_{KAL} = \frac{n_{KAL1} + n_{KAL2} + n_{KAL3} \dots + n_{KAL15}}{T} \quad (7.20)$$

Sonuç olarak 154 kV barasının arıza oranı,

$$\lambda_{154T} = \lambda_{ATY} + \lambda_{ATL} + \lambda_{MHY} + \lambda_{MHL} + \lambda_{TA} + \lambda_{KESY} + \lambda_{KESL} + \lambda_{AYY} + \lambda_{AYL} \\ + \lambda_{BARAY} + \lambda_{BARAL} + \lambda_{KAY} + \lambda_{KAL} \quad (7.21)$$

Yine burada güvenilirlik fonksiyonu,

$$R(t) = e^{-\lambda t} \text{ şeklindedir.} \quad (7.22)$$

Şeklinde olur. Bu hesaplamada 154 kV barasının 380 kV barasından bir adet transformatör ile beslendiği dikkate alınmıştır. TEİAŞ şalt merkezlerinde en az iki adet transformatör bulunmaktadır ayrıca 154 kV merkezler en az iki farklı merkezden gelen hatlar ile beslenmektedir. Bu konu dikkate alınmalıdır. Örneğin 154 kV barasının diğer bir transformatör ile beslendiği ve ayrıca bu baraya iki adet te havai hattın bağlandığı varsayılın (Şekil 7.20);

λ_C = C barasından 154 kV barasını besleyen havai hattın arıza oranı,

R_C = C barasından 154 kV barasını besleyen havai hattın güvenilirliği,

λ_A = A barasından 154 kV barasını besleyen havai hattın arıza oranı,

R_A = A barasından 154 kV barasını besleyen havai hattın güvenilirliği,

λ_{TRF1} = 380 kV barasından 154 kV barasını besleyen 1. transformatörün arıza oranı,

R_{TRF1} = 380 kV barasından 154 kV barasını besleyen 1. transformatörün güvenilirliği,

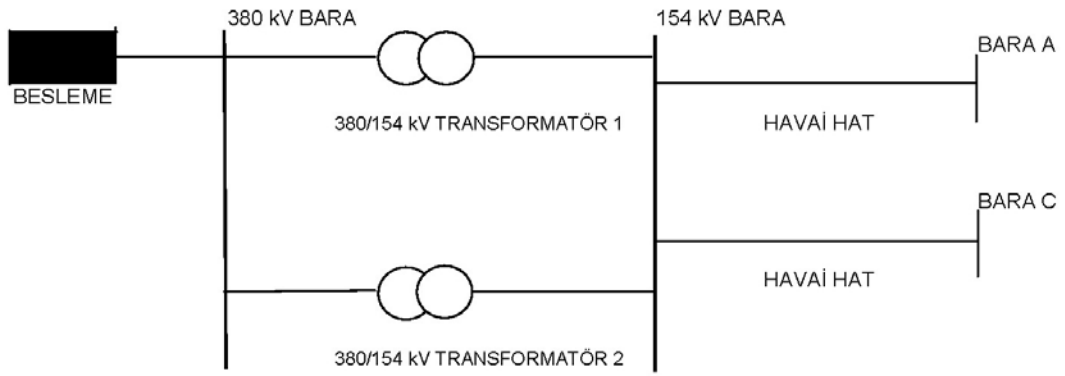
λ_{TRF2} = 380 kV barasından 154 kV barasını besleyen 2. transformatörün arıza oranı,

R_{TRF2} = 380 kV barasından 154 kV barasını besleyen 2. transformatörün güvenilirliği,

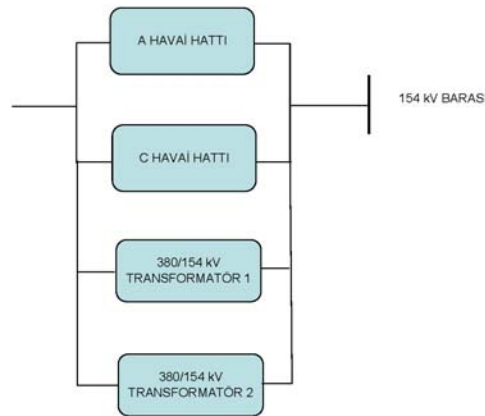
R_{154} = A barasından, C Barasından ve 380/154 kV iki farklı transformatörden beslenen 154 kV barasının besleme güvenilirliği,

$$R_{154} = 1 - (1 - R_A) \times (1 - R_C) \times (1 - R_{TRF1}) \times (1 - R_{TRF2}) \quad (7.23)$$

154 kV barasının güvenilirliği paralel bir sistemin güvenilirliği olarak hesaplanır zira bir paralel sistemde ana sistemin çalışması için paralel kollardan her hangi birinin çalışması yeterlidir. Paralel kol sayısı arttıkça 154 kV barasının güvenilirliği olumlu yönde etkilenir.



Şekil 7.20 İki adet havai hat ve iki adet 380/154 kV transformatörden beslenen 154 kV baranın tek hat şeması



Şekil 7.21 İki adet havai hat ve iki adet 380/154 kV transformatörden beslenen 154 kV baranın besleme güvenilirliğinin blok diyagramı

Şekil 7.21’de gösterilen iki adet havai hat ve iki adet 380/154 kV transformatörden beslenen 154 kV baranın besleme güvenilirliğinin blok diyagramı güvenilirlik ifadesine ve tahmini veriler kullanılarak hesaplanan sistem güvenilirlik değerine göz atalım;

$$R_{154} = 1 - (1 - R_A) \times (1 - R_C) \times (1 - R_{TRF1}) \times (1 - R_{TRF2})$$

λ_C = C barasından 154 kV barasını besleyen havai hattın arıza oranı,

35/yıl

λ_A = A barasından 154 kV barasını besleyen havai hattın arıza oranı,

53/yıl

λ_{TRF1} = 380 kV barasından 154 kV barasını besleyen 1. transformatörün arıza oranı,

12/yıl

λ_{TRF2} = 380 kV barasından 154 kV barasını besleyen 2. transformatörün arıza oranı,

9/yıl

Yine burada güvenilirlik fonksiyonu,

$R(t) = e^{-\lambda t}$ şeklindedir.

Güvenilirlik her bir eleman için $R(t) = e^{-\lambda t}$ formülünden hesaplanmış ve aşağıda yer verilmiştir.

$$R_C = 0,99600$$

$$R_A = 0,99397$$

$$R_{TRF1} = 0,99900$$

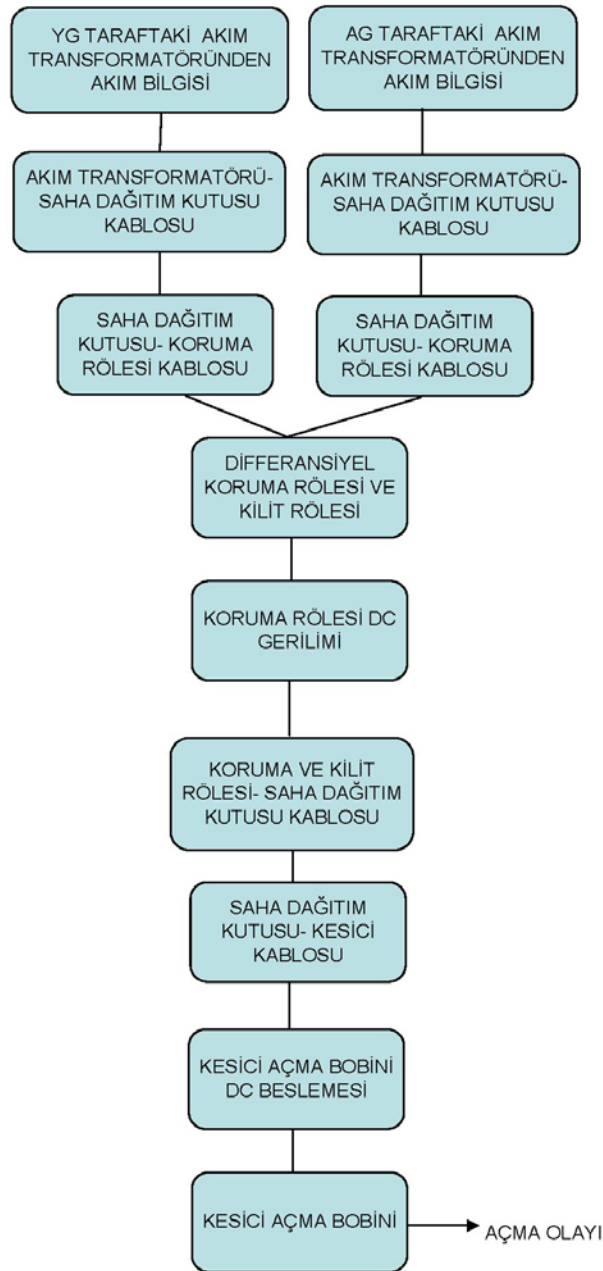
$$R_{TRF2} = 0,99860$$

$$R_{154} = 1 - (1 - 0,99397) \times (1 - 0,99600) \times (1 - 0,99900) \times (1 - 0,99860) = 0,99999$$

7.10.1 Bir 380/154 kV Transformatör Arızası Açma Olayının Blok Diyagramı

Şekil 7.22 bir transformatör arızası açma olayını seri bir sistemle anlatmaktadır. Bu sisteme göre arızanın açmaya dönüşmesi için her iki sargıdaki (380 ve 154 kV) akım transformatörü doğru çalışmalı buradan alınacak akım bilgileri kablo ile önce saha

dağıtım kutusuna sonra buradan da diferansiyel koruma rölesine gelebilmelidir, diferansiyel koruma rölesinin DC beslemesi olmalı, dolayısıyla çalışabilir olmalı, doğru işlem yapmalı, diferansiyel koruma rölesinin ürettiği açma sinyali kilit rölesine iletilmeli, kilit rölesi çalışabilir olmalı, oradan kablo ile öncelikle saha dağıtım kutusuna sonra kesiciye iletilmeli, kesicinin açma bobini DC beslemesi olmalı son olarak ta kesici açma bobini arızalı olmamalıdır. İşte tüm bu olaylar süresince eğer herhangi bir elemanda aksaklık yoksa hepsi birden çalışıyorsa bir açma olayı gerçekleşir. Tam tersi, bir elemanda bile bir arıza oluşursa sistem seri olduğu için açma gerçekleşmeyecektir.



Şekil 7.22 Bir 380/154 kV transformatör arızası açma olayının blok diyagramı

7.10.2 Bir 380/154kV Transformatör Arızası Açma Olayı Blok Diyagramının Matematiksel İfadesi ve Uygulaması

Şekil 7.22’de gösterilen bir transformatör arızası açma olayı blok diyagramının güvenilirlik ifadesine ve çeşitli makalelerden temin edilen arıza istatistiklerine dayanan, temin edilemeyenler ise tahmini veriler kullanılarak hesaplanan sistem güvenilirlik değerine göz atalım;

Burada,

λ_1 = YG taraftaki akım transformatörünün arıza oranı,

İlgili kaynakta direkt güvenilirlik değeri 0,9957 olarak verilmiştir [25].

λ_2 = AG taraftaki akım transformatörünün arıza oranı,

İlgili kaynakta direkt güvenilirlik değeri 0,9957 olarak verilmiştir [25].

λ_3 = YG Akım transformatörü saha dağıtım kutusu kablosu arıza oranı,

0,2/yıl kabulü yapılmıştır.

λ_4 = AG Akım transformatörü saha dağıtım kutusu kablosu arıza oranı,

Hiç arıza yapmadı kabulü yapılmıştır.

λ_5 = YG Saha dağıtım kutusu koruma panosu arası akım bilgisini taşıyan kablonun arıza oranı,

Yılda 1 defa, 0,2/yıl kabulü yapılmıştır.

λ_6 = AG Saha dağıtım kutusu koruma panosu arası akım bilgisini taşıyan kablonun arıza oranı,

Hiç arıza yapmadı kabulü yapılmıştır.

λ_7 = Koruma rölesi arıza oranı,

TEİAŞ 2009 arıza istatistiklerinden elde edilen bilgiler doğrultusunda, Türkiye’deki tüm transformatörleri koruyan, tüm koruma rölelerinin ortalama güvenilirlik değeri olan 0,9556 değeri kullanılmıştır [23].

λ_8 = Koruma devresinde kullanılan kilit rölesi arıza oranı,

0,4/yıl kabulü yapılmıştır.

λ_9 = Koruma rölesi DC beslemesinin arıza oranı,

İlgili kaynakta direkt güvenilirlik değeri 0,99368 olarak verilmiştir [8].

λ_{10} = Koruma rölesi saha dağıtım kutusu arası kablosunun arıza oranı,

Hiç arıza yapmadı kabulü yapılmıştır.

λ_{11} = Saha dağıtım kutusu kesici arası kablosunun arıza oranı,

0,12/yıl [26].

λ_{12} = Kesici açma bobini DC beslemesinin arıza oranı,

0,16/yıl [26].

λ_{13} = Kesici açma bobini arıza oranı,

0,35/yıl [26].

Verilmiştir.

Yine burada güvenilirlik fonksiyonu,

$R(t) = e^{-\lambda t}$ şeklindedir.

Bir seri sistemin güvenilirlik ifadesi,

$$R_{\text{sistem}} = R_1 \times R_2 \times \dots \times R_{13}$$

Güvenilirlik her bir eleman için $R(t) = e^{-\lambda t}$ formülünden hesaplanmış ve aşağıda yer verilmiştir.

$R_1=0,99570$, $R_2=0,99570$, $R_3=0,99997$, $R_4=1$, $R_5=0,99997$, $R_6=1$, $R_7=0,95560$, $R_8=0,99995$,
 $R_9=0,99368$, $R_{10}=1$, $R_{11}=0,99998$, $R_{12}=0,99998$, $R_{13}=0,99996$

$$R_{\text{sistem}} = R_1 \times R_2 \times \dots \times R_{13}$$

$$R_{\text{sistem}} = 0,99570 \times 0,99570 \times \dots \times 0,99996 = 0,94097$$

7.11 Türkiye'deki Transformatör Fiderleri İçin Arıza İstatistikleri

TEİAŞ 2009 yılı verilerine göre Türkiye'de 380/154, 154/34.5 ve 380/34.5 kV olmak üzere toplam 1272 transformatör bulunmaktadır [23]. Bu transformatörler çeşitli arızalardan dolayı 1137 defa açmıştır. Çizelge 7.17 transformatör açmalarının bölgelere göre dağılımına ve transformatör başına açma adetlerine, Çizelge 7.18 arızanın sebebine, Çizelge 7.19 arıza anı ve durumuna, Çizelge 7.20 arızanın yerine, Çizelge 7.21 arızaların aylara göre dağılımına, Çizelge 7.22 arızaların saatlere göre dağılımına ait bilgiler içermektedir. Bu arızaların sebeplerine bakıldığında %45,56 oranıyla transformatör fider arızası (aşırı akım, toprak, diferansiyel...vb), %10,38 oranıyla aşırı yüklenme, %7,48 sebebi meçhul, %6,77 fider kesici arızası, %4,13 röle arızaları ilk beş sırada yer almaktadır. Yine listede %7,48 oranıyla sebebi meçhul arızalar dikkat çekmektedir.

Çizelge 7.17 Transformatör açmalarının bölgelere göre dağılımı ve transformatör başına açma adetleri

Bölge	İl	Toplam Transformatör Adedi	Açma Adedi	Transformatör Başına Açma Adedi
1	İstanbul/Avrupa	98	81	0,83
2	Bursa	84	51	0,61
3	İzmir	110	22	0,2
4	İstanbul/Anadolu	58	18	0,31
5	Adapazarı	78	34	0,44
6	Kütahya	37	22	0,51
7	Isparta	33	18	0,64
8	Ankara	63	34	1,1
9	Konya	49	19	1,41
10	Samsun	50	21	0,82
11	Kayseri	63	69	1,24
12	Gaziantep	84	151	1,8
13	Elazığ	40	47	1,18
14	Trabzon	31	24	0,77
15	Erzurum	33	39	1,18
16	Batman	60	150	2,5
17	Van	25	40	1,6
18	Adana	88	50	0,57
19	Antalya	45	49	1,09
20	Edirne	40	14	0,35
21	Denizli	71	57	0,8
22	Kastamonu	32	13	0,41
Toplam		1272	1137	0,89

Çizelge 7.17’de transformatör başına düşen açma sayısı ne kadar küçükse, güvenilirlik o kadar yüksektir.

Çizelge 7.18 Transformatör açmalarının sebepleri [23]

Arızanın Sebebi	Arıza Adedi	Yüzdesi (%)
Fider Arızası	518	45,56
Aşırı Yüklenme	118	10,38
Sebebi Meçhul	85	7,48
Fider Kesici Arızası	77	6,77
Röle Arızaları	47	4,13
Diğer Sebepler	45	3,96
Yağmur	39	3,43
Teçhizata Yabancı Cisim Girmesi	37	3,25
Kesici Düşük Basınç	27	2,37
Röle Selektivite Hatası	26	2,29
Yıldırım	20	1,76
Arıza Üzerine Kapama	15	1,32
Rüzgâr	12	1,06
Darbeli Fider Arızası	11	0,97
Normal Manevra	11	0,97
Sekonder Devre Arızası	9	0,79
Teknisyen Hatası	8	0,7
İzolasyon Zayıflığı	5	0,44
Yağ Eksikliği	5	0,44
Deprem	4	0,35
Yanlış Manevra	3	0,26
Tekrar Servise Giriş	3	0,26
Kar	3	0,26
Yangın	2	0,18
Aşırı Sıcaklar	2	0,18
Sis	2	0,18
Düşük Frekans	1	0,09
Buz	1	0,09
Düşük Gerilim	1	0,09
Toplam	1137	100

Çizelge 7.19 Transformatör açmalarının arıza anı ve durumu [23]

Arızanın Anı	Arıza Adedi	Yüzdesi (%)
Transformatör Servisteyken	1127	99,12
Transformatör Servise Alınırken	10	0,88
Toplam	1137	100
Arızanın Durumu		
Geçici Arıza	1114	97,98
Kalıcı Arıza	23	2,02
Toplam	1137	100

Çizelge 7.20 Transformatör arızalarının yeri [23]

Arıza Yeri	Arıza Adedi	Yüzdesi (%)
Fider	715	62,88
Bara	42	3,69
Nötr Direnci	4	0,35
Transformatör Zati	57	5,01
Transformatör Müştemilatı	16	1,41
Diğer	121	10,64
Belirsiz	182	16,01
Toplam	1137	100

Çizelge 7.21 Transformatör açmalarının aylara göre dağılımı [23]

Aylar	Arıza Adedi
Ocak	102
Şubat	66
Mart	89
Nisan	61
Mayıs	87
Haziran	116
Temmuz	138
Ağustos	117
Eylül	120
Ekim	55
Kasım	91
Aralık	95
Toplam	1137

Çizelge 7.21 incelendiğinde en çok açmanın 138 ile Temmuz ayında, en az açmanın 55 ile Ekim ayında olduğu görülmektedir. Bunun yanında yaz aylarında açmaların yoğunlaştığı dikkat çekmektedir. Özellikle yaz aylarında transformatörlerin klima

yüklerinden dolayı aşırı yüklendiği bilinmektedir. Son beş senenin istatistiklerinde de yaz aylarında açmaların fazla olduğu belirlenmiştir.

Çizelge 7.22 Transformatör açmalarının saatlere göre dağılımı [23]

Saat Aralıkları	Arıza Adedi
00-03	83
03-06	85
06-09	158
09-12	179
12-15	201
15-18	201
18-21	148
21-24	82
Toplam	1137

Çizelge 7.22 incelendiğinde, saat 21.00-06.00 arasında arızaların en az sayıda olduğu periyot olarak dikkat çekmektedir. Özellikle saat 00.00-06.00 arasında talebin az olduğu ve transformatörlerin az yüklendiği bilinmektedir. Son beş yılın istatistiklerine bakıldığında da bu istatistikler tekrarlanmaktadır. Ayrıca bu istatistikler hat fiderleri ile karşılaştırıldığında, hat fiderlerinin bu saatlerde daha çok arızaya karıştığı bir önceki sayfalarda açıklanmıştır.

7.12 380 ve 154 kV Transformatör Fiderleri Koruma Röleleri İçin Güvenilirlik Analizi

Bir sonraki çizelgede de (Çizelge 7.23) transformatör açmalarında en çok çalışan koruma rölelerinin doğru ve yanlış açma sayıları, bu istatistikler baz alınarak ta güvenilirlik oranları hesaplanmış ve bu oranlara yer verilmiştir. En çok çalışan koruma rölelerine bakıldığında aşırı akım, toprak ve diferansiyel koruma röleleri ilk üç sırada yer almaktadır. Bu oranlar incelendiğinde elektriksel korumalarda nötr direnci aşırı gerilim %28,58 ve diferansiyel koruma %7,94 yanlış çalışma yüzdesiyle; mekanik korumalarda ise basınç ventili %40, kademe bucholz %20 ve yağ sıcaklığı %15,79 yanlış çalışma yüzdeleri ile dikkat çekmektedir.

Çizelge 7.23 Transformatör açmalarında en çok çalışan koruma röleleri

Koruma Rölesi	Doğru Çalışma	Yanlış Çalışma	Toplam	Yanlış Çalışma Yüzdesi	Güvenilirlik
Aşırı Akım	390	1	391	%0,26	%99,74
Toprak	292	9	301	%3	%97
Diferansiyel	116	10	126	%7,94	%92,06
Nötr Direnci Aşırı Akım	56	3	59	%5,09	%94,92
Bucholz	53	5	58	%8,62	%91,38
Nötr Direnci Aşırı Gerilim	25	10	35	%28,58	%71,43
Kesici Düşük Basınç Açma	31	0	31		%100
Yağ Sıcaklığı Açma	16	3	19	%15,79	%84,21
Genel Açma	13	3	16	%18,75	%81,25
Aşırı Yük	15	0	15		%100
Kademe Bucholz	12	3	15	%20	%80
Tank Koruma	10	1	11	%9,09	%90,91
Bara Koruma	4	1	5	%20	%80
Basınç Ventili Açma	3	2	5	%40	%60
Yağ Seviye Açma	4	0	4		%100
Toplam	1098	51	1149	%4,43	%95,56

7.13 Güvenilirliği Arttırıcı Çözümler

a) Gerilim transformatörü, gerilim transformatörünün arızalanmasını önleyecek bir çözüm yoktur fakat gerilim transformatörünün sekonder bağlantısında bir sorun

olduğunda koruma rölesi üzerinden alınacak bilgi ile hemen müdahale edilmesi besleme güvenilirliği biraz artırılabilir. Fakat asıl sorunlar primer tarafta olduğu için bu çözüm çok kısıtlıdır primer test yapmadan gerilim transformatörünün sağlıklı çalışıp çalışmadığı anlaşılamaz.

b) Akım transformatörü, yine akım transformatörünün arızalanmasını önleyecek bir çözüm yoktur fakat akım transformatörünün sekonder bağlantısında bir sorun olduğunda koruma rölesi üzerinden alınacak bilgi ile hemen müdahale edilmesi besleme güvenilirliği biraz artırılabilir. Akım transformatörlerini diferansiyel koruma ile de takip etmek mümkündür Birleşik Krallıkta bu koruma uygulanmaktadır. Yine gerilim transformatörü gibi asıl sorunlar primer tarafta olduğu için bu çözüm çok kısıtlıdır primer test yapmadan akım transformatörünün sağlıklı çalışıp çalışmadığı anlaşılamaz.

c) Havai hat, havai hat arızalarının büyük bir kısmını atmosferik olaylar oluşturmaktadır bunu önlemek mümkün değildir. Bunun yanında hat iletkeni kopması, izolasyon hasarı-camper kopması...vs belli periyodik bakımlarla oranı düşürülebilir ama Türkiye'deki hat uzunluğu dikkate alındığında tamamen önlemek imkânsızdır. Bazı kısa hatların kablo ile taşınması İstanbul gibi büyük şehirlerde kısıtlı da olsa uygulanmaktadır bu da atmosferik etkileri önlemektedir.

d) Transformatör arızası, transformatör arızalarının en önemli bölümünü oluşturan aşırı yüklenme, klima yüklerinden dolayı özellikle yaz aylarında oluşmaktadır. Aşırı yüklenmenin önüne geçmek mevcut şebekelerde ancak transformatörün daha büyük güçlü bir transformatör ile değiştirilmesiyle mümkündür ancak 380/154 kV seviyelerinde güç transformatörü çok pahalı bir ekipmandır. Gelecekte tesis edilecek şebekelerde ileriye dönük planlamanın iyi yapılması önerilebilir. Atmosferik etkilerin de önüne geçmek mümkün değildir bunun yanında gaz izoleli şalt merkezlerinde belli güce ve gerilim seviyesine kadar kapalı ortamlarda (bina altına...vs) transformatör tesis edilebilir. Transformatörlerde izolasyon problemi, yağ eksikliği ve yağ kalitesinin bozulmasından doğacak problemler periyodik bakımlar ile oranı düşürülebilir. Transformatör arızalarının en önemli nedenlerinden biri olan toprak arızalarının tespiti ve hızlı müdahalesi için, ülkemizde çok özel istekler dışında kullanılmayan sınırlı toprak arıza koruma (restricted earth fault protection-REF protection) sistemi ile

transformatörlerin güvenilirliği dolayısıyla sistem güvenilirliği arttırılabilir. Bu konu bölüm 7.13.2 sekonder projelerde güvenilirliği arttırıcı çözümler başlığı altında anlatılmıştır.

Ayrıca son yıllarda geliştirilen bir sistem ile transformatörlerin sensörler yardımı ile alınan bilgiler üzerinden scada otomasyon sistemi ile izlenmesi ve güvenilirliğinin artırılması hedeflenmektedir. Transformatörler enerji santralleri, dağıtım şebekeleri, ulaşım ve endüstri için kilit rol oynamaktadır. Bugün birçok ülkede kullanılan transformatörlerin %70'ten fazlası, 25 yaşın üzerindedir. Bu da ortalama fiili servis süresinin, tahmin edilen servis süresinin üzerinde olduğunu göstermektedir. Bunun gibi transformatörlerin yedek parçalarının piyasada artık bulunamayabileceği de unutulmamalıdır. Bu koşullar altında işletmecilere, tesis edilen transformatörlerin mevcut durumu hakkında her zaman net bir resmin verilmesi gereklidir. Transformatörlerin enerji altındaki parçaları, kademe değiştirme, buşing ve soğutma sisteminin devamlı olarak izlenmesi ve kaydedilmesi bu yüzden çok önemlidir. İşte bu sistemle sensörler üzerinden alınan bilgiler sayesinde işletmeciye markadan ve yaşından bağımsız olarak, tesis edilen transformatör hakkında net bir görüntü verilebilir.

Bu sistemin ana hedefi,

- Risklerin tahmini ve arızaların erken tespiti ile plansız kesintilerin ve sonradan oluşabilecek hasarların önüne geçilmesi,
- Transformatörün zarar görmeden, kısa süreli aşırı yüklenmeler ile işletilmesi,
- Duruma dayalı bakım kullanılarak, modern bakım teknikleri ile kesintileri minimuma indirmek.

Bu sistemle aşağıda verilen işletme parametreleri devamlı olarak izlenebilmektedir:

Yağ sıcaklığı, sargı sıcaklığı, aşırı yüklenme kapasitesi, yaşlanma faktörü ve işletme ömrü, yük faktörü, kayıplar, yağdaki gaz miktarı, yağdaki rutubet miktarı, kademe değiştirici pozisyonu, kademe değiştirici açma-kapama sayısı, kademe değiştirici motorun güç sarfiyatı, kademe değiştirici kontakların yıpranma durumu, kademe değiştirici tankındaki yağ sıcaklığı, buşing işletme gerilimi, buşing aşırı gerilim, buşing

kapasitesindeki değişimler, buşing üç faz kapasitif akımlarının vektörel toplamı, gaz izleme, elektriksel/akustik/Ultraviyole kısmi deşarj ölçümü, soğutma sistemi pompa ve fanların durumu, soğutma sistemi pompa ve fanların işletme sayısı, soğutma sistemi veriminin izlenmesi.

Sargı sıcaklığı: Ölçülen yağ sıcaklığı, yüke bağlı sargı sıcaklığının hesaplanmasında IEC/ANSI normlarına göre kullanılır.

İşletme Ömrü: Yüke bağlı sargı sıcaklığının hesaplanması ile IEC/ANSI normlarının uygulanmasıyla saptanır.

Arıza Gazı Ölçümü: Yağ içine dağılan gazın tespiti transformatör çekirdeğinde oluşabilecek arızaların erkenden tespiti için hayati önem taşımaktadır.

Yağ İçindeki Rutubet Miktarının Ölçümü: Rutubet, izolasyonun eskimesini hızlandırır ve dolayısıyla delinme gerilimini düşürür. Yine izlenmesi bu yüzden hayati önem taşır.

Kademe Değiştirici İzlemesi: Mekanik arızaların önceden tespiti ve kontakların duruma dayalı bakımına yardımcı olur.

Buşing İzlenmesi: Buşinglerdeki arızanın tespiti, tüm transformatörün hasar görmesinin önüne geçilmesine yardımcı olur.

Kısmi Deşarjın İzlenmesi: Artan gaz miktarının hassas sensörlerle ölçülmesiyle transformatörlerde kalıcı hasara yol açabilecek arızaların önceden tespiti yapılabilir.

Sonuç olarak tecrübeler göstermiştir ki arızaların önceden tespit edilmesi transformatör izleme sistemi olmadan mümkün değildir. Bu sistem sayesinde önceden tespit edilebilen arızalar periyodik bir plan ile önceden tamir edilebilir dolayısıyla transformatörün ömrü artırıldığı gibi kullanılabilirlik ve güvenilirlik te artmış olur [27], [28].

e) Ayırıcı arızası, yanlış manevra hariç önlemek mümkün değildir.

f) Kesici arızası, kesicilerin de belli periyotlarla bakımları ve kontrolleri (SF6 gaz kaçağı) yapılmaktadır. Buna rağmen kesici arızasının da tamamen önüne geçmek mümkün değildir bunun yanında etkisini düşürerek besleme güvenilirliğini artırmak mümkündür. Çift bara-transfer veya tek bara-transfer sistemi ile bir fider için kesici yedeklenebilir bu

sistemde amaç herhangi bir fiderin kesicisinde bir arıza oluşmuşsa bu fideri transfer kesicisine yönlendirerek enerjinin sürekliliğini sağlamaktır. Bu arada arızalı kesicide bakım yapılması mümkün olurken ilgili fider de kullanımda olur. Sistemde bir adet transfer kesicisi bulunmaktadır aynı anda iki fider için kullanılması mümkün değildir. Buradaki en büyük dezavantaj her fider için ekstra transfer ayırıcısı maliyeti ve çift bara transferde de kapladığı alanın biraz fazla olmasıdır. Bunun yanında son yıllarda uygulanan ve 380 kV yeni şalt merkezlerinde ve enerji üretim tesisleri olan 380, 154 kV şalt merkezlerinde zorunlu uygulanan kesici arıza koruma sistemiyle kesici arızasının sisteme etkisi düşürülür. Ülkemizde çoğu 154 kV şalt merkezinde bu sistem bulunmamaktadır. Yurtdışında yaygın olmasına rağmen Türkiye’de yine çok özel istekler dışında kullanılmayan kesici açma devresi izleme rölesi (trip circuit supervision relay) uygulamasıyla kesicinin açma devresi devamlı kontrol edilerek, eğer bir problem söz konusu ise rölenin kontağı vasıtasıyla ihbar verilebilir. Bir maliyet oluşturmakla beraber kesicinin açma bobininin takibi, sistem güvenilirliği açısından önemli bir konudur.

g) Bara arızası, bara arızasının da tamamen önüne geçmek mümkün değildir bunun yanında etkisini düşürerek besleme güvenilirliğini arttırmak mümkündür. Son yıllarda uygulanan ve 380 kV yeni şalt merkezlerinde ve enerji üretim tesisleri olan 380, 154 kV şalt merkezlerinde zorunlu uygulanan bara koruma sistemiyle bara arızasının sisteme etkisi düşürülür. Ülkemizde çoğu 154 kV şalt merkezinde bu sistem bulunmamaktadır.

h) Manevra hatası, manevra hatası insan faktörü olan bir sorundur teknik eğitimle arıza oranı düşürülebilir.

ı) Koruma arızası,

ı1) Yanlış açma,

ı1.1) Birçok etkenden oluşmaktadır örneğin yanlış selektivite ayarı bunlardan biridir bir sistemde selektivite ayarı yapılırken önce bilgisayar ortamında kısa devre hesabı yapıldıktan sonra yine bilgisayar ortamında tüm arıza olasılıkları (faz-faz, faz-toprak) her bir faz için ayrı ayrı simülasyonu yapılarak rölelerin arızaya davranışları ve diğer röleler ile koordinasyonu kontrol edilmelidir. Ayrıca bu hesaplamalar yapılırken komşu fiderlerdeki arıza akımı değişimleri de dikkate alınmalıdır [9]. Yeni yapılan merkezlerde

bu analizler bilgisayar ortamında yapılmış olmakla beraber birçok eski tesiste yapılmadığı bilinmektedir.

ı1.2) Harmoniklerin koruma röleleri üzerine olumsuz etkisi bilinmektedir bazı rölelerde arıza akımını olduğundan büyük görerek rölenin normalden daha kısa sürede açması yanlış açma olarak nitelendirilebilir. Günümüzde harmonik filtreye sahip nümerik rölelerin kullanımı önerilmektedir. Literatürde yapılan çalışmalarda gerek elektromekanik, gerekse statik koruma rölelerinin harmonikli ortamda nominal değerinden daha kısa sürede açma yaptığı tespit edilmiştir. Bu konu önceki bölümlerde incelenmiştir.

ı1.3) Akım transformatörünün kısa devre anında DC akıdan doymaya gitmesi koruma rölesinde yanlış ölçüme sebep olmaktadır bunun da yanlış açmaya yol açtığı bilinmektedir. Akım transformatörünün seçimi için bu şartları inceleyen programlar son yıllarda mevcuttur bölüm 4.9'da da bu konu ayrıntılı olarak açıklanmıştır, yeni yapılan tesislerde bazı firmalar tarafından bu hesaplamalar yapılmakla beraber Türkiye'de en fazla beş senelik geçmişi olan yeni bir konudur, eski tesislerde ise yapılmamıştır. Bu hesaplama her farklı akım transformatörü çekirdeği için kullanılacak koruma rölesi (Mesafe koruma, diferansiyel, bara koruma, aşırı akım-toprak...vs) göz önüne alınarak ayrı ayrı yapılmalıdır.

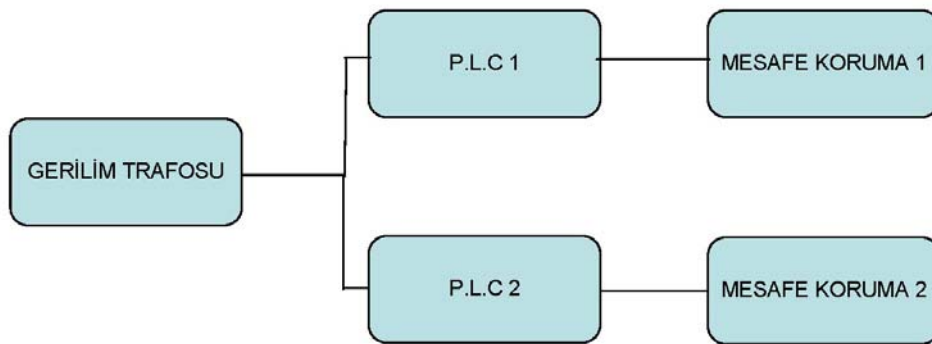
ı1.4) Açık şalt merkezlerinde sahadan kumanda merkezine akım-gerilim taşıyan kablonun ekransız seçilmesi ve atmosferik etkilerden dolayı bu sinyallerdeki bozulmaların yanlış açmaya yol açabileceği kanıtlanmıştır. Bunun için açık şalt merkezlerinde koruma rölesine akım-gerilim sinyali taşıyan kablonun ekranlı seçilmesi önerilmektedir. Örneğin Hollanda'da akım ve gerilim kabloları ayrı kanallar içinde kumanda merkezine taşınmaktadır. Almanya'da kapalı ortamda bulunan gaz izoleli şalt merkezlerinin bile tüm kabloları ekranlıdır.

ı1.5) Mekanik mesafe koruma rölelerinde gerilim transformatörü sekonder otomatik sigortasının açması rölenin gerilimi 0 olarak görmesine yol açmakta sonuç olarak ta empedansı yanlış hesaplayarak hatalı açmaya sebebiyet vermektedir. Nümerik rölelerde bu sinyal otomatik sigortanın yardımcı kontağı, input olarak röleye girilerek

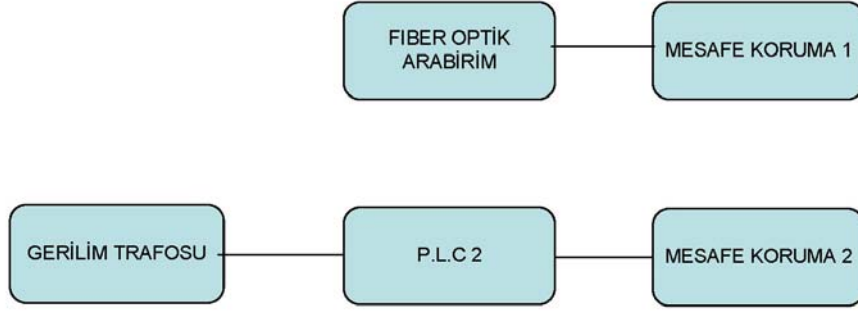
hatalı açmanın önüne geçilmektedir. Röle bu sinyali aldığı anda hafızasındaki son gerilim değerini kullanarak empedansı hesaplar.

1.6) Türkiye’de havai hatlarda karşı merkezler ile iletişimde tele koruma düzeni için P.L.C ekipmanı yaygın olarak kullanılmaktadır. 380 kV için iki adet ve 154 kV içinse tek P.L.C. kullanılmakta ve sistem kapasitif gerilim transformatörü üzerinden çalışmaktadır. Örneğin gerilim transformatöründe bir sorun olduğunda 380 kV ta iki P.L.C ekipmanı da sinyal iletemeyecek veya alamayacaktır bunu önlemek için bir röle P.L.C diğer röle fiber optik arabirim ile karşı merkezle haberleşebilir. Bu da güvenilirliği artıracaktır. Şekil 7.23 (a) şu anki mevcut durumu Şekil 7.23 (b) ise önerilen sistemi açıklamaktadır. Şekil 7.23 (a)’da görüldüğü gibi P.L.C ekipmanının çalışması dolayısıyla koruma sisteminin doğru çalışabilmesi için sistemde seri halde bulunan gerilim transformatörünün çalışması gerekmektedir. Şekil 7.23 (b)’de ise fiber optik ekipmanı gerilim transformatöründen bağımsız çalıştığı için gerilim transformatöründe bir sorun olsa bile eğer fiber optik arabirimde bir sorun yoksa diğer koruma rölesi çalışacaktır.

1.7) Özellikle eski tip mesafe koruma röleleri dairesel karakteristikli koruma bölgesi ile çalışmaktadır. Bu rölelerin direnç ve reaktans ayarları dikdörtgen karakteristik gibi esnek değildir bazı durumlarda (özellikle kısa hatlarda) koruma bölgesi yük bölgesine girerek yanlış açmaya sebebiyet vermektedir.



Şekil 7.23 (a) 380 kV mesafe koruma için mevcut haberleşme sistemi blok diyagramı



Şekil 7.23 (b) 380 kV mesafe koruma için önerilen haberleşme sistemi blok diyagramı

ı2) Açma yapmama,

ı2.1) Birçok etkenden oluşmaktadır örneğin harmoniklerin koruma röleleri üzerine olumsuz etkisi bilinmektedir bazı rölelerde arıza akımını olduğundan küçük görmesi ve rölenin normalden daha uzun sürede açması mümkündür. Mesafe korumada arıza akımının küçük görülmesi empedansın daha büyük hesaplanmasına yol açacak bunun sonucunda rölenin arızayı daha uzakta hattın %85'in dışında yani 1. bölgenin dışında 2. ve 3. bölgede görmesi zaman gecikmeli açmasına veya açmamasına neden olacaktır. Ayrıca bu durum komşu hat fiderlerinin mesafe rölelerinin 2. ve 3. bölge korumalarıyla arızaya müdahil olmasını sağlayacaktır. Bu sonuç bir önceki bölümde anlatılan mesafe koruma rölelerinin arıza istatistikleri sonuçları ile örtüşmektedir. Bu sonuçlara göre mesafe koruma rölelerinin açma yapmama oranları ve 2., 3., kademedan açma oranları yüksektir. Literatürde yapılan bir çalışmada nümerik mesafe koruma rölesinin matematiksel modeli oluşturularak harmonikli ortamdaki davranışı incelenmiş ve yeni harmonik filtre yöntemleri önerilmiştir, bu çalışmaya göre harmonikli ortamda nümerik mesafe koruma rölesi 1. bölge %80'nin dışında açma yapmıştır. Transformatör diferansiyel koruma için yapılan bir çalışmada, 3. harmonikli ortamda diferansiyel koruma rölesinin yüksek harmonik değerlerinde açma yapmadığı tespit edilmiştir. Bu konu önceki bölümlerde incelenmiştir.

ı2.2) Akım transformatörünün kısa devre anında DC akıdan doymaya gitmesi ve akımı küçük görmesi mesafe korumada arıza akımının küçük görülmesi sonuç olarak empedansın daha büyük hesaplanmasına yol açacak ve yukarda açıklanan harmonik

etkiyle aynı sonuçları doğuracaktır. Akım transformatörünün seçim analizinin yapılması bu yüzden önem arz etmektedir.

ı2.3) Özellikle eski tip mesafe koruma röleleri dairesel karakteristikli koruma bölgesi ile çalışmaktadır. Bu rölelerin direnç ve reaktans ayarları dikdörtgen karakteristik gibi esnek değildir bazı durumlarda arızanın görülmeme riski yani kör noktalar vardır. Dikdörtgen karakteristikli nümerik rölelerde direnç ve reaktans değeri her faz ve faz-toprak değeri için röleye ayrı ayrı bağımsız girilebilmektedir ve çalışma bölgeleri daha esnektir.

ı2.4) Koruma rölelerinin arızalanması durumunda (kullanım dışı) nümerik rölelerden arıza sinyali kontağı vasıtasıyla bilgi alınabilmektedir, yapılan bilimsel çalışmalarda bunun güvenilirliği arttırdığı kanıtlanmıştır [5],[6],[7],[10]. Zira mekanik rölelerde rölenin sağlıklı çalışıp çalışmadığı ancak periyodik testler ile anlaşılmaktadır.

ı2.5) Yanlış selektivite ayarı da bir açma yapmama riskidir, yukarda açıklandığı gibi bilgisayar ortamında selektivite analizinin ayrıntılı bir şekilde yapılması gerekmektedir.

ı2.6) Tele korumada iletişim arızasını önlemek için yukarda açıklanan farklı iletişim protokollerinin kullanılması güvenilirliği artıracak açma yapmama riskini azaltacaktır.

ı2.7) Kesici açma devresinde kullanılan yardımcı rölelerin arızalanması ile açma yapmama karşılaşılan bir durumdur. Kesici açma devresinde yardımcı röle kullanmak risklidir, bunun yerine koruma rölesinin kendi kontağını kullanmak daha güvenilir bir çözümdür. Bazı durumlarda koruma rölesinin kontakları yetmeyebilir, eğer böyle bir durum varsa yardımcı röle yerine kontakları ve bobini daha güçlü açma rölesi (fast trip relay) kullanılabilir. Transformatör fiderlerinde kesiciye gönderilecek açma sinyallerinin toplandığı kilit (lock-out) rölesinin arızalanması, bir açma yapmama sebebidir. Bunu önlemek için çift kilit rölesi kullanmak bir çözümdür. Tüm söz konusu bu çözümler bölüm 7.13.2 sekonder projelerde güvenilirliği arttırıcı çözümler başlığı altında projeler ve seri-paralel güvenilirlik modelleriyle ayrıntılı olarak açıklanmıştır.

ı2.8) Koruma röleleri DC yardımcı gerilim ile çalışmaktadır bu gerilimin kaybedilmesi rölenin kullanım dışı olmasına sebep olacaktır. Türkiye’de yeni yapılan 380 kV her bir fider için 2 adet DC besleme ön görülerek ana ve artçı (back-up) korumaların beslemeleri ve kesici açma bobini beslemeleri ayrı ayrı sağlanmaktadır ve ilgili otomatik

sigorta açtığında da ihbar için sinyal alınmaktadır. Özel sektöre yapılan 154 kV merkezlerin koruma panolarında ise ana ve artçı (back-up) koruma için tek besleme vardır bunun yanında kesici açma bobini beslemeleri ayrı ayrı sağlanmaktadır yine ilgili otomatik sigorta açtığında da ihbar için sinyal alınmaktadır. Fakat TEİAŞ için yapılan 154 kV merkezlerde ana ve artçı (back-up) koruma ve kesici açma bobini için tek besleme (hepsi aynı besleme) vardır ve otomatik sigorta kullanılmamıştır. Yine nümerik rölelerde DC yardımcı beslemenin kaybedilmesi ile arıza sinyali kontağı vasıtasıyla bilgi alınabilmektedir, elektromekanik rölelerde bu söz konusu değildir. DC besleme dört şekilde kaybedilebilir DC panodaki ilgili fideri besleyen otomatik sigortanın açmasıyla, koruma panosundaki koruma rölesinin otomatik sigortasının açmasıyla, bir şekilde panoda bağlantı problemiyle DC beslemenin iletilememesi ile veya akü-redresör grubunda oluşabilecek bir arızayla;

Ana DC panoda DC otomatın açması, ana DC panodan ana koruma için çift; artçı koruma için çift besleme almak ve koruma panosunda yardımcı röle ile seçip kullanmak bir çözüm olabilir bu yöntem ana panoda fazladan DC otomat kullanmak ve fazladan kablo çekilmesini gerektirdiğinden ekonomik değildir. Fakat ana panodan ana ve artçı (back-up) koruma için ayrı ayrı alınan birer adet beslemenin koruma panosunda yardımcı röle ile seçilip kullanılması mümkündür. Aynı anda iki adet otomatın açma olasılığı düşük olduğundan, güvenilirlik artacaktır.

Koruma panosundaki koruma rölesinin otomatik sigortasının açması, koruma panosundaki koruma rölesinin otomatik sigortasının açmasıyla DC beslemesinin kaybedilmesine yapılacak bir şey yoktur. Fakat otomatik sigortanın yardımcı kontakları vasıtasıyla ihbar tablosuna, Scada sistemine bilgi gönderilmektedir. TEİAŞ 154 kV uygulamalarında otomatik sigorta kullanılmamaktadır.

Panoda bağlantı problemiyle DC beslemenin iletilememesi, bu konuda yapılacak tek şey DC izleme rölesi kullanmaktır. Türkiye’de çok özel istekler dışında kullanılmamasına rağmen yurt dışında kullanımı yaygındır. TEİAŞ uygulamalarında kullanılmamaktadır. DC beslemenin DC izleme rölesi ile takibi, şüphesiz güvenilirliği arttıracaktır.

Akü-redresör arızası, Türkiye uygulamalarında 380 kV şalt merkezleri için çift akü-redresör grubu kullanılmakta bir tarafta arıza olursa diğer taraftan beslemeye devam

edilmektedir. 154 kV uygulamalarında ise tek akü-redresör grubu kullanımı yaygındır. Bir maliyet oluşturmakla beraber çift akü-redresör grubu kullanımı güvenilirliği artırıcı bir çözümdür zira DC besleme koruma rölelerinin ve kesici açma bobininin çalışması için çok önemli bir etkidir.

i) Ayrıca genel olarak bakıldığında koruma sistemlerinde güvenilirliği etkileyen aşağıdaki konularda vardır:

i1) Elektromekanik mesafe koruma rölelerinde bir arıza olduğunda arızanın yerini tespit etmeye yarayan arıza yer belirleme (fault locator) fonksiyonu yoktur, zira nümerik mesafe koruma rölelerinde bu özellik bulunmaktadır, bu özellik sayesinde koruma rölesi arızanın yerini belli yanılma payları dahilinde söyleyerek arızaya hızlı müdahale edilmesini kolaylaştırmakta böylece sistem güvenilirliğini olumlu yönde etkilemektedir. Çünkü kalıcı arızalarda (direk devrilmesi, iletken kopması...vs) rölede arıza yeri belirleme fonksiyonu olmaması durumunda arıza ekibi sahada tüm hattı tarayarak arızayı bulmak zorunda kalacaktır, bu süreç hattın uzunluğuna bağlı olarak çok uzun saatler alabilir. Türkiye'nin coğrafi yapısı da dikkate alındığında, zahmetli bir iştir.

i2) Yine elektromekanik koruma rölelerinde bir arıza olduğunda arıza koşullarını kaydetmeye yarayan arıza kaydedici (fault recorder) fonksiyonu yoktur, zira nümerik rölelerde bu özellik çoğu rölede standart olmakla beraber, farklı fonksiyonlar ücreti karşılığı satın alınabilmektedir. Bu özelliğin önemi şudur, korunan elemanda bir arıza olup koruma rölesi açtığı anda eğer koruma rölesi bu durumu hafızasında kaydederse, arızadan sonra koruma mühendisi durumu analiz ederek koruma rölesinin arıza anındaki davranışını dolayısıyla koruma rölesinin doğru açıp açmadığını, doğru açmadıysa sebebi ve bunu ileride önlemek için neler yapılabileceği konusunda fikir edinebilir. Elektromekanik rölede bunu anlamak mümkün değildir, aynı problem tekrar edebilir ve sistem güvenilirliği olumsuz yönde etkilenebilir.

7.13.1 Kesici Arıza ve Bara Koruma

Bu sistemde prensip olarak her fidere bir röle (bay unit) ayrılır bu röleye o hattın akım bilgisi, kesici, bara ayırıcı konumları, arıza başladı bilgileri (Arızanın tipi önemli değildir, fiderin röle panosunda tüm arızalar, ana – yedek korumalar birleştirilerek bara koruma

panosuna tek bir kontak gönderilir) girilir. Ayrıca bir adette ana röle (main-center unit) kullanılır bu ana röle her fiderin rölesi (bay unit) ile haberleşir. Tüm kararları ana röle verir, diğer röleler bir bağlantı elemanı gibi çalışır.

Örneğin havai hat fiderinde bir mesafe arızası olduğu varsayılın, mesafe koruma rölesi arızayı tespit edince kontakları vasıtasıyla kesicinin açma bobinine açma sinyali gönderir bu aynı açma bilgisi bara koruma panosu içindeki koruma rölesine (bay unit) input olarak girilir bara koruma rölesine aynı zamanda (bay unit) fiderin akım transformatörsundan alınan akım bilgisi ve bara ayırıcı konumları da girilmiştir. Fakat bu bilgiler fiber optik kablolar ile ana röleye (main-center unite) iletilir. Burada şu soru akıllara gelebilir neden tüm bilgiler ana röleye direk girilmiyor da bir arabirim üzerinden giriliyor. Burada 15 fiderlik bir sistem düşünelim sahadan gelecek akım bilgileri ve ayırıcıların konum bilgilerini göze aldığımızda ve açma bilgilerinin gönderilmesini alınmasını düşündüğümüzde 15 fider için çok sayıda kablonun röleye girilmesi pekte pratik değildir. Bunun yerine bay unitlere bilgiler girilir buradan tek kablo ile dijital olarak ana röleye iletilir. Eğer fiderde bir arıza oluşmuş ve kesici de sorunsuz olarak açmışsa devreden geçen akım 0 (sıfır) olacaktır. Bara koruma rölesi (bay unit) koruma panosundan arıza başladı bilgisini ve sistemden geçen akımı alır ana röleye gönderir ana röle durumu bir süre takip eder eğer akım 0 değilse problem vardır ve kontakları vasıtasıyla fiderin bay unitini uyarır bay unitte fiderin kesicisine (her iki açma bobinine ayrı ayrı) birde kendisi açma gönderir (1st stage), ana röle bir süre bekler eğer devreden geçen akım 0 olmuşsa sorun çözülmüş demektir eğer akım 0 değilse sorun devam ediyor demektir. Burada fiderin bağlı bulunduğu baradaki tüm kesicilerin açılması gerekmektedir. Bunun için ana röle (main unit) diğer röleden (bay unit) aldığı ayırıcıların konum bilgilerini karşılaştırarak bu fiderin hangi baradan beslendiğini tespit eder diğer rölelerden de (diğer fiderlerin bay unitlerinden) bu baraya bağlı tüm fiderleri bulur ve ana röle bu baraya bağlı fiderlerin bara koruma rölesini (bay unitleri) uyarır ve röle o fiderlerin kesicilerine açma gönderir. (2nd stage) Eğer fider havai hatsa P.L.C ile karşı istasyona bilgi gönderilir o taraf açar, böylece o hat devreden çıkarılmış olur arızalı fiderde kesici açılmamasına rağmen hat zarar görmemiş olur. Bu kesici arıza koruma olarak adlandırılır, bunun yanında bara korumanın çalışma prensibi Kirshoff akım yasasına göredir ve bir diferansiyel korumadır. Bu korumaya

göre bir baraya giren ve çıkan akımların vektörel toplamı sıfır olmalıdır eğer değilse bir dengesizlik vardır ve bara koruma sistemi çalışır.



Şekil 7.24 Bara ve kesici arıza koruma panosu

7.13.2 Sekonder Koruma Sistemi Projelerinde Güvenilirliği Arttırıcı Çözümler

Bu süreçte gerek 380 kV gerekse 154 kV özel sektör ve 154 kV TEİAŞ'a yapılan birçok proje incelenmiş önem arz eden konular aşağıda açıklanmıştır:

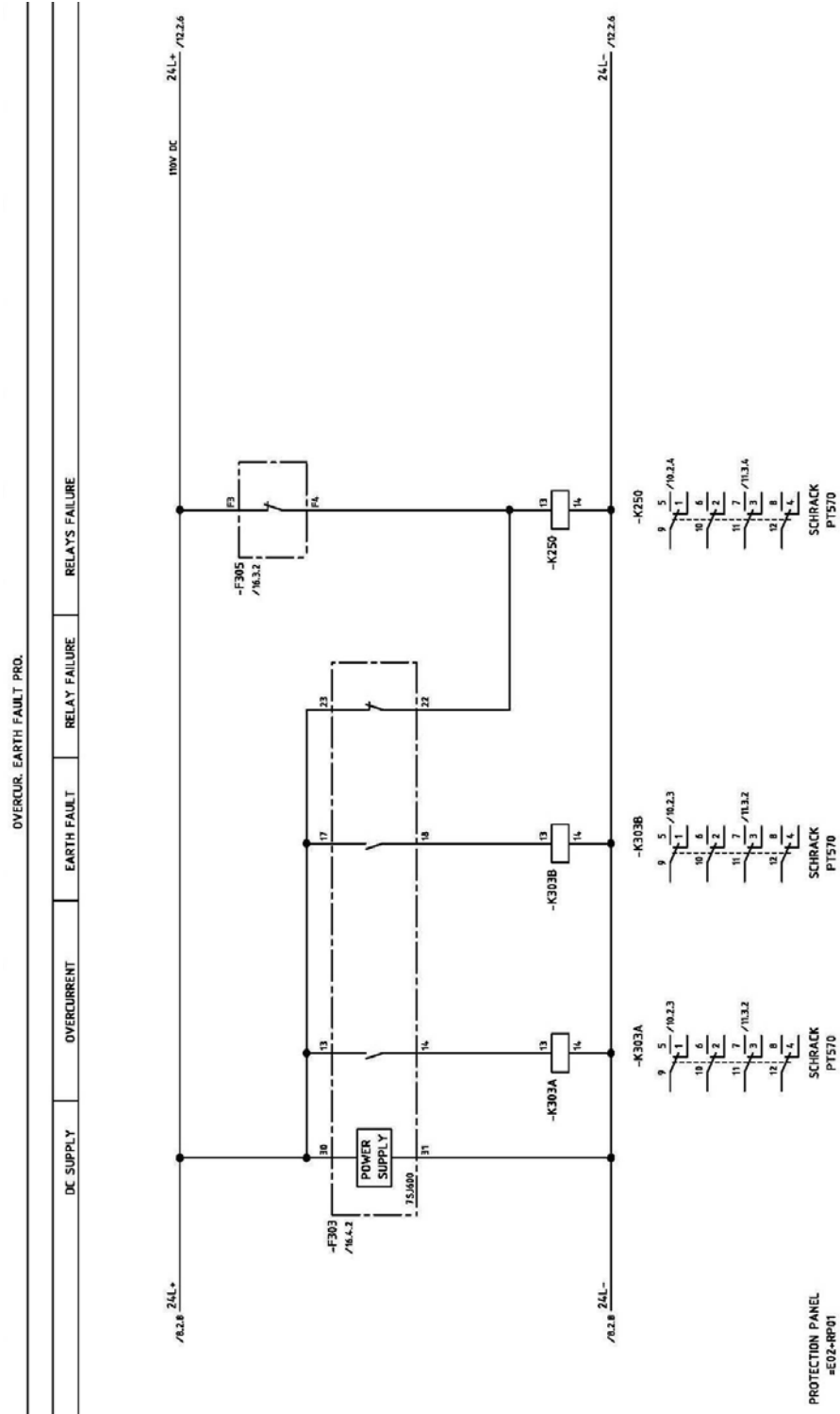
Yukarıda da açıklandığı üzere nümerik rölelerden röle arızası ve DC besleme arıza sinyali aynı kontak üzerinden alınmaktadır. Türkiye uygulamalarına bakıldığında söz konusu kontak sadece röle arızası olarak kullanılmaktadır. Bu kontak röleyi besleyen aynı potansiyelle kullanılmaktadır yani potansiyel gerilim beslemesi kaybedildiğinde bu kontakten DC besleme arızası sinyali olarak yararlanmak mümkün değildir yurt dışı uygulamalarında söz konusu bu kontak ayrı olarak scada izleme sistemine direkt gönderilmektedir. 380 kV ve özel sektör 154 kV uygulamalarında otomatik sigorta kullanıldığından DC beslemenin sigortanın açması durumunda anlaşılması mümkündür. Ama 154 kV TEİAŞ uygulamalarında otomatik sigorta yoktur, koruma rölesinin ana

beslemesi, röle arızası ve DC besleme arıza sinyali kontağı aynı potansiyelden beslendiği için test yapmadan hiçbir şekilde DC beslemenin kaybedildiği anlaşılamaz. Bu konuyu bir sonraki sayfada proje örneği ile açıklayalım,

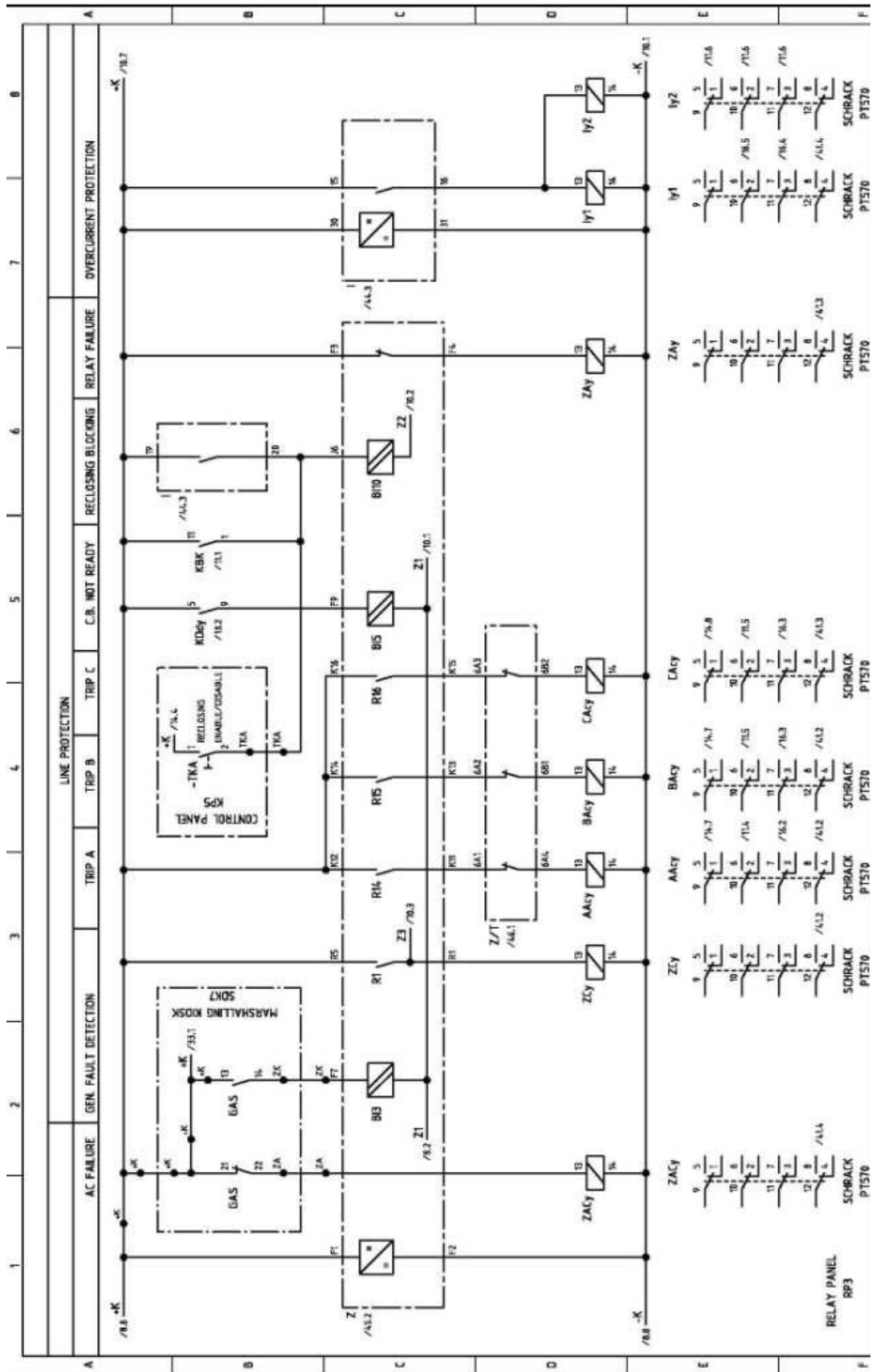
Bir sonraki sayfada özel sektöre ait 154 kV havai hat fiderinin mesafe koruma (-F305) ve aşırı akım-toprak koruma (-F303) rölelerinin koruma rölesi arızalı bilgisi -K250 yardımcı rölesi çektilerilerek alınışı gösterilmektedir. Bu sayfada 24L+ ve 24L- 110V DC hatları söz konusu rölelerin de ana beslemesidir. Bu gerilimin kaybedildiği düşünölsün, -F305 ve -F303 koruma rölelerinin kapalı kontağı konum değıştirir ve -K250 yardımcı rölesinin bobinini çektilermeye çalışır ama ne var ki 24L+ ve 24L- hattında enerji olmadığından yardımcı röle çekemez. Eğer 24L+ ve 24L- hatlarını besleyen otomatik sigorta açmışsa, ışıklı ihbar tablosuna ve scada sistemine (eğer varsa) ihbar verilebilir. Fakat bağlantı hatasından kaynaklı bir problem varsa DC'nin kaybedildiğini anlamak mümkün değildir tam bu sürede oluşabilecek arızayı da rölenin açması söz konusu değildir. Bunu önlemenin yolu koruma rölelerinin bu kapalı kontaklarını 24L+ ve 24L- hattından bağımsız ayrı bir hattan besleyip yardımcı röleyi çektilermek ve bu ayrı hattı besleyen otomatik sigortanın önüne de bir DC izleme rölesi, düşük gerilim rölesi veya bir DC yardımcı röle koymak çözüm oluşturacaktır. Ayrıca yurt dışı uygulamalarında olduğu gibi bu kontakları scada izleme sistemine direkt göndermek te ayrı bir çözümdür. Şekil 7.25 (a)'da mevcut durum, Şekil 7.25 (b)'de çözüm önerisi gösterilmiştir.

Bir diğler sayfada TEİAŞ'a ait 154 kV şalt merkezinin havai hat fiderine ait mesafe koruma (Z) rölesinin arızalı bilgisi ZAY yardımcı rölesi çektilerilerek alınışı gösterilmektedir. Bu sayfada K+ ve K- 110V DC hatları söz konusu rölenin de ana beslemesidir. Bu gerilimin kaybedildiği düşünölsün, Z koruma rölesinin kapalı kontağı konum değıştirir ve ZAY yardımcı rölesinin bobinini çektilermeye çalışır ama ne varki K+ ve K- hattında enerji olmadığından yardımcı röle çekemez. TEİAŞ'a ait 154 kV tesislerde otomatik sigorta olmadığından dolayı DC gerilimin kaybedildiği hiçbir şekilde anlaşılamaz. Yine aynı projede aşırı akım-toprak koruma rölesinden arızalı bilgisi alınmadığı tespiti yapılmıştır ve alınması güvenilirlik açısından önemlidir. DC beslemeyle ilgili çözüm olarak, yukarıda anlatılan çözümün aynısı burada da

uygulanabilir. Şekil 7.26 (a)'da mevcut durum, Şekil 7.26 (b)'de çözüm önerisi gösterilmiştir.

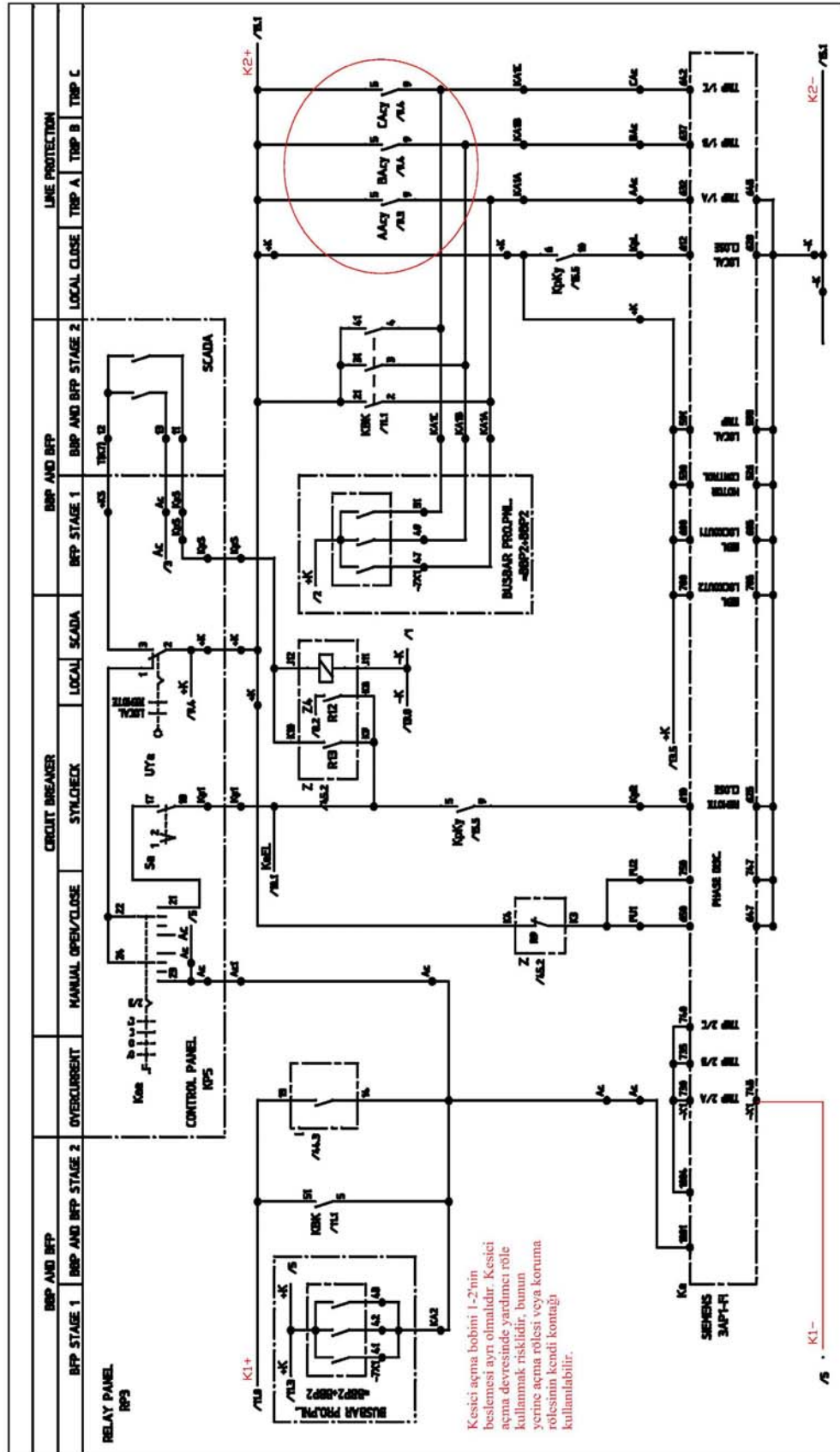


Şekil 7.25 (a) Koruma rölesi arızalı sinyal kontağı 154 kV özel sektör

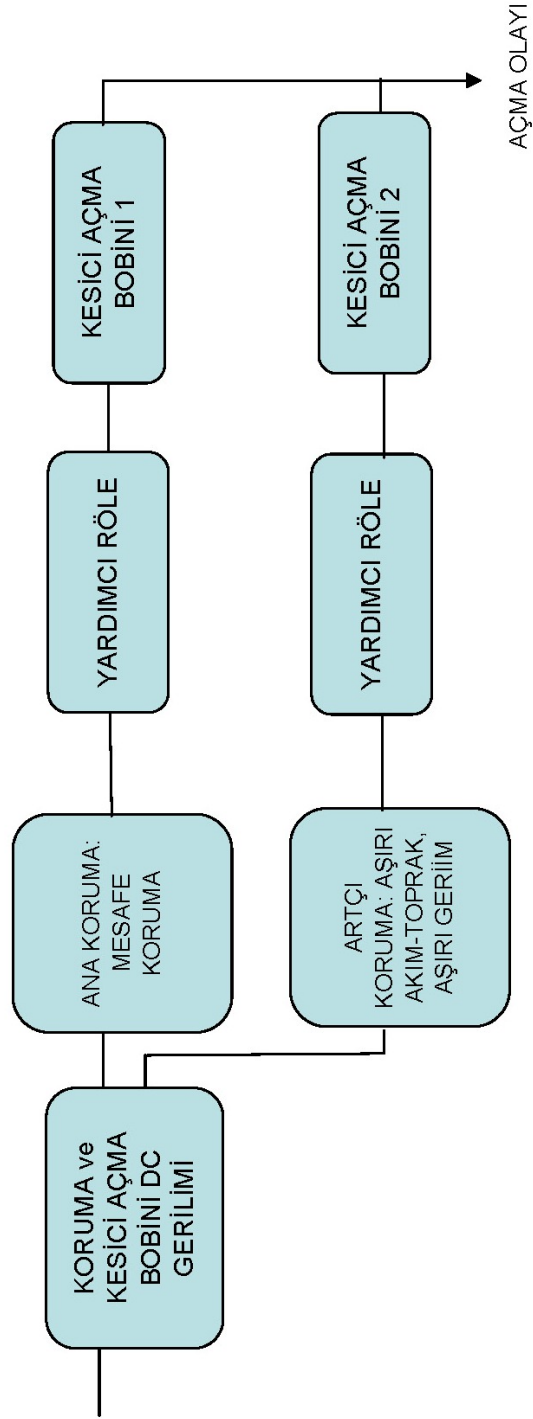


Şekil 7.26 (a) Koruma rölesi arızalı sinyal kontağı ve her faz için mesafe koruma açmaları 154 kV TEİAŞ

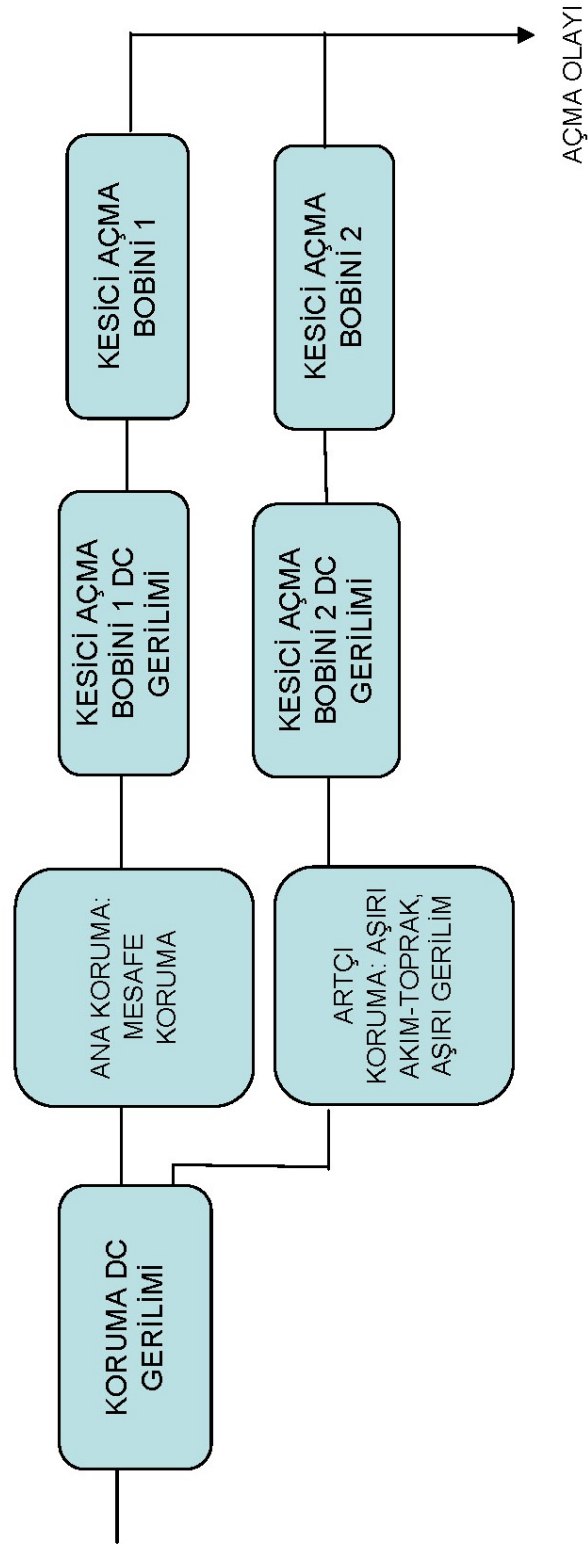
Bir diğ er sayfada TEİAŞ'a ait 154 kV şalt merkezinin havai hat fiderine ait mesafe koruma (Z) rölesinden her faza ait açma sinyalinin AAcy, BAcy, CAcy yardımcı rölesi üzerinden alınışı gösterilmiştir (şekil 7.26 a). Söz konusu bu yardımcı rölelerinin kontakları kesici açma bobinine gönderilmektedir. Fakat yine K+ ve K- hattında enerji olmadığında yardımcı röleler çekemez ve açma devresine açma gönderemez kaldı ki bu potansiyeller özel sektöre ait projelerden farklı olarak kesici açma bobininde de aynen kullanılmıştır.     m olarak mesafe koruma rölesinin açma kontaklarının kesici açma bobininde direkt kullanımı (kullanılamıyorsa yardımcı röle yerine bobini ve kontakları daha g     açma rölesi-fast trip relay kullanılması) ve kesici açma bobininde kullanılan DC potansiyel gerilimin özel sektörde olduğu gibi açma bobini 1 ve 2 için bağımsız kullanımı güvenilirliği arttırıcı bir     md r. şekil 7.27 (b)'de     m  nerisi gösterilmiştir. Yine yukarıda anlatıldığı gibi K+ ve K- hattının izlenmesi önem arz etmektedir. şekil 7.27 (a) TEİAŞ'a ait 154 kV şalt merkezinin kesici açma devresini ve şekil 7.28 ise özel sektöre ait bir projenin kesici açma devresini göstermektedir. şekil 7.28'deki özel sektöre ait projenin açma devresi incelendiğinde mesafe koruma rölesinin ve aşırı akım-toprak koruma rölesinin kendi kontaklarının kesici açma devresinde kullanıldığı ve açma bobini 1 ve 2'nin ayrı ayrı DC ile beslendiği görülmektedir. Ayrıca şekil 7.29 şu anki mevcut durumun güvenilirlik modelini, şekil 7.30 ise     m önerisinin güvenilirlik modelini anlatmaktadır. şekil 7.29'a göre bir açma olayının gerçekleşmesi için, koruma-kesici açma bobini DC gerilimi mevcut olmalı, koruma röleleri (mesafe, aşırı-akım toprak varsa aşırı gerilim) doğru çalışmalı, koruma rölesinden açma sinyalinin alan yardımcı röle çalışmalı ve son olarakta kesici açma bobini çalışır durumda olmalıdır. Sonuç olarak seri bir devre karakteristiği göstermektedir, cihazlardan her hangi biri çalışmazsa açma olayı gerçekleşmeyecektir. şekil 7.30'a göre koruma rölesi ve kesici açma bobini DC gerilimi birbirinden ayrılmıştır, kesici açma bobini DC gerilimi de her iki bobin için ayrı ayrı beslenmiştir ayrıca sistemde seri halde bulunan yardımcı röleler kaldırılarak koruma rölelerinin açma kontakları kesici açma bobininde direkt kullanılmıştır.



Şekil 7.27 (b) Kesici açma devresi 154 kV TEİAŞ, çözüm önerisi



Şekil 7.29 TEİAŞ 154 kV mevcut hat fideri kesici açma devresinin güvenilirlik modelinin blok diyagramı



Şekil 7.30 TEİAŞ 154 kV önerilen hat fideri kesici açma devresinin güvenilirlik modelinin blok diyagramı

Şekil 7.29 ve 7.30'da gösterilen mevcut ve önerilen havai hat açma olayı blok diyagramının güvenilirlik ifadesine ve çeşitli makalelerden temin edilen arıza istatistiklerine dayanan, temin edilemeyenler ise tahmini veriler kullanılarak hesaplanan sistem güvenilirlik değerine göz atalım;

Burada,

λ_1 = Koruma ve kesici açma bobini DC gerilimi arıza oranı,

İlgili kaynakta koruma DC gerilimi için direkt güvenilirlik değeri 0,99368 olarak verilmiştir [8]. Bunun yanında kesici açma bobini için $0,16 \times 2 = 0,32/\text{yıl}$ ve bu gerilimin iletilmesi için kullanılan kablo içinse $0,12/\text{yıl}$ alınmıştır [26].

λ_2 = Kesici açma bobini DC gerilimi 1 arıza oranı,

$0,16/\text{yıl}$ [26].

λ_3 = Kesici açma bobini DC gerilimi 2 arıza oranı,

$0,16/\text{yıl}$ [26].

λ_4 = Koruma DC gerilimi,

İlgili kaynakta direkt güvenilirlik değeri 0,99368 olarak verilmiştir [8].

λ_5 = Yardımcı röle arıza oranı (ana koruma),

$2/\text{yıl}$ kabulü yapılmıştır.

λ_6 = Yardımcı röle arıza oranı (artçı koruma),

$2/\text{yıl}$ kabulü yapılmıştır.

λ_7 = Kesici açma bobini 1 arıza oranı,

$0,35/\text{yıl}$ [26].

λ_8 = Kesici açma bobini 2 arıza oranı,

$0,35/\text{yıl}$ [26].

λ_9 = Elektriksel ana koruma arıza oranı,

TEİAŞ 2009 arıza istatistiklerinden elde edilen bilgiler doğrultusunda, Türkiye'deki 154 kV havai hatları koruyan nümerik mesafe koruma rölelerinin ortalama güvenilirlik değeri olan 0,9113 değeri kullanılmıştır [23].

λ_{10} = Elektriksel artçı koruma arıza oranı,

0,8/yıl kabulü yapılmıştır.

Verilmiştir.

Yine burada güvenilirlik fonksiyonu,

$R(t) = e^{-\lambda t}$ şeklindedir.

Güvenilirlik her bir eleman için $R(t) = e^{-\lambda t}$ formülünden hesaplanmış ve aşağıda yer verilmiştir.

$R_1=0,99363$, $R_2=0,99998$, $R_3=0,99998$, $R_4=0,99368$, $R_5=0,99977$, $R_6=0,99977$,
 $R_7=0,99996$, $R_8=0,99996$, $R_9=0,91130$, $R_{10}=0,99990$

Mevcut sistemin güvenilirliği,

$$R_m = R_1 \times [1 - (1 - R_9 \times R_5 \times R_7) \times (1 - R_{10} \times R_6 \times R_8)] \quad (7.24)$$

formülünden,

$R_m=0,993597302$, hesaplanmıştır.

Önerilen sistemin güvenilirliği,

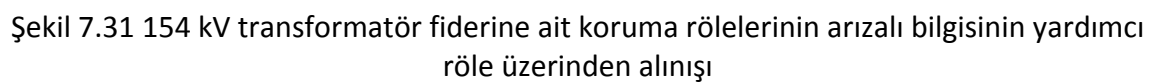
$$R_o = R_4 \times [1 - (1 - R_9 \times R_2 \times R_7) \times (1 - R_{10} \times R_3 \times R_8)] \quad (7.25)$$

formülünden,

$R_o=0,993665889$, hesaplanmıştır ve sonuç olarak önerilen sistemin güvenilirliği daha iyidir.

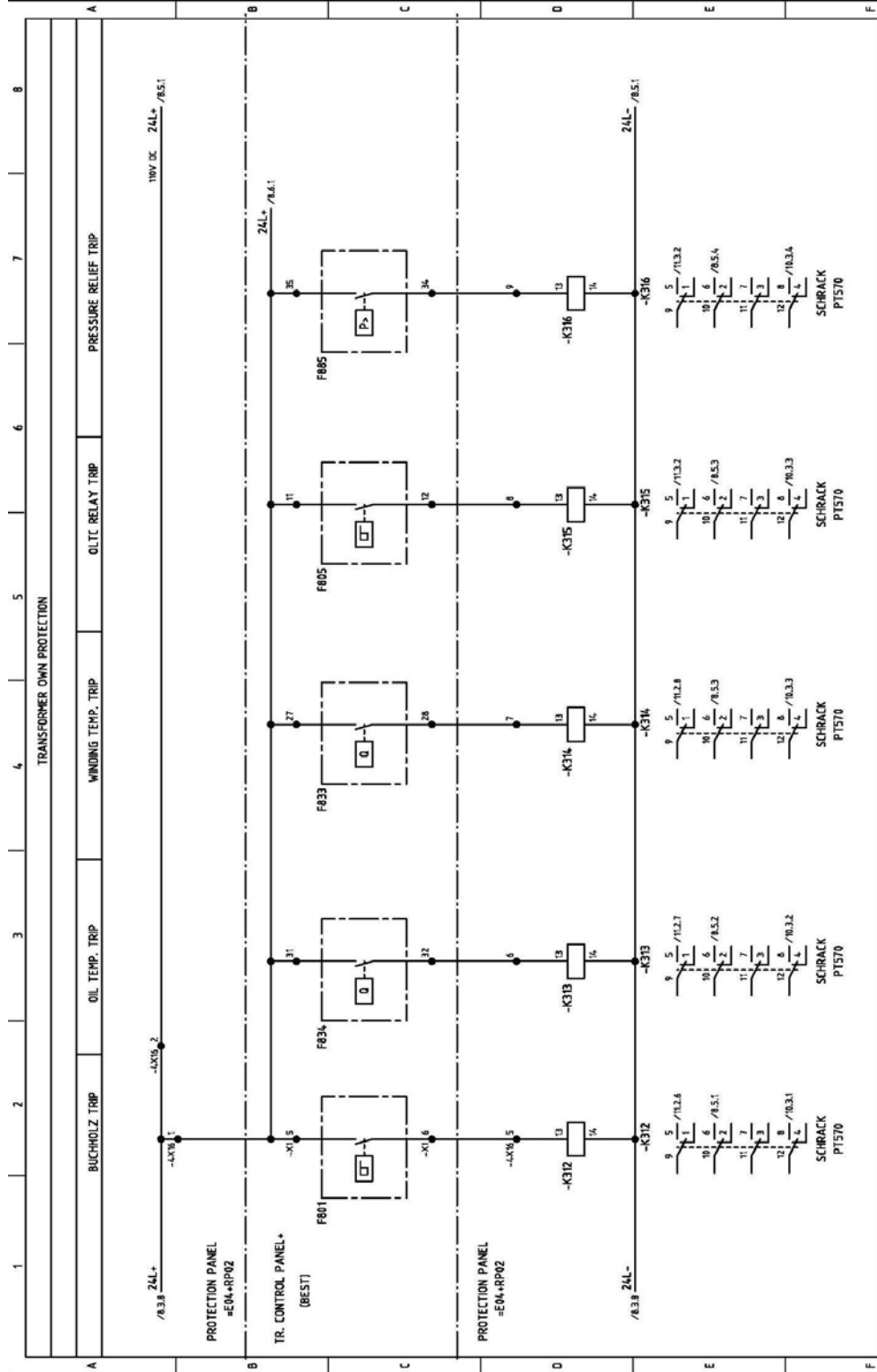
Şekil 7.31 bir transformatör fiderine ait diferansiyel, aşırı akım-toprak ve nötr noktası aşırı akım koruma rölelerinin arızalı bilginin alınışını göstermektedir. Bu projede de hat fiderlerinde olduğu gibi koruma rölelerinin beslemesi ile koruma rölesi arızalı yardımcı rölesinin beslemesi aynıdır dolayısıyla bu gerilimin kaybedilmesi durumunda hat

Şekil 7.31 154 kV transformatör fiderine ait koruma rölelerinin arızalı bilgisinin yardımcı röle üzerinden alınışı



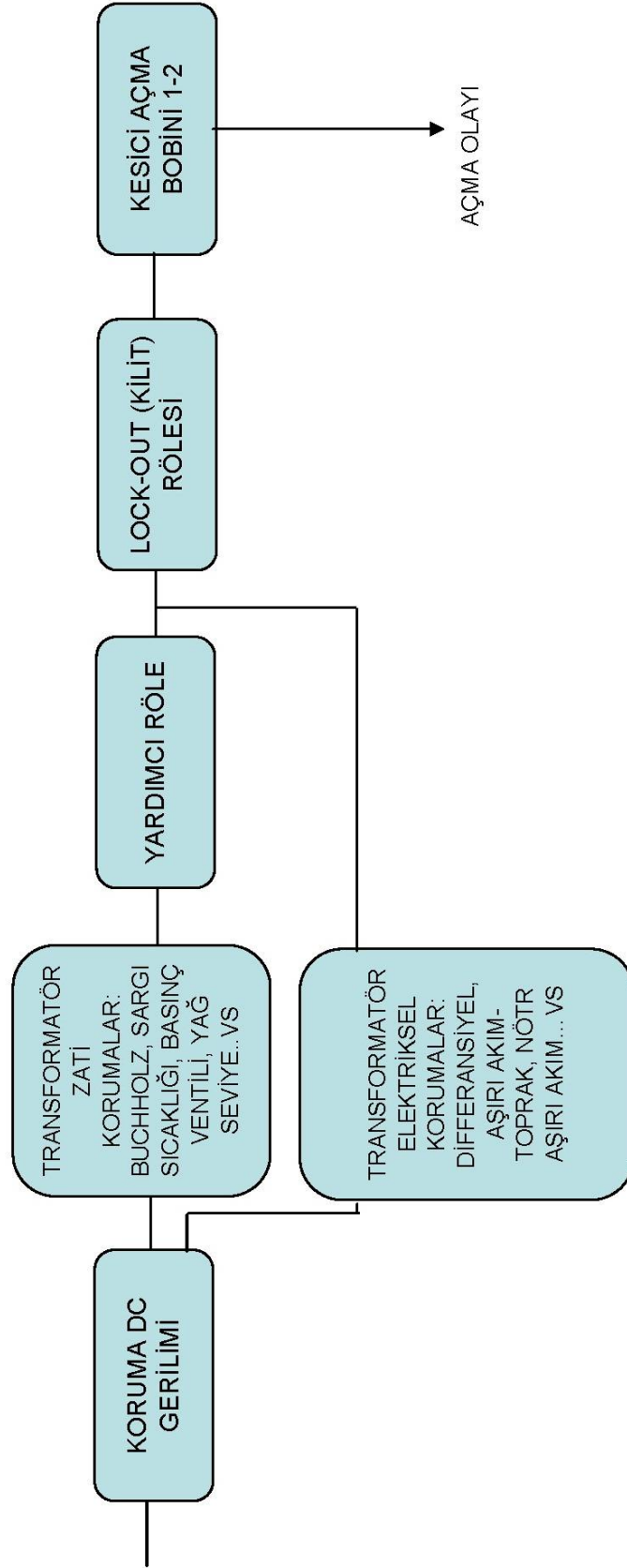
Şekil 7.32 bir transformatör fiderine ait transformatör zati korumalarının yardımcı röle üzerinden alınışını göstermektedir. Bu söz konusu yardımcı rölelerin kontakları Şekil 7.33'te –K320 lock-out (kilit) rölesini çekmektedir. Şekil 7.33'te ayrıca –F308 transformatör diferansiyel koruma rölesi üzerinden, –F310 transformatör nötr noktası aşırı akım rölesi üzerinden, –F303 aşırı akım-toprak koruma rölesi üzerinden açmaların –K320 kilit rölesi üzerine alınışı gösterilmiştir. Herhangi bir koruma rölesinde bir açma gerçekleştiğinde –K320 kilit rölesinin bobini enerjilenir ve kesici açma devresine açma gönderir. Fakat burada bir risk bulunmaktadır eğer kilit rölesinde bir arıza oluşursa veya 24L+ 24L- DC gerilim hattında bir sorun oluşursa kesicinin açma yapması mümkün değildir. Bunun yanında transformatör zati korumaların alındığı yardımcı rölelerin arızalanması durumunda zati koruma sinyali, kilit rölesini çektiemez. Öncelikle zati korumalar Şekil 7.34'te gösterildiği gibi yardımcı röle üzerinden alınmak yerine diyot üzerinden alınıp kilit rölesine direkt gönderilebilir bu güvenilirliği arttırıcı ucuz bir çözümdür. Bunun dışında zati korumalar ve artçı (back-up) korumalar için bir kilit rölesi, diferansiyel koruma (ana koruma) ve yardımcı röle üzerinden alınan zati korumalar için diğer bir kilit rölesi kullanmak ve her iki rölede kullanılacak DC beslemeyi iki adet olarak bağımsız kullanmak, güvenilirliği arttıracaktır. Fazladan DC besleme ve kilit rölesi kullanmak maliyeti arttırsa da örnek vermek gerekirse fazladan kullanılacak kilit rölesinin maliyeti 300 Euro iken korunacak 154/34,5 kV 100 MVA bir güç transformatörünün 750 bin Euro, 380/154 kV 200 MVA bir güç transformatörünün ise 1 milyon 200 bin Euro değerinde olduğu unutulmamalıdır. Bugün piyasada yüksek güçlü transformatörlerin teslim süresi ortalama 2 ile 3 sene arasında değişmektedir. Şekil 7.35'de çözüm önerisi gösterilmiştir. Ayrıca Şekil 7.36 mevcut durumun güvenilirlik modelini, Şekil 7.37 ise çözüm önerisinin güvenilirlik modelini anlatmaktadır. Şekil 7.36'da görülebileceği gibi kesicinin açması için iki ana şart seri olarak sistemde bulunmaktadır, DC besleme ve kilit rölesinin çalışabilir olması bunun yanında transformatör zati korumaların alındığı yardımcı röle de şüphesiz bir faktördür. Şekil 7.37'deki çözüm önerisinde kilit rölesi ikiye çıkartılmış, ana koruma, artçı koruma ve her iki kilit rölesinin DC beslemesi birbirinden ayrılmış sistem paralel hale

getirilmiştir ayrıca bir kilit rölesine diyot üzerinden, diğer kilit rölesine ise yardımcı röle üzerinden zati korumalar gönderilerek yedeklenmiştir.

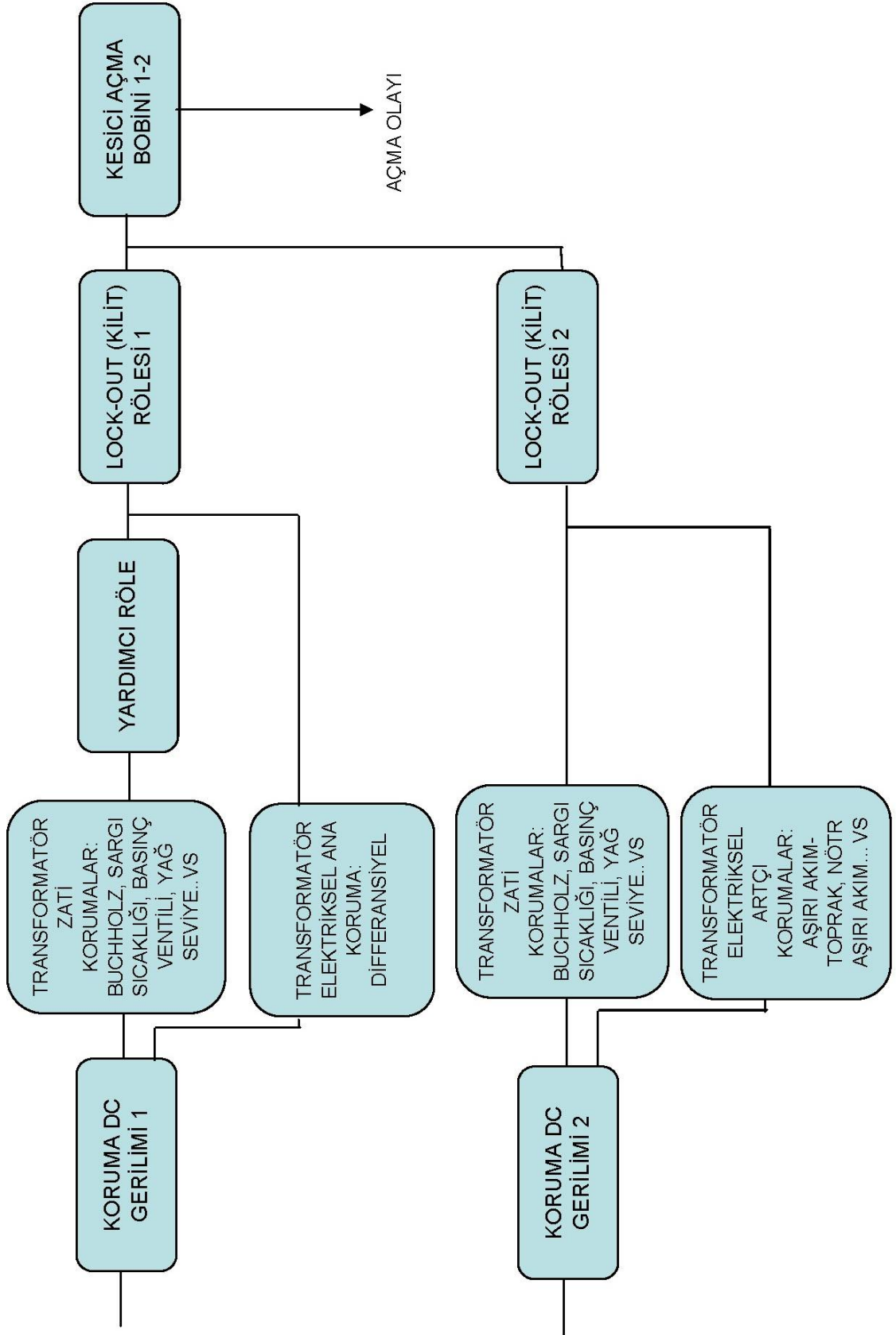


Şekil 7.32 154 kV bir transformatör fiderine ait zati korumaların yardımcı röle üzerinden alınışı

Şekil 7.33 154 kV bir transformatör fiderine ait zati korumaların ve elektriksel korumaların kilit rölesine alınışı



Şekil 7.36 154 kV bir transformatör fiderine ait açmaların mevcut güvenilirlik modelinin blok diyagramı



Şekil 7.37 154 kV bir transformatör fiderine ait açmaların önerilen güvenilirlik modelinin blok diyagramı

Şekil 7.36 ve 7.37’de gösterilen mevcut ve önerilen transformatör açma olayı blok diyagramının güvenilirlik ifadesine ve çeşitli makalelerden temin edilen arıza istatistiklerine dayanan, temin edilemeyenler ise tahmini veriler kullanılarak hesaplanan sistem güvenilirlik değerine göz atalım;

Burada,

λ_1 = Koruma DC gerilimi arıza oranı,

İlgili kaynakta direkt güvenilirlik değeri 0,99368 olarak verilmiştir [8].

λ_2 = Koruma DC gerilimi 1 arıza oranı,

İlgili kaynakta direkt güvenilirlik değeri 0,99368 olarak verilmiştir [8].

λ_3 = Koruma DC gerilimi 2 arıza oranı,

İlgili kaynakta direkt güvenilirlik değeri 0,99368 olarak verilmiştir [8].

λ_4 = Transformatör zati korumalar arıza oranı,

TEİAŞ 2009 arıza istatistiklerinden elde edilen bilgiler doğrultusunda, Türkiye’deki tüm 380, 154 kV transformatörleri koruyan mekanik koruma rölelerinin ortalama güvenilirlik değeri olan 0,81030 değeri kullanılmıştır [23].

λ_5 = Transformatör elektriksel ana ve artçı korumalar arıza oranı,

TEİAŞ 2009 arıza istatistiklerinden elde edilen bilgiler doğrultusunda, Türkiye’deki tüm 380, 154 kV transformatörleri koruyan elektriksel koruma rölelerinin ortalama güvenilirlik değeri olan 0,88057 değeri kullanılmıştır [23].

λ_6 = Yardımcı röle arıza oranı,

2/yıl kabulü yapılmıştır.

λ_7 = Kilit rölesi arıza oranı,

1/yıl kabulü yapılmıştır.

λ_8 = Kilit rölesi 1 arıza oranı,

1/yıl kabulü yapılmıştır.

λ_9 = Kilit rölesi 2 arıza oranı,

1/yıl kabulü yapılmıştır.

λ_{10} = Elektriksel ana koruma arıza oranı,

TEİAŞ 2009 arıza istatistiklerinden elde edilen bilgiler doğrultusunda, Türkiye'deki tüm 380, 154 kV transformatörleri koruyan diferansiyel koruma rölelerinin ortalama güvenilirlik değeri olan 0,92060 değeri kullanılmıştır [23].

λ_{11} = Elektriksel artçı koruma arıza oranı,

TEİAŞ 2009 arıza istatistiklerinden elde edilen bilgiler doğrultusunda, Türkiye'deki tüm 380, 154 kV transformatörleri koruyan artçı koruma rölelerinin ortalama güvenilirlik değeri olan 0,88868 değeri kullanılmıştır [23].

λ_{12} = Kesici açma bobini arıza oranı,

0,35/yıl [26].

Verilmiştir.

Yine burada güvenilirlik fonksiyonu,

$R(t) = e^{-\lambda t}$ şeklindedir.

Güvenilirlik her bir eleman için $R(t) = e^{-\lambda t}$ formülünden hesaplanmış ve aşağıda yer verilmiştir.

$R_1=0,99368$, $R_2=0,99368$, $R_3=0,99368$, $R_4=0,81030$, $R_5=0,88057$, $R_6=0,99977$,
 $R_7=0,99988$, $R_8=0,99988$, $R_9=0,99988$, $R_{10}=0,92060$, $R_{11}=0,88868$, $R_{12}=0,99996$

Mevcut sistemin güvenilirliği,

$$R_m = R_1 \times [1 - (1 - R_4 \times R_6) \times (1 - R_5)] \times R_7 \times R_{12} \quad (7.25)$$

Şeklindedir.

$R_m=0,97098$, hesaplanmıştır.

Önerilen sistemin güvenilirliği,

$$R_{o1} = R_2 \times [1 - (1 - R_4 \times R_6) \times (1 - R_{10})] \times R_8 \quad (7.26)$$

$$R_{\delta 2} = R_3 \times [1 - (1 - R_4) \times (1 - R_{11})] \times R_9 \quad (7.27)$$

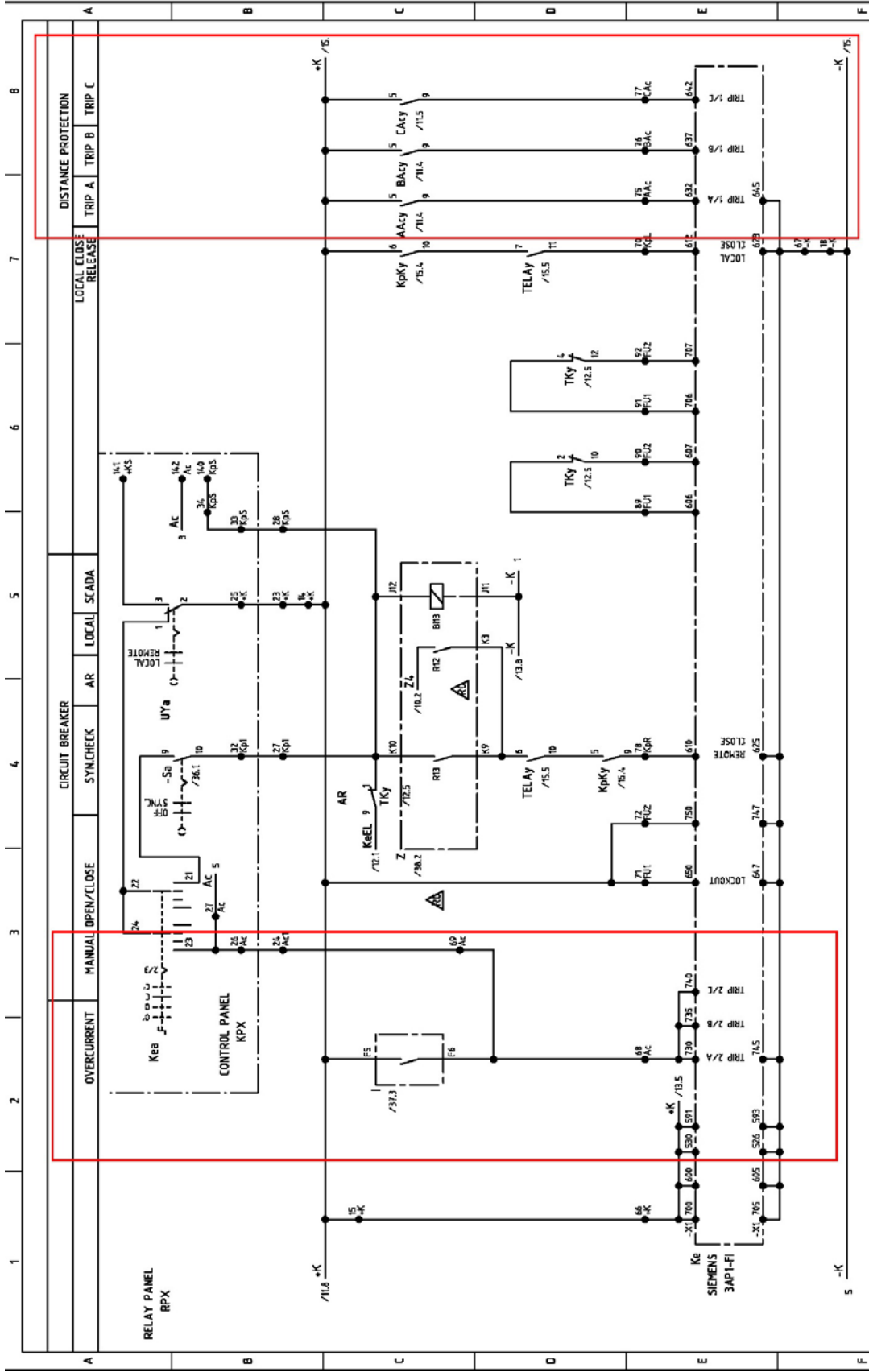
$$R_{\delta T} = [1 - (1 - R_{\delta 1}) \times (1 - R_{\delta 2})] \times R_{12} \quad (7.28)$$

Şeklindedir,

$R_{\delta 1}=0,97858$, $R_{\delta 2}=0,97257$, $R_{\delta T}=0,99937$, olarak hesaplanmıştır.

Sonuç olarak önerilen sistemin güvenilirliği 0,99937 değeri ile 0,97098'den daha iyidir.

Şekil 7.38 TEİAŞ'a ait, Şekil 7.39 ise özel sektöre ait bir havai hat fiderine ait 154 kV kesici açma devresini göstermektedir. Bu projelere göre ana koruma olan mesafe koruma açmaları sadece kesici açma bobini 1'e, artçı (back-up) aşırı akım-toprak koruma sadece kesici açma bobini 2'ye gönderilmiştir. Fakat sistemde kesici arıza koruma bulunmamaktadır. Kesici arıza koruma bulunmayan merkezlerde ana ve artçı korumaların her iki açma bobinine ayrı ayrı gönderilmemesi güvenilirlik açısından sakınca doğurmaktadır. Örneğin bir havai hat arızası olduğu varsayılın mesafe koruma rölesi bu arızayı algıladığında kesici açma bobini 1'e açma sinyali gönderir tam bu sırada kesici açma bobini 1'de bir sorun olduğu varsayılın, mesafe koruma açmaları açma bobini 2'ye gönderilmediği için kesici mesafe korumadan açma yapamayacaktır. Akıllara gelecek soru, mesafe koruma rölesinin açma yapmaması durumunda kesici açma bobini 2 ile bağlantılı artçı aşırı akım-toprak rölesinin arızayı temizlemesidir. Fakat aşırı akım-toprak rölesi zaman gecikmesi ile çalışmaktadır ve mesafe koruma rölesi gibi hassas çalışmadığından özellikle uzun iletim hatlarında düşük kısa devre akımlarında arızayı görememe riski bulunmaktadır. Çözüm önerisi olarak kesici arıza koruma bulunmayan sistemlerde ana ve artçı korumalar her iki kesici açma bobinine ayrı ayrı gönderilmelidir. Zira kesici arıza koruma bulunan bir sistemde, kesici arıza koruma rölesi bir hat arızası algıladığında kesicinin açma yapıp yapmadığını akım bilgisi ile takip ederek eğer kesici açmadıysa kesicinin her iki açma bobine de ayrı ayrı kendisi bir daha açma göndereceğinden bu risk ortadan kalkmaktadır. Bir önceki sayfalarda Şekil 7.25 ve Şekil 7.26'da anlatılan kesici açma devrelerinde, kesici arıza koruma bulunmaktadır.

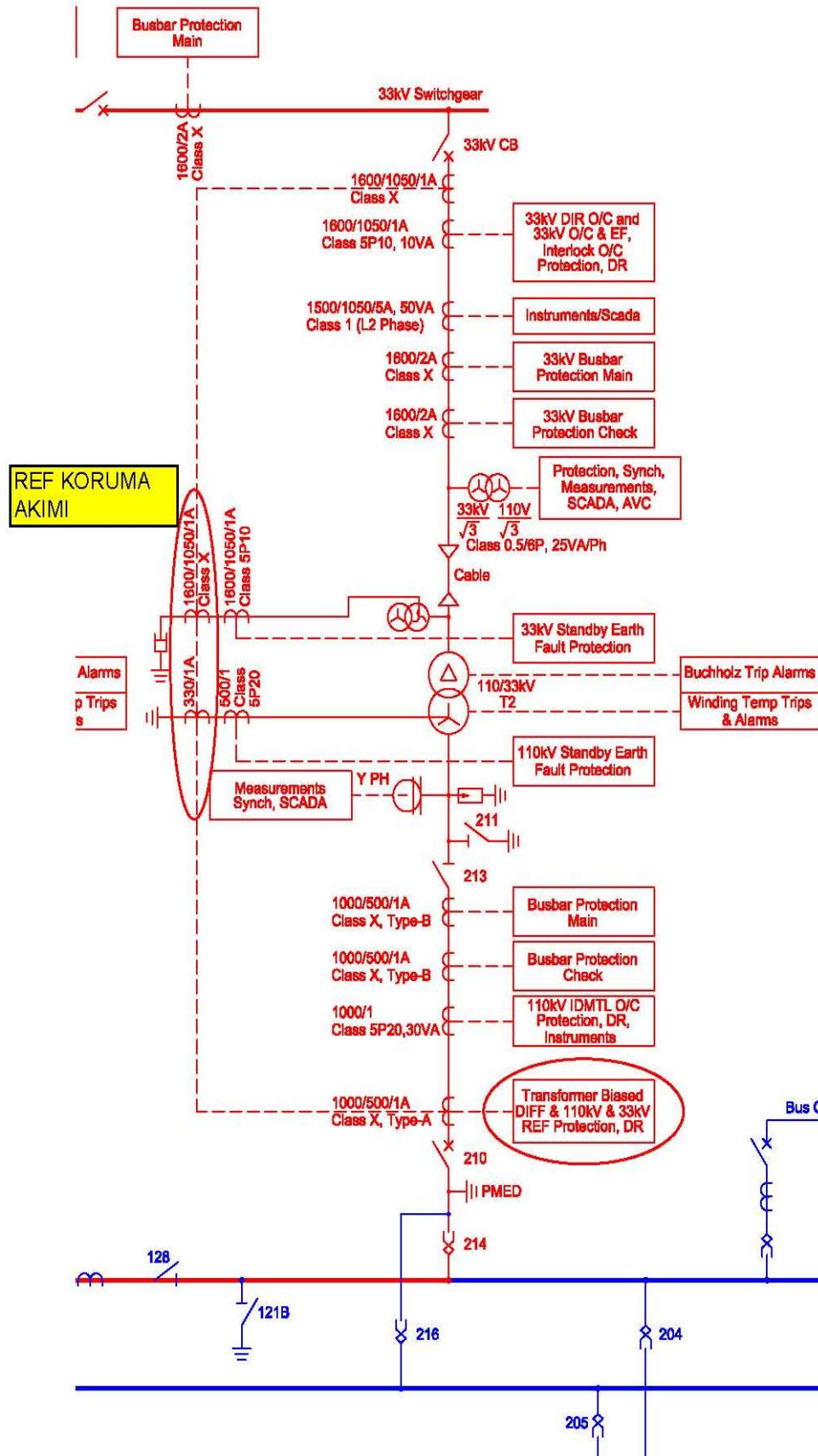


Şekil 7.38 Kesici açma devresi 154 kV TEİAŞ (kesici arıza korumasız)

Şekil 7.40 bir mesafe koruma rölesine (-F305) gerilim transformatörü sekonder taraftaki otomatı açtı bilgisinin alınışını göstermektedir. Bu projeye göre gerilim transformatörünün -F401, -F402, -F403 ve -F404 otomatlarının attı bilgisi paralel olarak mesafe koruma rölesine bilgi olarak girilmiştir. Fakat mesafe koruma rölesine gerilim bilgisi sadece -F402 otomatı üzerinden sağlanmaktadır. Bir mesafe koruma rölesine gerilim hangi otomattan sağlanıyorsa sadece onun bilgisi röleye girilmelidir. Daha önceki bölümlerde de açıklandığı gibi mesafe koruma rölesinin empedans hesaplamalarında gerilim bilgisi gereklidir, örneğin -F403 otomatının açtığı varsayılın; nümerik röle bu bilgiyi aldığı anda hafızasındaki en son sağlıklı gerilimi kullanarak empedansı hesaplar ama ne var ki tam bu sürede oluşacak kısa devrede röle gerilimi sağlıklı gördüğü için hesaplamada bir karışıklığa yol açması ve açma yapmaması olasıdır. Mesafe koruma rölelerinin kullanım kılavuzlarında da bu konuya dikkat edilmesi önerilmektedir.

Şekil 7.41’de aşırı akım-toprak (I) koruma rölesine akım bilgisinin alınışı gösterilmektedir. Yine proje dikkatlice incelenince söz konusu akım bilgisinin barakesici arıza koruma rölesine de seri olarak gönderildiği gözükmemektedir. Yüksek gerilim seviyesinde akım transformatörü gibi primer ekipmanların pahalı olmasından dolayı bazen aynı sargı iki farklı koruma için kullanılabilir. Fakat bu sargıda oluşabilecek bir arızada iki korumanın da kaybedileceği unutulmamalıdır. Öte yandan bara koruma rölesi ile aşırı akım-toprak koruma rölesinin kısa devre anında davranışı aynı değildir. Akım transformatörü seçilirken bu konu da dikkate alınmalıdır.

Daha önceki bölümlerde açıklandığı gibi 154 ve 380 kV seviyelerindeki güç transformatörlerinin ana koruması bir diferansiyel koruma rölesi ile sağlanmaktadır. Yurtdışında bu diferansiyel korumanın yanında transformatörlerin sargılarından bir arıza anında akabilecek küçük toprak akımlarını tespit etmeye yarayan sınırlı toprak arıza koruma (restricted earth fault protection-REF protection) sistemi ile desteklenmektedir. Diferansiyel koruma rölesi bazı durumlarda düşük toprak akımlarını tespit edememektedir. REF koruma diferansiyel korumadan çok daha hassas olup bu koruma ile mA değerindeki akımları tespit etmek mümkündür. Bu söz konusu toprak akımları zamanında tespit edilmeyip müdahale edilmez ise transformatörlerin sargılarında önce ısınma sonra yanmaya neden olabilmektedir. REF koruma için transformatör nötr noktasına fazladan bir adet akım transformatörü çekirdeği ilavesi, diferansiyel koruma rölesinin daha kapsamlı seçilmesi veya bağımsız bir REF rölesi tesisi, yine bu koruma için direnç ve varistör kullanılması dolayısıyla ekstra maliyet getirmesi dezavantaj oluşturmakla beraber bu korumanın dünyada birçok ülkede 110, 132, 154, 275 ve 400 kV gerilim seviyelerinde güç transformatörlerinin korunmasında yaygın olarak kullanıldığı ve bir güç sisteminin vazgeçilmez en pahalı elemanı güç transformatörünün güvenilirliğini arttırıcı önemli bir etken olduğu unutulmamalıdır. Bunun yanında TEİAŞ 2009 yılı arıza istatistiklerine göre transformatör arızalarının ilk sırasında 518 açma ve %46 oranı ile fider arızaları bulunmakta, bunun da büyük çoğunluğunu toprak arızaları oluşturmaktadır. Yine TEİAŞ 2009 yılı arıza istatistiklerine göre 23 adet transformatör kalıcı arızalardan hasarlanarak servis harici olmuştur [23]. Şekil 7.42 Kuzey İrlanda şebekesine ait 110/33 kV bir güç transformatörü için koruma tek hat şemasını göstermektedir. Bu tek hat şemasına göre transformatörün yüksek gerilim sargısı yıldız noktasından topraklı, alçak gerilim sargısı ise üçgendir. Toprak akımlarını tespit etmek için alçak gerilim tarafına topraklama transformatörü ilave edilmiş ve böylece toprak akımları tespit edilebilir hale gelmiştir. Gerek yüksek gerilim sargısı nötr noktasından gerekse de alçak gerilim tarafı topraklama transformatörü üzerinden REF koruma için akım bilgisi alınmıştır. Burada koruma rölesi hem diferansiyel koruma hem de REF koruma fonksiyonuna uygun olarak seçilmiştir.



Şekil 7.42 REF koruma uygulaması

Bilindiği üzere ayırıcılar kesiciler gibi yük altında açma ve kapama yapacak şekilde çalışmamaktadır ayırıcıların manevrası için kesici açık olmalıdır, kesici devredeyken yük altında ayırıcı açılır veya kapanırsa kontakları zarar görür. Kesicilerin açması için bir şart yoktur fakat 154 ve 380 kV kesicilerin kumanda panosu üzerinden yapılacak kapama manevralarında ayırıcıların ara pozisyonda olmama (ayırıcı açık-kapalı veya el tahrik mili takılı değil) şartına bakılmaktadır. Bu şarta bakılmasının sebebi, örneğin bara ayırıcısına kapama verildiği varsayılın hemen ardından saniyeler içinde kesiciye de kapama verilsin, kesicinin kontaklarının kapama hızı ayırıcıdan daha hızlı olduğu için kesici, ayırıcıdan önce kapanır ve kesici üzerine kapanan ayırıcı zarar görür. Bunu önlemek için ayırıcı ara pozisyonda değil şartına bakılır. Fakat bu şarta kesici lokal (şalt sahasında kesici üzerinden) kapamalarda 154 ve 380 kV özel sektöre yapılan projelerde bakılmamaktadır. Bazı durumlarda kesiciler lokal olarak işletilebilmektedir işte bu durumlarda bu kilitlemenin lokalde olmaması ayırıcılar için risk oluşturmaktadır. Normal şartlarda operatör lokalde kontrollü olarak açma kapama yapmak durumundadır. Bunun yanında insan faktörü olan her yerde hatanın da olabileceği unutulmamalıdır. Şekil 7.43 mevcut durumu, Şekil 7.44 ise çözüm önerisini göstermektedir. Ayırıcılar ara pozisyonda değil –K327 normalde açık kontağı ile kesici kapama devresinde kilitleme olarak kullanılmıştır.

Ülkemizde artçı koruma rölelerinde test blok kullanılmaması yaygın bir uygulamadır. Kesici açma devresine seri bağlanan test bloklar, test sırasında açma devresini bloke ederek koruma rölesinden açma sinyalinin kesici açma bobinine gitmesini engelleyerek sistem enerjiliyken koruma rölelerinin test edilmesine imkân sağlamaktadır. Yurt dışı uygulamalarında ana, artçı koruma ayrımı yapılmaksızın test blok kullanımı yaygındır.

7.14 Çözüm Önerilerinin Dikkate Alınmasıyla Havai Hat ve Transformatör İçin Hata Ağacıyla Güvenilirlik Hesaplaması

7.14.1 Giriş

Şekil 7.16’da gösterilen bir havai hat hata ağacı ve bölüm 7.5’te anlatılan bir havai hattın güvenilirlik indisleri, Şekil 7.19’da gösterilen bir 380/154 kV güç transformatörü hata ağacı ve bölüm 7.10’da anlatılan bir 380/154 kV güç transformatörünün güvenilirlik indisleri baz alınarak güvenilirlik, çeşitli kaynaklardan temin edilen istatistikler ve temin edilemeyenler ise bazı kabuller yapılarak hesaplanmıştır. Yapılan hesaplamanın ardından daha önceki bölümlerde anlatılan güvenilirliği arttırıcı çözüm önerilerinin de dikkate alınmasıyla güvenilirlik tekrar hesaplanarak bir karşılaştırma yapılmıştır.

7.14.2 Mevcut Sisteme Göre Havai Hat

a) Gerilim transformatörü arıza oranı,

İlgili kaynakta direkt güvenilirlik değeri 0,9967 olarak verilmiştir. Bu değerden hata oranı $3,3 \times 10^{-3}$ hesaplanmıştır [25].

b) Akım transformatörü arıza oranı,

İlgili kaynakta direkt güvenilirlik değeri 0,9957 olarak verilmiştir. Bu değerden hata oranı $4,3 \times 10^{-3}$ hesaplanmıştır [25].

c) Manevra hatası arıza oranı,

TEİAŞ 2009 arıza istatistiklerinden elde edilen bilgiler doğrultusunda, Türkiye’deki 154 kV hat fiderlerindeki oluşan manevra hatası 0,0014/yıl olarak verilmiştir [23].

d) Havai hat arıza oranı, tüm olasılıkların ayrı ayrı toplamıdır, izolatör-camper hasarlanması, atmosferik olaylar (Çiğ, yağmur, kar, buz, rüzgâr, sis...vs), direk devrilmesi, iletken kopması (faz iletkeni, koruma teli), hatta yabancı cisim çarpması,

TEİAŞ 2009 arıza istatistiklerinden elde edilen bilgiler doğrultusunda, Türkiye'deki 380-154 kV hat fiderlerindeki oluşan arızalar ortalama 8,18/yıl olarak verilmiştir [23].

e) Kesici arıza oranı, tüm olasılıkların ayrı ayrı toplamıdır, mekanik arıza, AC/DC besleme, SF6 gaz kaçağı,

$0,16+0,35=0,51/\text{yıl}$ [26].

f) Koruma arıza oranı, tüm yanlış açma ve açma yapmama olasılıklarının toplamıdır,

f1) Yanlış çalışma,

f1.1) Yanlış selektivite ayarı,

TEİAŞ 2009 arıza istatistiklerinden elde edilen bilgiler doğrultusunda, Türkiye'deki transformatör fiderlerinde oluşan arızalarda yanlış selektivite ayarı 0,0229/yıl olarak verilmiştir bu değer havai hat için kullanılmıştır [23].

f1.2) Harmonik etkilerden yanlış açma,

1/yıl kabulü yapılmıştır.

f1.3) Açık şalt merkezlerinde kabloların ekransız seçilmesi ve akım gerilim sinyalindeki bozulmaların etkisi,

1/yıl kabulü yapılmıştır.

f1.4) Akım transformatörünün yanlış seçilmesi,

1/yıl kabulü yapılmıştır.

f1.5) Yakın arıza, yanlış yön kararı,

1/yıl kabulü yapılmıştır.

f1.6) Mekanik mesafe koruma rölesinde gerilim transformatörü otomatının açması,

$3,3 \times 10^{-3}$ değeri alınmıştır [8].

f1.7) Dairesel karakteristikte yük bölgesine girme,

TEİAŞ 2009 arıza istatistikleri 154 kV hatları koruyan elektromekanik dairesele karakteristikli rölesi B tip 5 yanlış açma oranı 0,0093/yıl değeri alınmıştır [23].

f1.8) PLC/Fiber optik iletişim arızası,

Yapılan bir çalışmada PLC için yıllık arıza oranı 1/yıl verilmiştir [10].

f2) Açma Yapmama

f2.1) Akü redresör arızası,

$6,4 \times 10^{-4}$ değeri alınmıştır [8].

f2.2) DC otomatı açtı DC pano,

$5,7 \times 10^{-4}$ değeri alınmıştır [8].

f2.3) Bağlantı sorunu ile DC'nin koruma panosuna iletilememesi,

1/yıl kabulü yapılmıştır.

f2.4) Bağlantı sorunu ile açma sinyalinin kesiciye iletilememesi,

0,12/yıl [26].

f2.5) Açma devresindeki yardımcı rölelerin arızası,

1/yıl kabulü yapılmıştır.

f2.6) PLC/Fiber optik iletişim arızası,

Yapılan bir çalışmada PLC için yıllık arıza oranı 1/yıl verilmiştir [10].

f2.7) DC otomatı açtı koruma panosu,

$5,7 \times 10^{-4}$ değeri alınmıştır [8].

f2.8) Koruma rölesi kullanım dışı,

0,05/yıl mekanik koruma rölesi için alınmıştır [10].

f2.9) Dairesel karakteristikte kör nokta,

TEİAŞ 2009 arıza istatistikleri 154 kV hatları koruyan elektromekanik dairesele karakteristikli rölesi B tip 5 açma yapmama oranı 0,0557/yıl değeri alınmıştır [23].

f2.9) Harmonik etkilerden yanlış açma,

1/yıl kabulü yapılmıştır.

f2.10) Akım transformatörünün yanlış seçilmesi,

1/yıl kabulü yapılmıştır.

f2.11) Yanlış selektivite ayarı,

TEİAŞ 2009 arıza istatistiklerinden elde edilen bilgiler doğrultusunda, Türkiye'deki transformatör fiderlerinde oluşan arızalarda yanlış selektivite ayarı 0,0229/yıl olarak verilmiştir bu değer havai hat için kullanılmıştır [23].

g) Ayırıcı arıza oranı,

1/yıl kabulü yapılmıştır.

h) Bara arıza oranı,

1/yıl kabulü yapılmıştır.

Çizelge 7.24 Mevcut hat arıza oranları

Arıza	Arıza oranı $\lambda = \frac{n}{T}$
Gerilim transformatörü	$3,3 \times 10^{-3}$
Akım transformatörü	$4,3 \times 10^{-3}$
Manevra hatası	$1,59 \times 10^{-7}$
Havai hat	$9,337 \times 10^{-4}$
Kesici arıza	$5,82 \times 10^{-5}$
Yanlış selektivite ayarı (açma yapmama verisi olarak ta kullanılmıştır)	$2,61 \times 10^{-6}$
Harmonik etkilerden yanlış açma (açma yapmama verisi olarak ta kullanılmıştır)	$1,14 \times 10^{-4}$
Kabloların ekransız seçilmesi	$1,14 \times 10^{-4}$
Akım transformatörünün yanlış seçilmesi	$1,14 \times 10^{-4}$
Yakın arıza, yanlış yön kararı	$1,14 \times 10^{-4}$
Mekanik mesafe koruma rölesinde gerilim transformatörü otomatının açması	$3,3 \times 10^{-4}$
Dairesel karakteristikte yük bölgesine girme	$1,062 \times 10^{-6}$
PLC/Fiber optik iletişim arızası (açma yapmama verisi olarak ta kullanılmıştır)	$1,14 \times 10^{-4}$
Akü redresör arızası	$6,4 \times 10^{-4}$
DC otomatı açtı DC pano	$5,7 \times 10^{-4}$
Bağlantı sorunu ile DC'nin koruma panosuna iletilememesi	$1,14 \times 10^{-4}$
Bağlantı sorunu ile açma sinyalinin kesiciye iletilememesi	$1,369 \times 10^{-5}$
Açma devresindeki yardımcı rölelerin arızası	$1,14 \times 10^{-4}$
DC otomatı açtı koruma panosu	$5,7 \times 10^{-4}$
Koruma rölesi kullanım dışı	$5,7 \times 10^{-6}$
Ayırıcı Arızası	$1,14 \times 10^{-4}$
Bara Arızası	$1,14 \times 10^{-4}$

$$\lambda_{BT} = \lambda_{GTA} + \lambda_{GTB} + \lambda_{ATA} + \lambda_{ATB} + \lambda_{MHA} + \lambda_{MHB} + \lambda_{HH} + \lambda_{KESA} + \lambda_{KESB} + \lambda_{AYA} + \lambda_{AYB} \\ + \lambda_{BARAA} + \lambda_{BARAB} + \lambda_{KAA} + \lambda_{KAB}$$

$\lambda_{BT}=0,055249$ hesaplanmıştır.

Buradan güvenilirlik $R(t) = e^{-\lambda t}$ formülünden 0,946249502 olarak hesaplanmıştır.

7.14.3 Mevcut Sisteme Göre Transformatör

a) Akım transformatörü arıza oranı,

İlgili kaynakta direkt güvenilirlik değeri 0,9957 olarak verilmiştir. Bu değerden hata oranı $4,3 \times 10^{-3}$ hesaplanmıştır [25].

b) Manevra hatası arıza oranı,

TEİAŞ 2009 arıza istatistiklerinden elde edilen bilgiler doğrultusunda, Türkiye'deki transformatör fiderlerindeki oluşan manevra hatası $9,67 \cdot 10^{-3}$ /yıl olarak verilmiştir [23].

c) Kesici arıza oranı, tüm olasılıkların ayrı ayrı toplamıdır, mekanik arıza, AC/DC besleme, SF6 gaz kaçağı,

$0,16+0,35=0,51$ /yıl [26].

d) Transformatörün arıza oranı, tüm olasılıkların ayrı ayrı toplamıdır, özellikle yaz aylarında klima yüklerinin de artmasıyla aşırı yüklenme, atmosferik olaylar (Yıldırım, yağmur, kar, buz, rüzgâr, sis, aşırı sıcaklar...vs), izolasyon problemi, teçhizata yabancı cisim girmesi, yağ eksikliği veya yağındaki bozulmadan izolasyon problemi, fan sistemindeki bir arızadan (fan beslemesinin kaybedilmesi, sigorta atması, kontaktör yanması...vs) transformatörün aşırı ısınması.

TEİAŞ 2009 yılı arıza istatistiklerinde Türkiye'deki transformatörlerde ortalama arızadan açma sayısı 0,89/yıl olarak verilmiştir [23].

d) Koruma Arızası,

d1) Yanlış çalışma

d1.1) Yanlış selektivite ayarı,

TEİAŞ 2009 arıza istatistiklerinden elde edilen bilgiler doğrultusunda, Türkiye'deki transformatör fiderlerinde oluşan arızalarda yanlış selektivite ayarı 0,0229/yıl olarak verilmiştir bu değer kullanılmıştır [23].

d1.2) Harmonik etkilerden yanlış açma,

1/yıl kabulü yapılmıştır.

d1.3) Açık şalt merkezlerinde kabloların ekransız seçilmesi ve akım gerilim sinyalindeki bozulmaların etkisi,

1/yıl kabulü yapılmıştır.

d1.4) Akım transformatörünün yanlış seçilmesi,

1/yıl kabulü yapılmıştır.

d1.5) Transformatörlerde zati-mekanik korumaların yanlış işlem yapması,

1/yıl kabulü yapılmıştır.

d2) Açma Yapmama

d2.1) Akü redresör arızası,

$6,4 \times 10^{-4}$ değeri alınmıştır [8].

d2.2) DC otomatı açtı DC pano,

$5,7 \times 10^{-4}$ değeri alınmıştır [8].

d2.3) Bağlantı sorunu ile DC'nin koruma panosuna iletilememesi,

1/yıl kabulü yapılmıştır.

d2.4) Bağlantı sorunu ile açma sinyalinin kesiciye iletilememesi,

0,12/yıl [26].

d2.5) Açma devresindeki yardımcı rölelerin-kilit rölesinin arızası,

1/yıl kabulü yapılmıştır.

d2.6) DC otomatı açtı koruma panosu,

$5,7 \times 10^{-4}$ değeri alınmıştır [8].

d2.7) Koruma rölesi kullanım dışı,

0,05/yıl mekanik koruma rölesi için alınmıştır [10].

d2.8) Harmonik etkilerden yanlış açma,

1/yıl kabulü yapılmıştır.

d2.9) Akım transformatörünün yanlış seçilmesi,

1/yıl kabulü yapılmıştır.

d2.10) Yanlış selektivite ayarı,

TEİAŞ 2009 arıza istatistiklerinden elde edilen bilgiler doğrultusunda, Türkiye'deki transformatör fiderlerinde oluşan arızalarda yanlış selektivite ayarı 0,0229/yıl olarak verilmiştir bu değer kullanılmıştır [23].

d2.11) Transformatörlerde zati-mekanik korumaların arızayı algılayamaması,

1/yıl kabulü yapılmıştır.

e) Ayırıcı arıza oranı,

1/yıl kabulü yapılmıştır.

f) Bara arıza oranı,

1/yıl kabulü yapılmıştır. $\lambda_{BARAY} = \frac{n_{BARAY}}{T} = 1,14 \times 10^{-4}$

Çizelge 7.25 Mevcut transformatör arıza oranları

Arıza	Arıza oranı $\lambda = \frac{n}{T}$
Akım transformatörü	$4,3 \times 10^{-3}$
Manevra hatası	$1,59 \times 10^{-7}$
Transformatör	$1,01 \times 10^{-4}$
Kesici arıza	$5,82 \times 10^{-5}$
Yanlış selektivite ayarı (açma yapmama verisi olarak ta kullanılmıştır)	$2,61 \times 10^{-6}$
Harmonik etkilerden yanlış açma (açma yapmama verisi olarak ta kullanılmıştır)	$1,14 \times 10^{-4}$
Kabloların ekransız seçilmesi	$1,14 \times 10^{-4}$
Akım transformatörünün yanlış seçilmesi	$1,14 \times 10^{-4}$
Transformatörlerde zati-mekanik korumaların yanlış işlem yapması (açma yapmama verisi olarak ta kullanılmıştır)	$1,14 \times 10^{-4}$
Akü redresör arızası	$6,4 \times 10^{-4}$
DC otomatı açtı DC pano	$5,7 \times 10^{-4}$
Bağlantı sorunu ile DC'nin koruma panosuna iletilememesi	$1,14 \times 10^{-4}$
Bağlantı sorunu ile açma sinyalinin kesiciye iletilememesi	$1,369 \times 10^{-5}$
Açma devresindeki kilit rölesinin arızası	$1,14 \times 10^{-4}$
DC otomatı açtı koruma panosu	$5,7 \times 10^{-4}$
Koruma rölesi kullanım dışı	$5,7 \times 10^{-6}$
Ayırıcı Arızası	$1,14 \times 10^{-4}$
Bara Arızası	$1,14 \times 10^{-4}$

$$\lambda_{154T} = \lambda_{ATY} + \lambda_{ATL} + \lambda_{MHY} + \lambda_{MHL} + \lambda_{TA} + \lambda_{KESY} + \lambda_{KESL} + \lambda_{AYY} + \lambda_{AYL} + \lambda_{BARAY} + \lambda_{BARAL} + \lambda_{KAY} + \lambda_{KAL}$$

$\lambda_{154T}=0,1348$ bulunur.

Buradan güvenilirlik $R(t) = e^{-\lambda t}$ formülünden 0,87389 olarak hesaplanmıştır.

7.14.4 Çözüm Önerileri Dikkate Alındığında Havai Hat

a) Gerilim transformatörü arıza oranı,

Gerilim transformatörünün arızalanmasını önleyecek bir çözüm yoktur fakat gerilim transformatörünün sekonder bağlantısında bir sorun olduğunda koruma rölesi üzerinden alınacak bilgi ile hemen müdahale edilmesi besleme güvenilirliği biraz artırılabilir. Elde veri olmadığından mevcut sistem verisi kullanılarak bir iyileştirme yapılamamıştır.

b) Akım transformatörü arıza oranı,

Yine akım transformatörünün arızalanmasını önleyecek bir çözüm yoktur fakat akım transformatörünün sekonder bağlantısında bir sorun olduğunda koruma rölesi üzerinden alınacak bilgi ile hemen müdahale edilmesi besleme güvenilirliği biraz artırılabilir. Elde veri olmadığından mevcut sistem verisi kullanılarak bir iyileştirme yapılamamıştır.

c) Manevra hatası arıza oranı,

Manevra hatası insan faktörü olan bir sorundur teknik eğitimle arıza oranı düşürülebilir. Elde veri olmadığından mevcut sistem verisi kullanılarak bir iyileştirme yapılamamıştır.

d) Havai hat arızası,

Havai hat arızalarının büyük bir kısmını atmosferik olaylar oluşturmaktadır bunu önlemek mümkün değildir. Bunun yanında hat iletkeni kopması, izolasyon hasarı-camper kopması...vs belli periyodik bakımlarla oranı düşürülebilir ama Türkiye'deki hat uzunluğu dikkate alındığında tamamen önlemek imkânsızdır. Bazı kısa hatların kablo ile taşınması İstanbul gibi büyük şehirlerde kısıtlı da olsa uygulanmaktadır bu da atmosferik etkileri önlemektedir. TEİAŞ 2009 yılı arıza istatistiklerinde kablo hatlarının arıza oranları havai hatlara göre düşüktür. Hattın kablo hattı olduğu düşünülerek arıza oranı sıfır kabul edilmiştir.

e) Kesici arıza oranı, Kesicilerin de belli periyotlarla bakımları ve kontrolleri (SF6 gaz kaçağı) yapılmaktadır. Buna rağmen kesici arızasının da tamamen önüne geçmek mümkün değildir bunun yanında etkisini düşürerek besleme güvenilirliğini artırmak mümkündür. Çift bara-transfer veya tek bara-transfer sistemi ile bir fider için kesici yedeklenebilir bu sistemde amaç herhangi bir fiderin kesicisinde bir arıza oluşmuşsa bu fideri transfer kesicisine yönlendirerek enerjinin sürekliliğini sağlamaktır. Bu arada arızalı kesicide bakım yapılması mümkün olurken ilgili fider de kullanımda olur. Sistemde bir adet transfer kesicisi bulunmaktadır aynı anda iki fider için kullanılması mümkün değildir. Buradaki en büyük dezavantaj her fider için ekstra transfer ayırıcısı maliyeti ve çift bara transferde de kapladığı alanın biraz fazla olmasıdır. Bunun yanında son yıllarda uygulanan ve 380 kV yeni şalt merkezlerinde ve enerji üretim tesisleri olan 380, 154 kV şalt merkezlerinde zorunlu uygulanan kesici arıza koruma sistemiyle kesici arızasının sisteme etkisi düşürülür. Ülkemizde çoğu 154 kV şalt merkezinde bu sistem bulunmamaktadır. Yurtdışında yaygın olmasına rağmen Türkiye’de yine çok özel istekler dışında kullanılmayan kesici açma devresi izleme rölesi (trip circuit supervision relay) uygulamasıyla kesicinin açma devresi devamlı kontrol edilerek, eğer bir problem söz konusu ise rölenin kontağı vasıtasıyla ihbar verilebilir. Bir maliyet oluşturmakla beraber kesicinin açma bobininin takibi, sistem güvenilirliği açısından önemli bir konudur. Burada tüm bu sistemlerin uygulandığı düşünülerek arıza oranı sıfır kabul edilmiştir. Sistem transfer sistem kabul edildiğinden bir kesicide bir arıza meydana geldiğinde transfere aktarılması öngörülmüştür.

f) Koruma arızası

f1) Yanlış açma,

f1.1) Yanlış selektivite ayarı,

Sistem için ayrıntılı ve doğru bir selektivite hesabı yapıldığı öngörülmüş ve arıza oranı sıfır kabul edilmiştir.

f1.2) Harmonik etkilerden yanlış açma,

Sisteme filtre ekipmanı tesis edildiği öngörülmüş ve arıza oranı sıfır kabul edilmiştir.

f1.3) Açık şalt merkezlerinde kabloların ekransız seçilmesi ve akım gerilim sinyalindeki bozulmaların etkisi,

Sistemde ekranlı kablo tesis edildiği öngörülmüş ve arıza oranı sıfır kabul edilmiştir.

f1.4) Akım transformatörünün yanlış seçilmesi,

Akım transformatörü için ayrıntılı ve doğru bir hesap yapıldığı öngörülmüş ve arıza oranı sıfır kabul edilmiştir.

f1.5) Yakın arıza, yanlış yön kararı,

Önlemek mümkün değildir, iyileştirme yapılamamıştır.

f1.6) Mekanik mesafe koruma rölesinde gerilim transformatörü otomatının açması,

Mekanik mesafe koruma rölesi yerine nümerik mesafe koruma rölesi kullanılmıştır. Arıza oranı sıfır kabul edilmiştir.

f1.7) Dairesel karakteristikte yük bölgesine girme,

D firmasının Tip 1 dikdörtgen karakteristikli yeni model nümerik rölesi kullanılmıştır. Yanlış açma yüzdesi sıfırdır. Arıza oranı sıfır kabul edilmiştir [23].

f1.8) PLC/Fiber optik iletişim arızası,

Yapılan bir çalışmada PLC için yıllık arıza oranı 1/yıl iken bu oran fiber optik için 0.01/yıl verilmiştir. Burada karşı merkezler ile haberleşmede fiber optik kullanıldığı öngörülmüştür [10].

$$\lambda_{KAA} = \frac{n_{KAA8}}{T} = \lambda_{KAB} = \frac{n_{KAB8}}{T} = 1,14 \times 10^{-6}$$

f2) Açma yapmama,

f2.1) Akü redresör arızası,

Çift akü-redresör grubu kullanımı şüphesiz güvenilirliği arttıracaktır. Elde veri olmadığından mevcut sistem verisi kullanılarak bir iyileştirme yapılamamıştır.

f2.2) DC otomatı açtı DC pano,

Çift besleme kullanımı şüphesiz güvenilirliği arttıracaktır. Elde veri olmadığından mevcut sistem verisi kullanılarak bir iyileştirme yapılamamıştır.

f2.3) Bağlantı sorunu ile DC'nin koruma panosuna iletilememesi,

DC izleme rölesi kullanımı şüphesiz güvenilirliği arttıracaktır. Elde veri olmadığından mevcut sistem verisi kullanılarak bir iyileştirme yapılamamıştır.

f2.4) Bağlantı sorunu ile açma sinyalinin kesiciye iletilememesi,

Kesici arıza koruma sistemi kullanımı şüphesiz güvenilirliği arttıracaktır. Elde veri olmadığından mevcut sistem verisi kullanılarak bir iyileştirme yapılamamıştır.

f2.5) Açma devresindeki yardımcı rölelerin-kilit rölesinin arızası,

Yardımcı röleler kaldırılmış, arıza oranı sıfır kabul edilmiştir.

f2.6) PLC/Fiber optik iletişim arızası,

Yapılan bir çalışmada PLC için yıllık arıza oranı 1/yıl iken bu oran fiber optik için 0.01/yıl verilmiştir. Burada karşı merkezler ile haberleşmede fiber optik kullanıldığı öngörülmüştür [10].

$$\lambda_{KAA} = \frac{n_{KAA14}}{T} = \lambda_{KAB} = \frac{n_{KAB14}}{T} = 1,14 \times 10^{-6}$$

f2.7) DC otomatı açtı koruma panosu,

Çift besleme kullanımı şüphesiz güvenilirliği arttıracaktır. Elde veri olmadığından mevcut sistem verisi kullanılarak bir iyileştirme yapılamamıştır.

f2.8) Koruma rölesi kullanım dışı,

0,05/yıl mekanik koruma rölesi için alınmıştır. Nümerik koruma rölesi için bu değer 0,025/yıldır [10].

$$\lambda_{KAA} = \frac{n_{KAA16}}{T} = \lambda_{KAB} = \frac{n_{KAB16}}{T} = 2,85 \times 10^{-6}$$

f2.9) Dairesel karakteristikte kör nokta,

D firmasının Tip 1 dikdörtgen karakteristikli yeni model nümerik rölesi kullanılmıştır. Açma yapmama yüzdesi 0,019/yıl alınmıştır.

$$\lambda_{KAA} = \frac{n_{KAA17}}{T} = \lambda_{KAB} = \frac{n_{KAB17}}{T} = 2,168 \times 10^{-6}$$

f2.10) Yanlış selektivite ayarı,

Sistem için ayrıntılı ve doğru bir selektivite hesabı yapıldığı öngörülmüş ve arıza oranı sıfır kabul edilmiştir.

f2.11) Harmonik etkilerden açma yapmama,

Sisteme filtre ekipmanı tesis edildiği öngörülmüş ve arıza oranı sıfır kabul edilmiştir.

f2.12) Akım transformatörünün yanlış seçilmesi,

Akım transformatörü için ayrıntılı ve doğru bir hesap yapıldığı öngörülmüş ve arıza oranı sıfır kabul edilmiştir.

g) Ayırıcı arıza oranı,

Manevra hatası hariç önlemek mümkün değildir, mevcut sistem verisi kullanılarak bir iyileştirme yapılamamıştır.

h) Bara arızası,

$$\lambda_{BT} = \lambda_{GTA} + \lambda_{GTB} + \lambda_{ATA} + \lambda_{ATB} + \lambda_{MHA} + \lambda_{MHB} + \lambda_{HH} + \lambda_{KESA} + \lambda_{KESB} + \lambda_{AYA} + \lambda_{AYB} + \lambda_{BARAA} + \lambda_{BARAB} + \lambda_{KAA} + \lambda_{KAB}$$

Bara koruma sistemi kullanımı şüphesiz güvenilirliği arttıracaktır. Elde veri olmadığından mevcut sistem verisi kullanılarak bir iyileştirme yapılamamıştır.

$\lambda_{BT}=0,028354$ bulunur.

Buradan güvenilirlik $R(t) = e^{-\lambda t}$ formülünden 0,972044202 olarak hesaplanmıştır. Bu değer mevcut sistemden iyidir.

7.14.5 Çözüm Önerileri Dikkate Alındığında Transformatör

a) Akım transformatörü arıza oranı,

Akım transformatörünün arızalanmasını önleyecek bir çözüm yoktur fakat akım transformatörünün sekonder bağlantısında bir sorun olduğunda koruma rölesi üzerinden alınacak bilgi ile hemen müdahale edilmesi besleme güvenilirliği biraz artırılabilir. Elde veri olmadığından mevcut sistem verisi kullanılarak bir iyileştirme yapılamamıştır.

b) Manevra hatası arıza oranı,

Manevra hatası insan faktörü olan bir sorundur teknik eğitimle arıza oranı düşürülebilir. Elde veri olmadığından mevcut sistem verisi kullanılarak bir iyileştirme yapılamamıştır.

c) Transformatör arızası,

Transformatör arızalarının en önemli bölümünü oluşturan aşırı yüklenme, klima yüklerinden dolayı özellikle yaz aylarında oluşmaktadır. Aşırı yüklenmenin önüne geçmek mevcut şebekelerde ancak transformatörün daha büyük güçlü bir transformatör ile değiştirilmesiyle mümkündür ancak 380/154 kV seviyelerinde güç transformatörü çok pahalı bir ekipmandır. Gelecekte tesis edilecek şebekelerde ileriye dönük planlamanın iyi yapılması önerilebilir. Atmosferik etkilerin de önüne geçmek mümkün değildir bunun yanında gaz izoleli şalt merkezlerinde belli güce ve gerilim seviyesine kadar kapalı ortamlarda (bina altına...vs) transformatör tesis edilebilir. Transformatörlerde izolasyon problemi, yağ eksikliği ve yağ kalitesinin bozulmasından doğacak problemler periyodik bakımlar ile oranı düşürülebilir. Transformatör arızalarının en önemli nedenlerinden biri olan toprak arızalarının tespiti ve hızlı müdahalesi için, ülkemizde çok özel istekler dışında kullanılmayan sınırlı toprak arıza koruma (restricted earth fault protection-REF protection) sistemi ile transformatörlerin güvenilirliği dolayısıyla sistem güvenilirliği arttırılabilir. Bu konu bölüm 7.13.2 sekonder projelerde güvenilirliği arttırıcı çözümler başlığı altında anlatılmıştır. Elde veri olmadığından mevcut sistem verisi kullanılarak bir iyileştirme yapılamamıştır.

d) Kesici arıza oranı,

Havai hat gibi burada da tüm bu sistemlerin uygulandığı düşünülerek arıza oranı sıfır kabul edilmiştir. Sistem transfer sistem kabul edildiğinden bir kesicide bir arıza meydana geldiğinde transfere aktarılması öngörülmüştür.

e) Koruma arızası

e1) Yanlış açma,

e1.1) Yanlış selektivite ayarı,

Sistem için ayrıntılı ve doğru bir selektivite hesabı yapıldığı öngörülmüş ve arıza oranı sıfır kabul edilmiştir.

e1.2) Harmonik etkilerden yanlış açma,

Sisteme filtre ekipmanı tesis edildiği öngörülmüş ve arıza oranı sıfır kabul edilmiştir.

e1.3) Açık şalt merkezlerinde kabloların ekransız seçilmesi ve akım gerilim sinyalindeki bozulmaların etkisi,

Sistemde ekranlı kablo tesis edildiği öngörülmüş ve arıza oranı sıfır kabul edilmiştir.

e1.4) Akım transformatörünün yanlış seçilmesi,

Akım transformatörü için ayrıntılı ve doğru bir hesap yapıldığı öngörülmüş ve arıza oranı sıfır kabul edilmiştir.

e1.5) Transformatörlerde zati-mekanik korumaların yanlış işlem yapması,

Konuyla ilgili somut bir çözüm üretilememiştir.

e2) Açma yapmama

e2.1) Akü redresör arızası,

Çift akü-redresör grubu kullanımı şüphesiz güvenilirliği arttıracaktır. Elde veri olmadığından mevcut sistem verisi kullanılarak bir iyileştirme yapılamamıştır.

e2.2) DC otomatı açtı DC pano,

Çift besleme kullanımı şüphesiz güvenilirliği arttıracaktır. Elde veri olmadığından mevcut sistem verisi kullanılarak bir iyileştirme yapılamamıştır.

e2.3) Bağlantı sorunu ile DC'nin koruma panosuna iletilememesi,

DC izleme rölesi kullanımı şüphesiz güvenilirliği arttıracaktır. Elde veri olmadığından mevcut sistem verisi kullanılarak bir iyileştirme yapılamamıştır.

e2.4) Bağlantı sorunu ile açma sinyalinin kesiciye iletilememesi,

Kesici arıza koruma sistemi kullanımı şüphesiz güvenilirliği arttıracaktır. Elde veri olmadığından mevcut sistem verisi kullanılarak bir iyileştirme yapılamamıştır.

e2.5) Açma devresindeki yardımcı kilit rölesinin arızası,

Bu konu bölüm 7.13.2 sekonder projelerde güvenilirliği arttırıcı çözümler başlığı altında anlatılmıştır. Çift kilit rölesi kullanımı ile güvenilirlik arttırılmıştır.

e2.5) DC otomatı açtı koruma panosu,

Çift besleme kullanımı şüphesiz güvenilirliği arttıracaktır. Elde veri olmadığından mevcut sistem verisi kullanılarak bir iyileştirme yapılamamıştır.

e2.6) Koruma rölesi kullanım dışı,

0.05/yıl mekanik koruma rölesi için alınmıştır. Nümerik koruma rölesi için bu değer 0.025/yıldır [10].

e2.7) Yanlış selektivite ayarı,

Sistem için ayrıntılı ve doğru bir selektivite hesabı yapıldığı öngörülmüş ve arıza oranı sıfır kabul edilmiştir.

e2.8) Harmonik etkilerden yanlış açma,

Sisteme filtre ekipmanı tesis edildiği öngörülmüş ve arıza oranı sıfır kabul edilmiştir.

e2.9) Akım transformatörünün yanlış seçilmesi,

Akım transformatörü için ayrıntılı ve doğru bir hesap yapıldığı öngörülmüş ve arıza oranı sıfır kabul edilmiştir.

f) Ayırıcı arıza oranı,

Manevra hatası hariç önlemek mümkün değildir, mevcut sistem verisi kullanılarak bir iyileştirme yapılamamıştır.

g) Bara arızası,

Bara koruma sistemi kullanımı şüphesiz güvenilirliği arttıracaktır. Elde veri olmadığından mevcut sistem verisi kullanılarak bir iyileştirme yapılamamıştır.

h) Transformatörlerde zati-mekanik korumaların yanlış işlem yapması,

Konuyla ilgili somut bir çözüm üretilenmemiştir.

$$\lambda_{154T} = \lambda_{ATY} + \lambda_{ATL} + \lambda_{MHY} + \lambda_{MHL} + \lambda_{TA} + \lambda_{KESY} + \lambda_{KESL} + \lambda_{AYY} + \lambda_{AYL} \\ + \lambda_{BARAY} + \lambda_{BARAL} + \lambda_{KAY} + \lambda_{KAL}$$

$\lambda_{154T}=0,1228$ bulunur.

Buradan güvenilirlik $R(t) = e^{-\lambda t}$ formülünden 0,88444 olarak hesaplanmıştır. Bu değer mevcut sistemden iyidir.

SAYISAL UYGULAMA

8.1 Giriş

Sayısal uygulama bölümünde Türkiye'nin üç farklı bölgesinde bulunan TEİAŞ 380 ve 154 kV şalt merkezlerinden alınan 2009 ve 2010 yılı verileri kullanılarak Almanya'da geliştirilen DigSilent şebeke analiz bilgisayar programı yardımıyla söz konusu sistemlerin güvenilirlik indeksleri beş farklı çalışma için hesaplanmıştır. Bu bölgeler İstanbul-Anadolu 4. Bölge, Antalya 19. Bölge ve Van 17. Bölgeden oluşmaktadır, Türkiye'deki değişik iklim yapısını da dikkate almak için farklı bölgeler seçilmiştir. İstanbul-Anadolu ve Antalya bölge için 380 ve 154 kV, Van bölgesi içinse bölgenin altyapısı 154 kV olduğundan sadece bu gerilim seviyesinde çalışma yapılabilmektedir. DigSilent programında oluşturulan tek hatlar üzerinden programa girilen verilerle hesaplamalar yaptırılmıştır.

8.1.1 DigSilent Şebeke Analiz Programı ve Güvenilirlik Analizi Hesaplama Prensipleri

DigSilent şebeke analiz bilgisayar programı Almanya'da geliştirilmiş olup yıllardan beri dünyada çeşitli uygulamalarda başarıyla kullanılmaktadır. Son zamanlarda uluslararası iş ilanlarında da bu bilgisayar programını kullanabiliyor olmak şartı aranmaktadır.

Diğer şebeke analiz programlarında olduğu gibi program menüsünden seçilen semboller yardımıyla önce sistemin tek hat şeması oluşturulur ve bu tek hat şemasındaki elemanların (Bara, hat, transformatör...vs) teknik verileri sisteme girilerek ilgili hesaplamalar yapılabilir.

DigSilent şebeke analiz programı, güvenilirlik analizi hesaplamalarında aşağıdaki [28] parametreleri ve prensipleri kullanmaktadır:

C_i , Yük noktası i tarafından beslenen müşterilerin sayısı

A_i , Yük noktası i 'deki bir kesinti için etkilenen müşterilerin sayısı

Fr_k , Olasılık k , olayının sıklığı

pr_k , Olasılık k , olayının olasılığı

C , Müşterilerin sayısı

A , Etkilenen müşterilerin sayısı

L_m , Her bir kesinti olayı m için, sisteme bağlı kesintinin toplam gücü (kVA)

R_m , Her bir kesinti olayı m 'in süresi

L_T , Sisteme bağlı toplam servis edilen güç (kVA)

Yük Noktası Sıklık ve Tahmin İndisleri:

ACIF (Average Customer Interruption Frequency): Müşteri ortalama kesinti sıklığı.

ACIT (Average Customer Interruption Time): Müşteri ortalama kesinti zamanı.

LPIF (Load Point Interruption Frequency): Yük noktası kesinti sıklığı.

LPIT (Load Point Interruption Time): Yük noktası kesinti zamanı.

Bu indisler aşağıdaki formülasyon ile tanımlanmıştır:

$$ACIF_i = \sum_k Fr_k \cdot frac_{i,k}, Unit : 1/a \quad (8.1)$$

$$ACIT_i = \sum_k Pr_k \cdot frac_{i,k}, Unit : h/a \quad (8.2)$$

$$LPIF_i = ACIF_i \cdot C_i, Unit : 1/a \quad (8.3)$$

$$LPIT_i = ACIT_i \cdot C_i, Unit : h/a \quad (8.4)$$

$$AID_i = \frac{ACIT_i}{ACIF_i} \quad (8.5)$$

Yine burada,

i yük noktası indeksi

k olasılık indeksi

$\text{frac}_{i,k}$ olasılık k için yük noktası i’de kaybedilen yükün payı

Beslenemeyen yükler veya tamamen atılan yükler için $\text{frac}_{i,k} = 1$,

Parçalı atılan yükler için $0 \leq \text{frac}_{i,k} < 1$.

Olarak tanımlanmıştır.

Analiz Edilen Sistem İçin Hesaplama İndeksleri:

SAIFI (System Average Interruption Frequency Index): Sistem ortalama kesinti sıklık indeksi, $[1/C/a]$ biriminde analiz edilen sistemdeki toplam müşterilerin sayısı ile orantılı bulunan ortalama kesinti sıklığı.

CAIFI (Customer Average Interruption Frequency Index): Müşteri ortalama kesinti sıklık indeksi, $[1/A/a]$ biriminde analiz edilen sistemdeki kesintiden olumsuz yönde etkilenen toplam müşterilerin sayısı ile orantılı bulunan ortalama kesinti sıklığı.

ASIFI (Average System Interruption Frequency Index): Ortalama sistem kesinti sıklık indeksi, $[1/a]$ biriminde analiz edilen sistemdeki toplam müşterilerin sayısı ile orantılı bulunan ortalama kesinti sıklığı. SAIFI ile aynı olmakla beraber yük ile hesaplama ölçeklendirilmektedir.

SAIDI (System Average Interruption Duration Index): Sistem ortalama kesinti süre indeksi, $[h/C/a]$ biriminde analiz edilen sistemdeki toplam müşterilerin sayısı ile orantılı bulunan kesintiden etkilenen müşterilerin ortalama yıllık kesinti süresi.

CAIDI (Customer Average Interruption Duration Index): Müşteri ortalama kesinti süre indeksi, $[h]$ biriminde her kesintinin ortalama süresi.

ASIDI (Average System Interruption Duration Index): Ortalama sistem kesinti süre indeksi, $[h/a]$ biriminde analiz edilen sistemdeki toplam müşterilerin sayısı ile orantılı bulunan kesintiden etkilenen müşterilerin ortalama yıllık kesinti süresi. SAIDI ile aynı olmakla beraber yük ile hesaplama ölçeklendirilmektedir.

ASAI (Average Service Availability Index): Hizmet ortalama kullanılabilirlik indeksi, sistemdeki tüm yüklerin sayısı ve kesintiye uğrayan yüklerin kesinti süresinin oranının dikkate alınmasıyla hesaplanan hizmet güvenilirlik indeksi.

ASUI (Average Service Unavailability Index): Hizmet ortalama kullanılamazlık indeksi, hizmet ortalama kullanılabilirlik indeksinin tamlayanıdır.

Tüm bu indeksler aşağıdaki formülasyon ile hesaplanmaktadır [29],

$$SAIFI = \frac{\sum ACIF_i \cdot C_i}{\sum C_i}, \text{Unit : } 1/C/a \quad (8.6)$$

$$CAIFI = \frac{\sum ACIF_i \cdot C_i}{\sum A_i}, \text{Unit : } 1/A/a \quad (8.7)$$

$$SAIDI = \frac{\sum ACIT_i \cdot C_i}{\sum C_i}, \text{Unit : } h/C/a \quad (8.8)$$

$$CAIDI = \frac{SAIDI}{SAIFI}, \text{Unit : } h \quad (8.9)$$

$$ASUI = \frac{\sum ACIT_i \cdot C_i}{8760 \cdot \sum C_i} \quad (8.10)$$

$$ASAI = 1 - ASUI \quad (8.11)$$

$$ASIDI = \frac{\sum (r_m \cdot L_m)}{L_T}, \text{Unit : } h/a \quad (8.12)$$

$$ASIFI = \frac{\sum L_m}{L_T}, \text{Unit : } 1/a \quad (8.13)$$

Analiz Edilen Sistemdeki Baralar İçin Hesaplama İndeksleri:

AID (Average Interruption Duration): Ortalama kesinti süresi (h)

AIT (Average Interruption Time): Ortalama kesinti zamanı (h/a)

AIF (Average Interruption Frequency): Ortalama kesinti sıklığı (1/a)

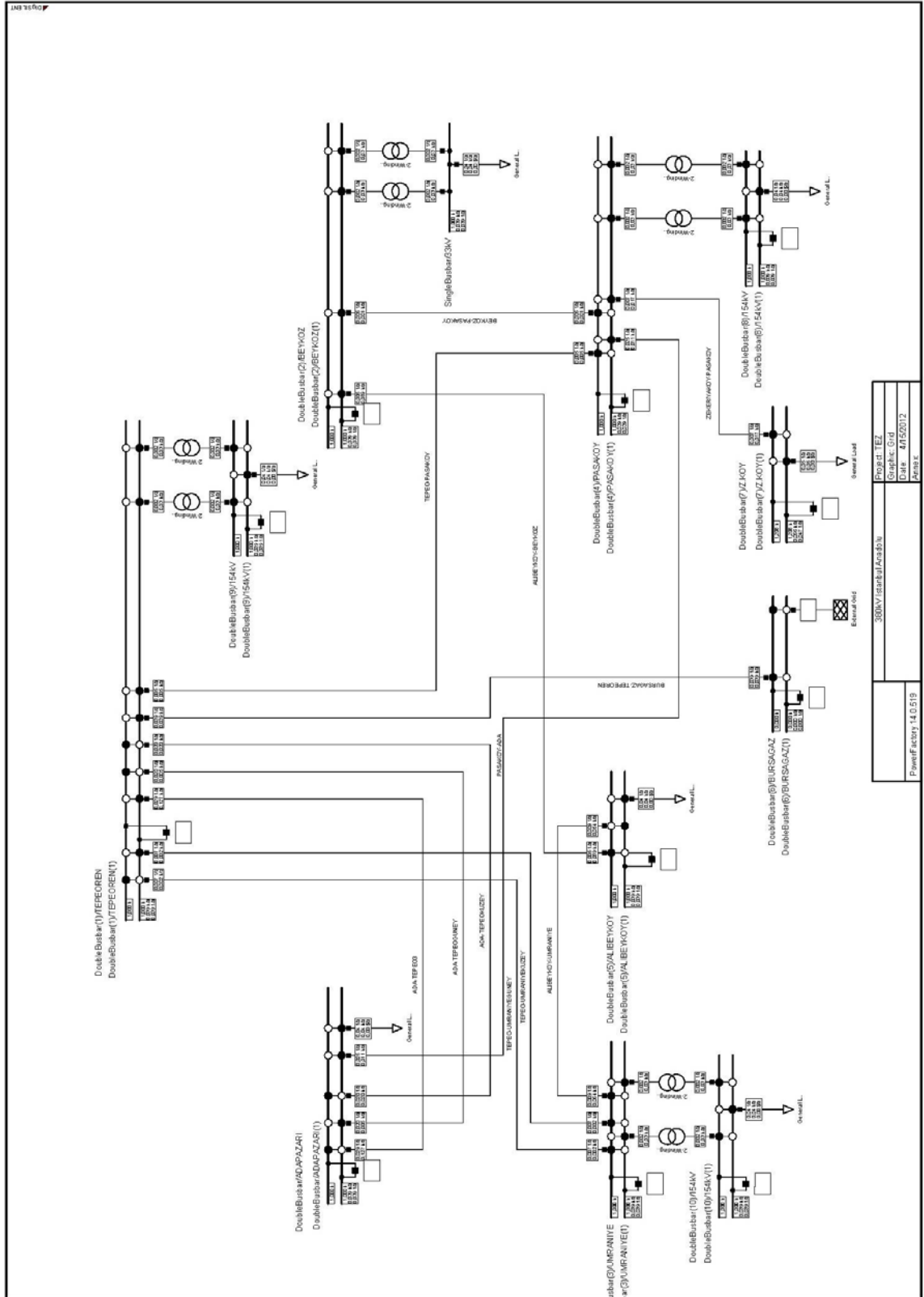
8.2 Uygulamalar

8.2.1 İstanbul Anadolu 380 kV

Bu kapsamda Ümraniye, Beykoz, Paşaköy, Tepeören, Alibeyköy, Zekeriyaköy, Adapazarı, Bursagaz santrali baraları olmak üzere toplamda 8 adet bara ve bu baraları birbirine bağlayan 12 adet iletim hattı bunun yanında 8 adet 380/154 ve 380/33 kV güç transformatörünün sisteme etkisi de dikkate alınmıştır. Hesaplama kullanılan hatlar, bu hatların arıza sayısı, hattın açık kalma süresi (saat ve dakika olarak) ve arıza oranı Çizelge 8.1’de yer verilmiştir. Hattın tek hat şemasına Şekil 8.1’de, hesaplama sonuçlarına ise Çizelge 8.2 ve 8.3’te yer verilmiştir.

Çizelge 8.1 İstanbul Anadolu bölge 380 kV hat verileri

Tevzi Merkezi	Tevzi Merkezi	Kesinti Süresi (saat)	Kesinti Süresi (dakika)	Arıza Sayısı (adet)	Arıza Oranı	Hat Uzunluğu (km)
Ümraniye	Alibeyköy	7,26	436	2	0,000228	38,68
Beykoz	Alibeyköy	15,5	930	2	0,000228	25,20
Beykoz	Paşaköy	0,28	17	2	0,000228	20,37
Zekeriyaköy	Paşaköy	2,33	140	2	0,000228	32,31
Ümraniye	Tepeören-K	0,25	15	2	0,000228	32
Ümraniye	Tepeören-G	0,25	15	2	0,000228	32
Tepeören3	Adapazarı	4,33	260	3	0,000342	86
Tepeören-K	Adapazarı	1	60	2	0,000228	86
Tepeören-G	Adapazarı	0,25	15	2	0,000228	86
Paşaköy	Adapazarı	0,42	25	2	0,000228	106
Bursagaz	Tepeören	1	60	2	0,000228	173
Paşaköy	Tepeören	1	60	2	0,000228	20,58



Şekil 8.1 İstanbul Anadolu bölge 380 kV sistemin tek hat şeması

Çizelge 8.2 İstanbul Anadolu bölge 380 kV sistemin güvenilirlik sonuçları

Sistemin Özeti	Hesaplanan Değer
SAIFI (System Average Interruption Frequency Index): Sistem ortalama kesinti sıklık indeksi.	0,040471 1/Ca
CAIFI (Customer Average Interruption Frequency Index): Müşteri ortalama kesinti sıklık indeksi.	0,040471 1/Ca
SAIDI (System Average Interruption Duration Index): Sistem ortalama kesinti süre indeksi.	0,042 h/Ca
CAIDI (Customer Average Interruption Duration Index): Müşteri ortalama kesinti süre indeksi.	1,034 h
ASAI (Average Service Availability Index): Hizmet ortalama kullanılabilirlik indeksi.	0,9999952215
ASUI (Average Service Unavailability Index): Hizmet ortalama kullanılamazlık indeksi.	0,0000047785

Çizelge 8.3 İstanbul Anadolu bölge 380 kV sistemin bara bazlı güvenilirlik sonuçları

Bara	AIT h/a	AIF 1/a	AID h
Zekeriya köy	0,06	0,05	1,21
Alibey köy	0,04	0,04	1
Beykoz	0,04	0,04	1
Adapazarı	0,04	0,04	1
Tepeören	0,04	0,04	1
Ümraniye	0,04	0,04	1
Paşaköy	0,04	0,04	1
Bursagaz	0	0	0

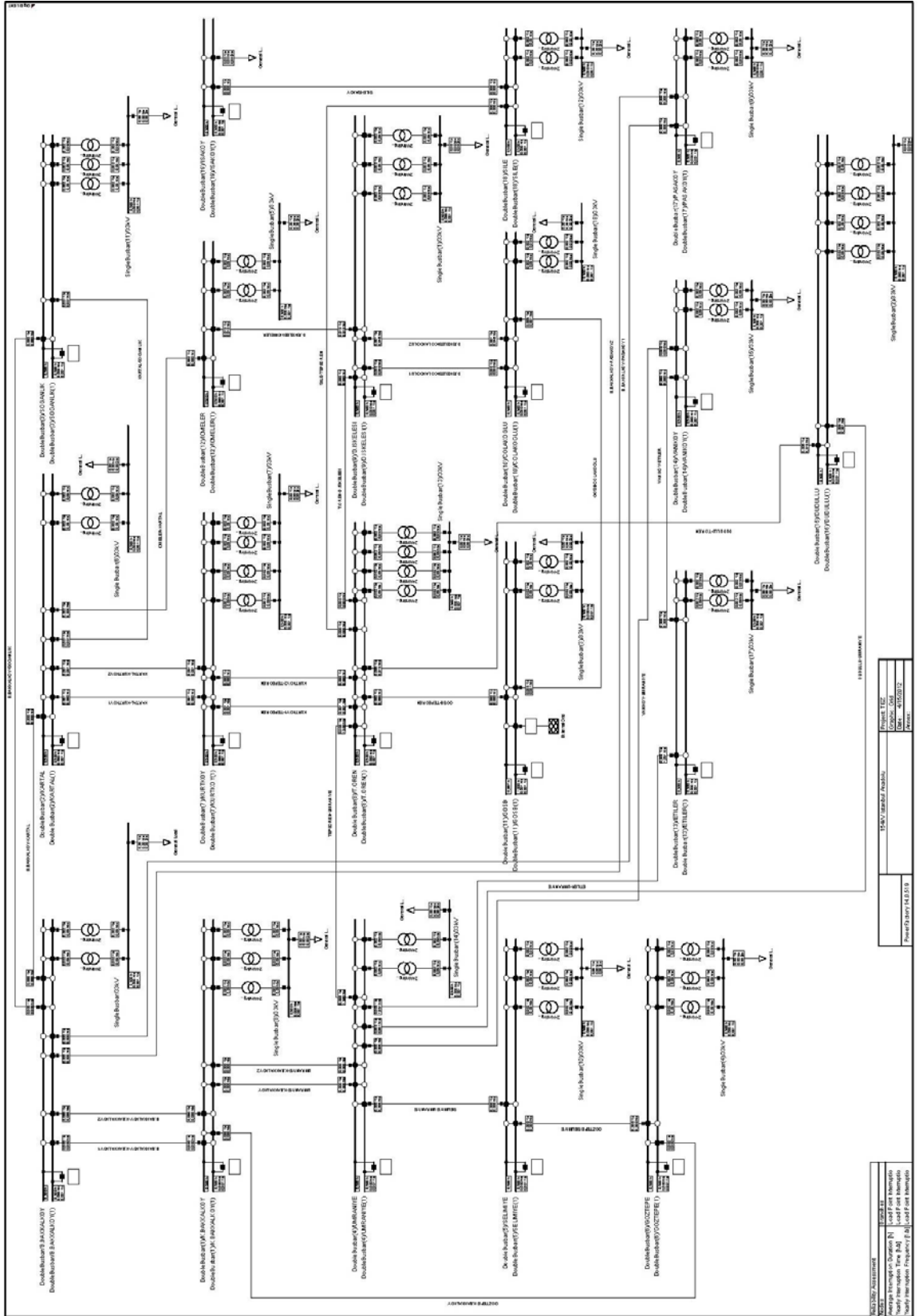
8.2.2 İstanbul Anadolu 154 kV

Bu kapsamda Büyük Bakkalköy, Küçük Bakkalköy, Diliskelesi, Dudullu, Gebze Organize Sanayii Bölgesi, Göztepe, İçmeler, Kartal, Kurtköy, Soğanlık, Selimiye, Şile, Tepeören, Ümraniye, Vaniköy, Etiler, Çolakoğlu, İsaköy, Paşaköy baraları olmak üzere toplamda 19 adet bara ve bu baraları birbirine bağlayan 31 adet iletim hattı, bunun yanında 47 adet 154/33 kV güç transformatörünün sisteme etkisi de dikkate alınmıştır. Hesaplama kullanılan hatlar, bu hatların arıza sayısı, hattın açık kalma süresi (saat ve dakika olarak) ve arıza oranı Çizelge 8.4’de yer verilmiştir. Hattın tek hat şemasına Şekil 8.2’de, hesaplama sonuçlarına ise Çizelge 8.5 ve 8.6’da yer verilmiştir.

Çizelge 8.4 İstanbul Anadolu bölge 154 kV hat verileri

Tevzi Merkezi	Tevzi Merkezi	Kesinti Süresi (saat)	Kesinti Süresi (dakika)	Arıza Sayısı (adet)	Arıza Oranı	Hat Uzunluğu (km)
Büyükbakkalköy	Paşaköy1	2,73	164	1	0,000114	6,5
Büyükbakkalköy	Paşaköy2	0	0	0	0	6,5
Büyükbakkalköy	Kartal	0	0	0	0	9,6
Büyükbakkalköy	Soğanlık	0	0	0	0	6,2
Büyükbakkalköy	Küçükbakkalköy1	0	0	0	0	10,83
Büyükbakkalköy	Küçükbakkalköy2	0	0	0	0	10,83
Diliskelesi	Çolakoğlu1	0,28	17	2	0,000228	2
Diliskelesi	Çolakoğlu2	52,47	3148	4	0,000457	2
Diliskelesi	Tepeören	0	0	0	0	16,61
Diliskelesi	İçmeler	1,38	83	5	0,000571	22,58
Dudullu	Tepeören	2,08	125	2	0,000228	28,11
Dudullu	Ümraniye	0,23	14	2	0,000228	12,84
GOSB	Tepeören	0	0	0	0	5,7
GOSB	Çolakoğlu	0,25	15	2	0,000228	20,78
Göztepe	Küçükbakkalköy	0	0	0	0	6,1
Göztepe	Selimiye	0	0	0	0	7,1
İçmeler	Kartal	0,033	2	1	0,000114	14,34
Kartal	Soğanlık	0,68	41	2	0,000228	5,2
Kartal	Kurtköy1	0,083	5	1	0,000114	6,1
Kartal	Kurtköy2	1,28	77	1	0,000114	6,1
Kurtköy1	Tepeören1	0,55	33	1	0,000114	9,8
Kurtköy2	Tepeören2	0	0	0	0	9,8
Küçükbakkalköy1	Ümraniye1	0	0	0	0	6,3
Küçükbakkalköy2	Ümraniye2	0	0	0	0	6,3
Selimiye	Ümraniye	0	0	0	0	6,2
Şile	İsaköy	0	0	0	0	14
Şile	Tepeören	0	0	0	0	31,56
Tepeören	Ümraniye	250,32	15019	2	0,000228	34,7
Ümraniye	Etiler	349,17	20950	3	0,000342	8,8
Ümraniye	Vaniköy	0	0	0	0	5,59
Vaniköy	Etiler	0	0	0	0	3,39

Hesaplamalarda transformatör arızaları için sabit yılda toplamda 15 defa arıza ve 15 saat kesinti öngörülmüştür.



Şekil 8.2 İstanbul Anadolu bölge 154 kV sistemin tek hat şeması

Çizelge 8.5 İstanbul Anadolu bölge 154 kV sistemin güvenilirlik sonuçları

Sistemin Özeti	Hesaplanan Değer
SAIFI (System Average Interruption Frequency Index): Sistem ortalama kesinti sıklık indeksi.	0,000684 1/Ca
CAIFI (Customer Average Interruption Frequency Index): Müşteri ortalama kesinti sıklık indeksi.	0,000684 1/Ca
SAIDI (System Average Interruption Duration Index): Sistem ortalama kesinti süre indeksi.	0 h/Ca
CAIDI (Customer Average Interruption Duration Index): Müşteri ortalama kesinti süre indeksi.	0,5 h
ASAI (Average Service Availability Index): Hizmet ortalama kullanılabilirlik indeksi.	0,9999999610
ASUI (Average Service Unavailability Index): Hizmet ortalama kullanılamazlık indeksi.	0,0000000390

Çizelge 8.6 İstanbul Anadolu bölge 154 kV sistemin bara bazlı güvenilirlik sonuçları

Bara	AIT h/a	AIF 1/a	AID h
GOSB	0	0	1
Dudullu	0	0	0,5
İçmeler	0	0	0,5
B.Bakkalköy	0	0	0,5
K.Bakkalköy	0	0	0,5
Kartal	0	0	0,5
Soğanlık	0	0	0,5
Ümraniye	0	0	0,5
Selimiye	0	0	0,5
Göztepe	0	0	0,5
Kurtköy	0	0	0,5
Tepeören	0	0	0,5
D.İskelesi	0	0	0,5
Çolakoğlu	0	0	0,5
Etiler	0	0	0,5
Vaniköy	0	0	0,5
Paşaköy	0	0	0,5
Şile	0	0	0,5
İsaköy	0	0	0,5

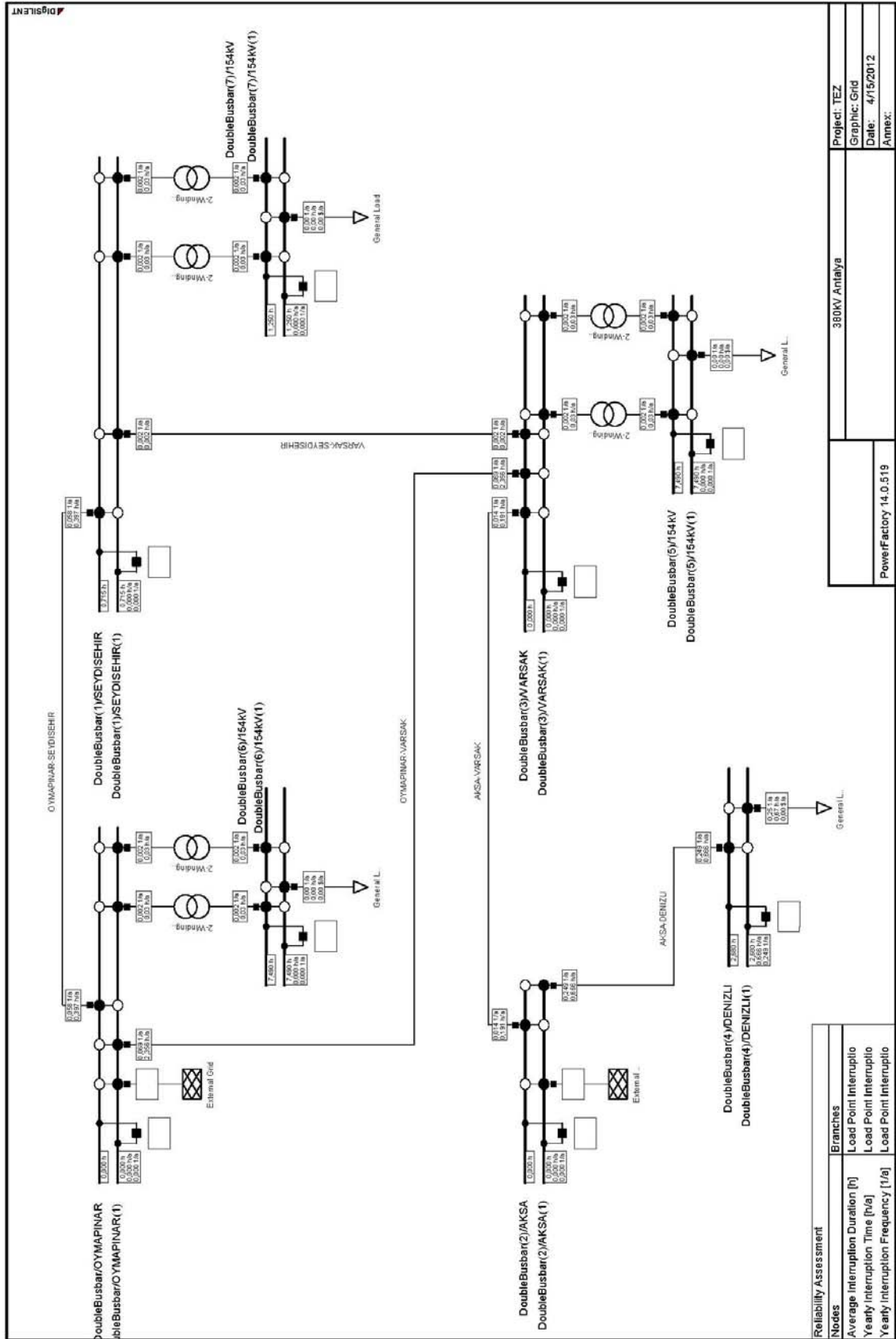
8.2.3 Antalya 380 kV

Bu kapsamda Oymapınar, Varsak, Aksa, Denizli, Seydişehir baraları olmak üzere toplamda 5 adet bara ve bu baraları birbirine bağlayan 5 adet iletim hattı bunun yanında 6 adet 380/154 kV güç transformatörünün sisteme etkisi de dikkate alınmıştır. Hesaplama kullanılan hatlar, bu hatların arıza sayısı, hattın açık kalma süresi (saat ve dakika olarak) ve arıza oranı Çizelge 8.7’de yer verilmiştir. Hattın tek hat şemasına Şekil 8.3’te, hesaplama sonuçlarına ise Çizelge 8.8 ve 8.9’da yer verilmiştir.

Çizelge 8.7 Antalya bölge 380 kV hat verileri

Tevzi Merkezi	Tevzi Merkezi	Kesinti Süresi (saat)	Kesinti Süresi (dakika)	Arıza Sayısı (adet)	Arıza Oranı	Hat Uzunluğu (km)
Oymapınar	Seydişehir	6,82	409	6	0,000684	85
Aksa	Denizli	2,58	161	14	0,001598	155
Aksa	Varsak	13,58	815	4	0,000456	30
Seydişehir	Varsak	0,8	48	2	0,000228	110
Oymapınar	Varsak	34,05	2043	8	0,000913	75

Hesaplamalarda transformatör arızaları için sabit yılda toplamda 15 defa arıza ve 15 saat kesinti öngörülmüştür.



Şekil 8.3 Antalya bölge 380 kV sistemin tek hat şeması

Çizelge 8.8 Antalya bölge 380 kV sistemin güvenilirlik sonuçları

Sistemin Özeti	Hesaplanan Değer
SAIFI (System Average Interruption Frequency Index): Sistem ortalama kesinti sıklık indeksi.	0,062154 1/Ca
CAIFI (Customer Average Interruption Frequency Index): Müşteri ortalama kesinti sıklık indeksi.	0,062154 1/Ca
SAIDI (System Average Interruption Duration Index): Sistem ortalama kesinti süre indeksi.	0,167 h/Ca
CAIDI (Customer Average Interruption Duration Index): Müşteri ortalama kesinti süre indeksi.	2,680 h
ASAI (Average Service Availability Index): Hizmet ortalama kullanılabilirlik indeksi.	0,9999809848
ASUI (Average Service Unavailability Index): Hizmet ortalama kullanılamazlık indeksi.	0,0000190152

Çizelge 8.9 Antalya bölge 380 kV sistemin bara bazlı güvenilirlik sonuçları

Bara	AIT h/a	AIF 1/a	AID h
Denizli	0,67	0,25	2,28
Seydişehir	0	0	0,71
Oymapınar	0	0	0
Aksa	0	0	0
Varsak	0	0	0

8.2.4 Antalya 154 kV

Bu kapsamda Manavgat, Manavgat HES, Akseki, Seydişehir, Kemer, Antalya Serbest Bölge, Kaş, Finike, Fethiye, Alanya, Oymapınar, Mahmutlar, Varsak, Tefenni, Gazipaşa, Kızıldüz HES, Korkuteli, Lara, Serik baraları olmak üzere toplamda 19 adet bara ve bu baraları birbirine bağlayan 25 adet iletim hattı dikkate alınmıştır. Hesaplama kullanılan hatlar, bu hatların arıza sayısı, hattın açık kalma süresi (saat ve dakika olarak) ve arıza oranı Çizelge 8.10'da yer verilmiştir. Hattın tek hat şemasına Şekil 8.4'te, hesaplama sonuçlarına ise Çizelge 8.11 ve 8.12'de yer verilmiştir.

Çizelge 8.10 Antalya bölge 154 kV hat verileri

Tevzi Merkezi	Tevzi Merkezi	Kesinti Süresi (saat)	Kesinti Süresi (dakika)	Arıza Sayısı (adet)	Arıza Oranı	Hat Uzunluğu (km)
Manavgat	Manavgat HES	0,52	31	3	0,00137	6,86
Manavgat	Seydişehir	0,9	54	5	0,000571	104
Akseki	Seydişehir	0,8	48	5	0,000571	53,76
Kemer	Serbest Bölge1	3,63	218	2	0,000228	42
Kemer	Serbest Bölge2	1,25	75	5	0,000571	42
Kemer	Serbest Bölge3	15,57	934	3	0,000342	42
Kaş	Finike	92,57	5554	40	0,004566	55
Kaş	Fethiye	143,5	8610	31	0,003539	80
Alanya	Oymapınar	0,95	651	5	0,000571	79
Alanya	Manavgat	1,93	116	5	0,000571	50
Alanya	Mahmutlar	14,1	846	8	0,000913	25,89
Varsak	Tefenni	0,48	29	3	0,000342	46,49
Gazipaşa	Kızıldüz HES	0,48	29	3	0,000228	16,5
Oymapınar	Akseki	0,13	8	2	0,000228	25
Varsak	Serbest Bölge1	0,83	50	2	0,000228	21,69
Varsak	Serbest Bölge2	0,83	50	2	0,000228	21,69
Varsak	Korkuteli	0,22	13	1	0,000114	52
Kemer	Finike	0,7	42	5	0,000571	45
Oymapınar	Manavgat1	0,25	15	1	0,000114	22
Oymapınar	Manavgat2	0,25	15	1	0,000114	22
Oymapınar	Serik	0,17	10	1	0,000114	50
Lara	Serik	1	60	5	0,000571	36
Lara	Varsak	1	60	5	0,000571	10
Gazipaşa	Mahmutlar	1,2	75	5	0,000571	25
Serik	Manavgat	9,68	580	3	0,000342	36

Çizelge 8.11 Antalya bölge 154 kV sistemin güvenilirlik sonuçları

Sistemin Özeti	Hesaplanan Değer
SAIFI (System Average Interruption Frequency Index): Sistem ortalama kesinti sıklık indeksi.	0,000266 1/Ca
CAIFI (Customer Average Interruption Frequency Index): Müşteri ortalama kesinti sıklık indeksi.	0,000310 1/Ca
SAIDI (System Average Interruption Duration Index): Sistem ortalama kesinti süre indeksi.	0,008 h/Ca
CAIDI (Customer Average Interruption Duration Index): Müşteri ortalama kesinti süre indeksi.	29,459 h
ASAI (Average Service Availability Index): Hizmet ortalama kullanılabilirlik indeksi.	0,9999991062
ASUI (Average Service Unavailability Index): Hizmet ortalama kullanılamazlık indeksi.	0,0000008938

Çizelge 8.12 Antalya bölge 154 kV sistemin bara bazlı güvenilirlik sonuçları

Bara	AIT h/a	AIF 1/a	AID h
Kaş	0,11	0	49,61
Finike	0	0	0,84
Tefenni	0	0	0,99
Korkuteli	0	0	0,99
Kemer	0	0	0,99
Serbest Bölge	0	0	0,99
Varsak	0	0	0,99
Lara	0	0	0,99
Mahmutlar	0	0	0,94
Seydişehir	0	0	0,33
Gazipaşa	0	0	0,4
Akseki	0	0	0,06
Alanya	0	0	0
Serik	0	0	0
Kızıldüz	0	0	0
Oymapınar	0	0	0
Manavgat	0	0	0
Manavgat HES	0	0	0
Fethiye	0	0	0

8.2.5 Van 154 kV

Bu kapsamda Muş, Tatvan, Bingöl, Ağrı, Ağrı 2, Doğubayazıt, Iğdır, Horasan, Engil, Nahçıvan, Erciş, Adilcevaz, Kars, Patnos, Van, Rasa, Dodan, Bazargan, Hınıs, Lice, Siirt baraları olmak üzere toplamda 21 adet bara ve bu baraları birbirine bağlayan 24 adet iletim hattı dikkate alınmıştır. Hesaplamada kullanılan hatlar, bu hatların arıza sayısı, hattın açık kalma süresi (saat ve dakika olarak) ve arıza oranı Çizelge 8.13'te yer verilmiştir. Hattın tek hat şemasına Şekil 8.5'te, hesaplama sonuçlarına ise Çizelge 8.14 ve 8.15'te yer verilmiştir.

Çizelge 8.13 Van bölge 154 kV hat verileri

Tevzi Merkezi	Tevzi Merkezi	Kesinti Süresi (saat)	Kesinti Süresi (dakika)	Arıza Sayısı (adet)	Arıza Oranı	Hat Uzunluğu (km)
Muş	Tatvan	5,15	309	12	0,00137	71,3
Muş	Bingöl	0,98	59	12	0,00137	99,32
Ağrı	Doğubayazıt	8,68	521	7	0,000799	89,64
Iğdır	Doğubayazıt	15,82	949	14	0,001598	41
Ağrı	Horasan	8,28	497	3	0,000342	86,44
Engil	Tatvan	15,57	934	9	0,001027	97
Iğdır	Nahçıvan1	14,73	884	29	0,003311	87,48
Iğdır	Nahçıvan2	42,43	2546	39	0,004452	87,48
Erciş	Adilcevaz	10,85	651	5	0,000571	58
Tatvan	Adilcevaz	1,012	61	5	0,000571	58
Iğdır	Kars	5,8	348	13	0,001484	124,96
Ağrı	Ağrı 2	8,83	530	5	0,000571	5,57
Patnos	Ağrı 2	0,22	13	3	0,000342	30
Patnos	Erciş	0,45	27	3	0,000342	50
Van	Erciş	32,27	1936	16	0,001826	92,43
Van	Rasa	0,23	14	3	0,000342	30
Van	Engil	0,27	16	2	0,000228	36,43
Tatvan	Dodan	12,63	758	3	0,000342	85,85
Doğubayazıt	Bazargan	26,12	1567	5	0,000571	110
Erciş	Ağrı 2	3,12	187	14	0,001598	92,96
Hinis	Adilcevaz	3	180	17	0,001941	137
Lice	Bingöl	44,75	2685	6	0,000685	60
Dodan	Siirt	3,1	186	9	0,001027	28,44

Çizelge 8.14 Van bölge 154 kV sistemin güvenilirlik sonuçları

Sistemin Özeti	Hesaplanan Değer
SAIFI (System Average Interruption Frequency Index): Sistem ortalama kesinti sıklık indeksi.	0,015909 1/Ca
CAIFI (Customer Average Interruption Frequency Index): Müşteri ortalama kesinti sıklık indeksi.	0,028925 1/Ca
SAIDI (System Average Interruption Duration Index): Sistem ortalama kesinti süre indeksi.	0,132 h/Ca
CAIDI (Customer Average Interruption Duration Index): Müşteri ortalama kesinti süre indeksi.	8,321 h
ASAI (Average Service Availability Index): Hizmet ortalama kullanılabilirlik indeksi.	0,9999848892
ASUI (Average Service Unavailability Index): Hizmet ortalama kullanılamazlık indeksi.	0,0000151108

Çizelge 8.15 Van bölge 154 kV sistemin bara bazlı güvenilirlik sonuçları

Bara	AIT h/a	AIF 1/a	AID h
Lice	1,84	0,04	44,75
Hinis	0,8	0,27	3
Nahçıvan	0,01	0	10,69
Rasa	0	0,01	0,32
Van	0	0	9,97
Engil	0	0	10,36
Iğdır	0	0	4,25
Muş	0	0	0,82
Dodan	0	0	2,47
Adilcevaz	0	0	0,91
Patnos	0	0	0,09
Erciş	0	0	0
Doğubayazıt	0	0	0
Ağrı	0	0	0
Tatvan	0	0	0
Bingöl	0	0	0
Kars	0	0	0
Horasan	0	0	0
Ağrı 2	0	0	0
Bazargan	0	0	0
Siirt	0	0	0

Tüm sistemlerin tek hat şemalarına daha okunaklı olması açısından ekler bölümünde A3 formatında tekrar yer verilmiştir.

8.2.6 Hesaplama Sonuçları

Hesaplama sonuçlarına bakıldığında şu sonuçlar göze çarpmıştır;

a) İstanbul Anadolu bölge 154 kV sistem, hizmet ortalama kullanılabilirlik indeksi (ASAI) açısından 0,9999999610 değeri ile en iyi sistem olmuştur. Bilindiği üzere bu değer ne kadar 1'e yaklaşırsa sistem o kadar güvenilir olmaktadır. Sistemin bu kadar iyi çıkmasının nedeni hesaplamada ön görülen 31 hattın 17'sinin yıl boyunca her hangi bir arızaya karışmaması ve diğer arızalı hatların da makul düzeylerde yıl boyunca açık kalmasıdır. Bunun yanında bazı baraların 3'ten fazla hatla beslenerek sistem güvenilirliğini arttırdığı da açıktır. Örneğin Ümraniye 7, K.Bakkalköy 5, B.Bakkalköy 6,

Kartal 5, T.Ören 7 adet hatla beslenmektedir. Bir barayı besleyen 7 adet iletim hattının aynı anda açık olma olasılığı çok uç durumlar hariç mümkün değildir. Yine bu yüzden müşteri ortalama kesinti süre indeksi (CAIDI) 0,5 saat ile en düşük değerde kalarak en iyi sistem olmuştur.

b) Antalya Bölge 380 kV sistem, hizmet ortalama kullanılabilirlik indeksi (ASAI) açısından 0,999981 değeri ile en kötü sistem olmuştur. Antalya bölge 380 kV sistemini, 0,999985 değeri ile Van bölge 154 kV sistem izlemiştir. Antalya bölge 380 kV sistem hesaplamasında 5 adet iletim hattı öngörülmüş bunlardan 4 adedi yılda ortalama 14 saat açık kalmıştır bu da sonuçları olumsuz yönde etkilemiştir. Aynı şekilde Van bölge 154 kV sistemde yıl boyunca 24 hattın 19'unun açık kalma süreleri ve arıza sıklığı genel olarak fazladır, sonucu etkilemiştir. Burada şu konu unutulmamalıdır havai hatların performansı atmosferik olaylarla doğrudan ilişkilidir, Van bölgesinin iklim yapısı diğer bölgelerle karşılaştırıldığında çok daha serttir. Müşteri ortalama kesinti süre indeksi (CAIDI) yönünden bakıldığında Van bölge 154 kV sistem için 8.321 saat değeri, Antalya bölge 380 kV için 2.68 saat değeri ile İstanbul Anadolu bölge 154 kV sistemden oldukça kötü çıkmıştır.

c) Antalya Bölge 154 kV sistem, müşteri ortalama kesinti süre indeksi (CAIDI) açısından 29,45 saat ile en yüksek değerde kalarak en kötü sistem olmuştur. Bunun yanında hizmet ortalama kullanılabilirlik indeksi (ASAI) açısından 0,99999911 değeri ile en iyi ikinci sistem olmuştur. Bu çelişkinin sebebi hesaplanan sistemdeki 25 hattın 20 tanesinin yıl boyunca açık kalma süreleri ve arıza sıklığı makul olmakla beraber Kaş-Finike hattı 92,57 saat, Kaş-Fethiye hattı 143,5 saat, açık kalarak Kaş barasını olumsuz etkilemiştir. Bundan dolayı da müşteri ortalama kesinti süre indeksi olumsuz yönde etkilenmiştir. Bunu önlemek için Kaş-Finike arasına bir paralel hat, hayali olarak çekilmiş uygulamada sonuç görülmüştür sonuca göre çekilen hayali hatla sistemin müşteri ortalama kesinti süre indeksi (CAIDI) 29,45 saatten 1 saate iyileştirilmiştir. Sonuç olarak ta bir sistemdeki paralel hat sayısı arttıkça sistem güvenilirliğinin olumlu yönde etkilendiği bir daha kanıtlanmıştır. Çekilen hattın bir sene boyunca arızaya karışmadığı yani ideal bir hat olduğu kabulü yapılmıştır.

SONUÇ VE ÖNERİLER

Koruma sistemleri bir güç sisteminin en kritik parçasıdır ve koruma sistemlerinin çalışma performansı güç sisteminin güvenliği ve güvenilirliği üzerinde direkt etkilidir. Bu çalışmada elde edilen önemli sonuçlara ve güvenilirliği arttırıcı önerilere aşağıda yer verilmiştir:

Elektromekanik ve statik koruma röleleri yerine günümüzde mikroişlemciyle donatılmış yeni jenerasyon nümerik (dijital) koruma rölelerin kullanımı sistem güvenilirliği açısından avantaj sağlamaktadır. Bu avantajlara örnek vermek gerekirse, bir çalışmaya göre nümerik koruma rölelerinin yıllık kullanılabilirlik indeksi, elektromekanik koruma rölesinden iki kat daha iyidir, bunun yanında bir hat fideri için iki adet dijital mesafe koruma rölesi ile bir adet elektromekanik mesafe koruma ve bir adet elektromekanik diferansiyel koruma rölesinden oluşan sistem karşılaştırılmıştır. Dijital sistemin yıllık arıza indeksi 0,16 arıza/yıl iken, elektromekanik sistem 2 arıza/yıl ile oldukça kötüdür.

2009 yılı TEİAŞ arıza istatistiklerine göre 380 kV havai hatlarda kullanılan yeni jenerasyon nümerik mesafe koruma rölelerinin güvenilirlik ortalaması %95,74 değeri ile 380 ve 154 kV'ta kullanılan elektromekanik ve statik mesafe koruma röleleri ile karşılaştırıldığında en iyi çıkmıştır. Nümerik koruma rölelerinde, koruma rölesinin arızalanması veya DC yardımcı beslemesinin kaybedilmesi durumunda alınan yardımcı kontak ile dışarıya ihbar verilerek hızlı müdahale ile sistem güvenilirliği arttırılabilmektedir. Nümerik mesafe koruma rölesine gerilim transformatörü sekonder otomatik sigortasının yardımcı kontağı input olarak girilerek koruma rölesinin hatalı açmasının önüne geçilebilmektedir. Nümerik mesafe koruma rölelerinde arıza yeri tespit özelliği ile arızaya hızlı müdahale edilmesi kolaylaşmakta bu da sistem

güvenilirliğini olumlu yönde etkilemektedir. Eski tip elektromekanik ve statik mesafe koruma rölelerinde kullanılan dairesel karakteristik ile koruma bölgelerinin nümerik rölelerde olduğu gibi esnek ayarlanamaması yüzünden, koruma rölesinin arızayı görmemesi yani kör nokta, veya yük bölgesine girerek yanlış açma riski vardır. Yine nümerik koruma rölelerindeki arıza kaydedici özelliği ile koruma mühendisinin arıza oluşuktan sonra bu kayıtları inceleyerek koruma rölesinin doğru açıp açmadığını, açmadıysa ilerde ayar değişikliği yapılması için önlem almasını dolayısıyla yanlış açmanın tekrar edilmemesini sağlamaktadır. Gerek elektromekanik gerekse statik koruma röleleri üzerinde yapılan deneysel çalışmalarda koruma rölelerinin harmonikli ortamda ayarlanan değerinden daha erken açması veya geç açması söz konusudur. Nümerik koruma rölelerinde kullanılan harmonik filtreler sayesinde koruma rölelerinin harmonik etkilerden daha az etkilendiği bilinmektedir.

Havai hatlarda oluşan arızaların büyük bir kısmını atmosferik olaylar oluşturmaktadır, bunu önlemek için özellikle büyük şehirlerde, kısa hatların kablo olarak tesis edilmesi düşünülebilir. Kablo hatların güvenilirliği, havai hatlarla karşılaştırıldığında daha iyidir.

Ülkemizde 380 kV havai hatlarda karşı merkezlerle haberleşmede yaygın olarak, iki adet power line carrier cihazı kullanılmaktadır. Bunun yerine koruma rölelerinin bir tanesi fiber optik arabirim diğeri power line carrier kullanarak sistem güvenilirliği arttırılabilir. Yapılan bir çalışmada fiber optik arabirimin arıza oranı 0,01 arıza/yıl iken power line carrier cihazı 1 arıza/yıl'dır.

Transformatörlerin korunmasında kullanılan diferansiyel koruma rölesi tek başına yeterli değildir, dünyada uygulanan REF koruma ile daha kapsamlı koruma yapılabilmekte ve transformatörün güvenilirliği arttırılabilmektedir. Türkiye'de transformatör fiderlerinde yaygın şekilde uygulanan tek kilit rölesi kullanımı yerine, çift kilit rölesi ve bu rölelerin DC beslemesinin bağımsız olarak uygulanması durumunda açma devresinin güvenilirliği arttırılabilir. Yapılan sayısal uygulamada mevcut durumun güvenilirliği 0,97098 iken, önerilen bu sistem ile güvenilirlik 0,99937'ye önemli oranda yükseltilmiştir. Son yıllarda uygulanan transformatörlerin hassas sensörler yardımı ile devamlı izlenmesiyle, transformatörlerin kullanılabilirliği ve güvenilirliği arttırılmaktadır.

Kesici arıza koruma sistemi kullanımı ile sistem güvenilirliği arttırılabilir. Kesici açma devresi izleme rölesi ile kesici devresi izlenerek arızalara hızlı müdahale imkânı sağlanmaktadır. Kritik tesislerin bara sistemi çift bara-transfer yapılarak, her hangi bir fiderin kesicisinde arıza oluşursa o fideri kesintisiz transfer kesicisine aktararak arızalı kesicide bakım imkânı sağlanabilir böylece sistem güvenilirliği arttırılabilir.

Koruma rölelerinin performansını direkt etkileyen akım transformatörleri, her koruma fonksiyonu için ayrı ayrı ilgili bilgisayar yazılımları yardımıyla doğru analizler sonucunda seçilmelidir.

Koruma rölelerinde kullanılacak, selektivite ayarları tüm arıza olasılıkları (3 faz, 1 faz, 2 faz) dikkate alınarak bitişik hatlardaki arıza akımları değişimleri dikkate alınarak yine bilgisayar yazılımları ile doğru analizler sonucunda belirlenmelidir.

Koruma rölelerine sahadan akım-gerilim bilgisi taşıyan kablolar ekranlı seçilmelidir.

Açma devresinde yardımcı röle kullanmak risklidir bunun yerine kontakları güçlü açma rölesi veya koruma rölesinin kendi kontağı kullanılabilir.

Koruma rölelerinin DC yardımcı beslemeleri, DC izleme rölesi, düşük gerilim rölesi veya yardımcı röle ile izlenerek scada sistemine...vs bilgi verilebilir bu sayede sistem güvenilirliği arttırılabilir. Koruma rölelerinin arıza kontaklarının beslemesi ile rölenin çalışmasını sağlayan yardımcı besleme ayrı olmalıdır. 154 kV TEİAŞ şalt merkezlerinde de otomatik sigorta kullanılmalı, otomatların yardımcı kontakları ilgili yerlere ihbar olarak gönderilmelidir.

154 kV TEİAŞ şalt merkezlerinde, kesici açma bobini 1-2 ve koruma rölesi beslemesi bağımsız olmalıdır.

Kesici arıza koruma bulunmayan sistemlerde, ana ve artçı koruma açmaları kesicinin her iki açma bobinine de gönderilmelidir.

Mesafe koruma rölesine input olarak girilen gerilim transformatörü otomatı açtı, hangi gerilim transformatörü çekirdeğinden koruma rölesi besleniyorsa onun bilgisi alınarak girilmelidir.

Koruma rölesine akım transformatörlerinden gönderilen akım bilgisi, her koruma fonksiyonu için mümkünse bağımsız akım transformatörü çekirdeğinden olmalıdır.

Kesicilerde lokalden çalışırken, ayırıcı ara pozisyonda değil bilgisi kilitleme olarak girilmelidir.

Artçı koruma röleleri için de test blok cihazları kullanılmalıdır.

Bara koruma sistemi ile baralarda oluşabilecek hasarların önüne geçilerek sistem güvenilirliğinin arttırılması mümkündür.

Özellikle büyük şehirlerde yer problemi olmasından dolayı, gaz izoleli şalt merkezleri açık şalt merkezlerine göre çok az alan kapladığından bir çözüm olabilmektedir, gaz izoleli şalt merkezlerinde şalt cihazları kapalı gaz muhafazalarda bulunduğundan atmosferik etkilerden etkilenmemekte ve sistem güvenilirliği arttırılabilmektedir.

Dünyadaki teknolojik gelişmelerin ve yeniliklerin takibi açısından, ilgili personel periyodik olarak teknik eğitimlerle desteklenmelidir.

Bazı durumlarda koruma rölelerinin yazılımlarında -özellikle ilk sürümlerde- hatalar olabilmektedir bunu önlemek için koruma rölelerinin yazılım güncellemeleri, üretici firmaların internet sitelerinden takip edilerek şalt merkezinde kullanılan koruma rölelerinin yazılımları güncel tutulmalıdır.

Yapılan sayısal uygulamada mevcut havai hattın güvenilirliği 0,94624 iken çözüm önerilerinin uygulanması ile 0,97204'e; mevcut transformatörün güvenilirliği 0,87389 iken çözüm önerilerinin uygulanması ile 0,88444'e yükseltilmiştir.

Sekizinci bölüm'de yapılan sayısal uygulamada İstanbul Anadolu bölge 154 kV sistem, hizmet ortalama kullanılabilirlik indeksi (ASAI) açısından 0,9999999610 değeri ile en iyi sistem olmuştur. Bilindiği üzere bu değer ne kadar 1'e yaklaşırsa sistem o kadar güvenilir olmaktadır. Sistemin bu kadar iyi çıkmasının nedeni hesaplamada ön görülen 31 hattın 17'sinin yıl boyunca her hangi bir arızaya karışmaması ve diğer arızalı hatların da makul düzeylerde yıl boyunca açık kalmasıdır. Bunun yanında bazı baraların 3'ten fazla hatla beslenerek sistem güvenilirliğini arttırdığı da açıktır. Yine bu yüzden müşteri ortalama kesinti süre indeksi (CAIDI) 0,5 saat ile en düşük değerde kalarak en iyi sistem olmuştur. Antalya Bölge 380 kV sistem, hizmet ortalama kullanılabilirlik indeksi (ASAI) açısından 0,999981 değeri ile en kötü sistem olmuştur. Antalya bölge 380 kV sistemini, 0,999985 değeri ile Van bölge 154 kV sistem izlemiştir. Antalya bölge 380 kV sistem

hesaplamasında 5 adet iletim hattı öngörölmüş bunlardan 4 adedi yılda ortalama 14 saat açık kalmıştır bu da sonuçları olumsuz yönde etkilemiştir. Aynı şekilde Van bölge 154 kV sistemde yıl boyunca 24 hattın 19'unun açık kalma süreleri ve arıza sıklığı genel olarak fazladır, sonucu etkilemiştir. Antalya Bölge 154 kV sistem, müşteri ortalama kesinti süre indeksi (CAIDI) açısından 29,45 saat ile en yüksek değerde kalarak en kötü sistem olmuştur. Bunun yanında hizmet ortalama kullanılabilirlik indeksi (ASAI) açısından 0,99999911 değeri ile en iyi ikinci sistem olmuştur. Bu çelişkinin sebebi hesaplanan sistemdeki 25 hattın 20 tanesinin yıl boyunca açık kalma süreleri ve arıza sıklığı makul olmakla beraber Kaş-Finike hattı 92,57 saat, Kaş-Fethiye hattı 143,5 saat, açık kalarak Kaş barasını olumsuz etkilemiştir. Bunu önlemek için Kaş-Finike arasına bir paralel hat, hayali olarak çekilmiş uygulamada sonuç görölmüştür sonuca göre çekilen hayali hatla sistemin müşteri ortalama kesinti süre indeksi (CAIDI) 29,45 saatten 1 saate iyileştirilmiştir. Sonuç olarak ta bir sistemdeki paralel hat sayısı arttıkça sistem güvenilirliğinin olumlu yönde etkilendiği bir daha kanıtlanmıştır. Çekilen hattın bir sene boyunca arızaya karışmadığı yani ideal bir hat olduğu kabulü yapılmıştır.

TEİAŞ 2009 yılı arıza istatistik verilerinde 380 ve 154 kV hatları koruyan mesafe koruma rölelerine ait güvenilirlik değeriendirilmesinde, koruma rölelerinin sadece yanlış açma sayıları güvenilirlik hesaplamasında dikkate alınmıştır, dünya literatüründe koruma rölelerinin güvenilirliği denildiğinde yanlış açma ve açma yapmama sayıları dikkate alınmaktadır. Tez çalışmamda bu konuya dikkat edilmiş, söz konusu tablolar yeniden hesaplanmıştır. Ayrıca bu verilerde elektromekanik, statik ve dijital mesafe koruma rölelerinin açma yapmama oranları çok yüksektir, konunun ayrıntılı olarak incelenmesi sistem güvenilirliği açısından önemlidir.

Enterkonnekte bir sistemde, arızalı hattın her iki ucundaki röleler hattaki arızayı temizlemek ve arızayı şebekenin diğer kısımlarından izole etmek için açmalıdır. Birleşik Markov modeli kullanılırken, her elemanın her iki tarafındaki koruma sistemi durumlarının aynı olduğu varsayılır. Ancak, gerçek bir sistemde, bir elemanın bir tarafındaki röle bir durumda ve diğer tarafındaki röle ise başka bir durumda olabilir. Diğer bir deyişle, bir elemanda bir arıza olduğunda, rölelerden biri çalışır durumda ve diğeri ise "işlev aksaklığı" gibi çalışamaz durumda olabilir. Birleşik Markov modelinin bu eksikliğini gidermek için, eleman ve koruma sistemi Markov modellerinin durumları

birbirinden ayrılmalıdır. Bir elemanın koruma sistemleri farklı iki durumda olabileceği için, ayrık Markov modeli birleşik modele göre gerçek duruma daha yakındır. Daha yüksek bir doğruluk elde etmek için ardışık olmayan yerine, ardışık Monte Carlo simülasyonu kullanılmalıdır. Bir ardışık Monte Carlo simülasyonda, her bir koruma sisteminin yeni durumunu elde etmek için, tüm koruma sisteminin önceki durumları ayrı ayrı belirlenmelidir. Bu nedenle, kesin sonuçları elde etmek için, ardışık simülasyon için eleman ve koruma sistemi Markov modellerinin birbirinden ayrılması gerekir. İki Markov modelin sonuçları arasında bir karşılaştırma yapılmıştır. Karşılaştırmaya göre; birleşik Markov modelinin kullanılmasının ayrık Markov modeline göre, güvenilirlik indekslerinin hesaplanmasında önemli bir hataya yol açabileceği gösterilmiştir.

KAYNAKLAR

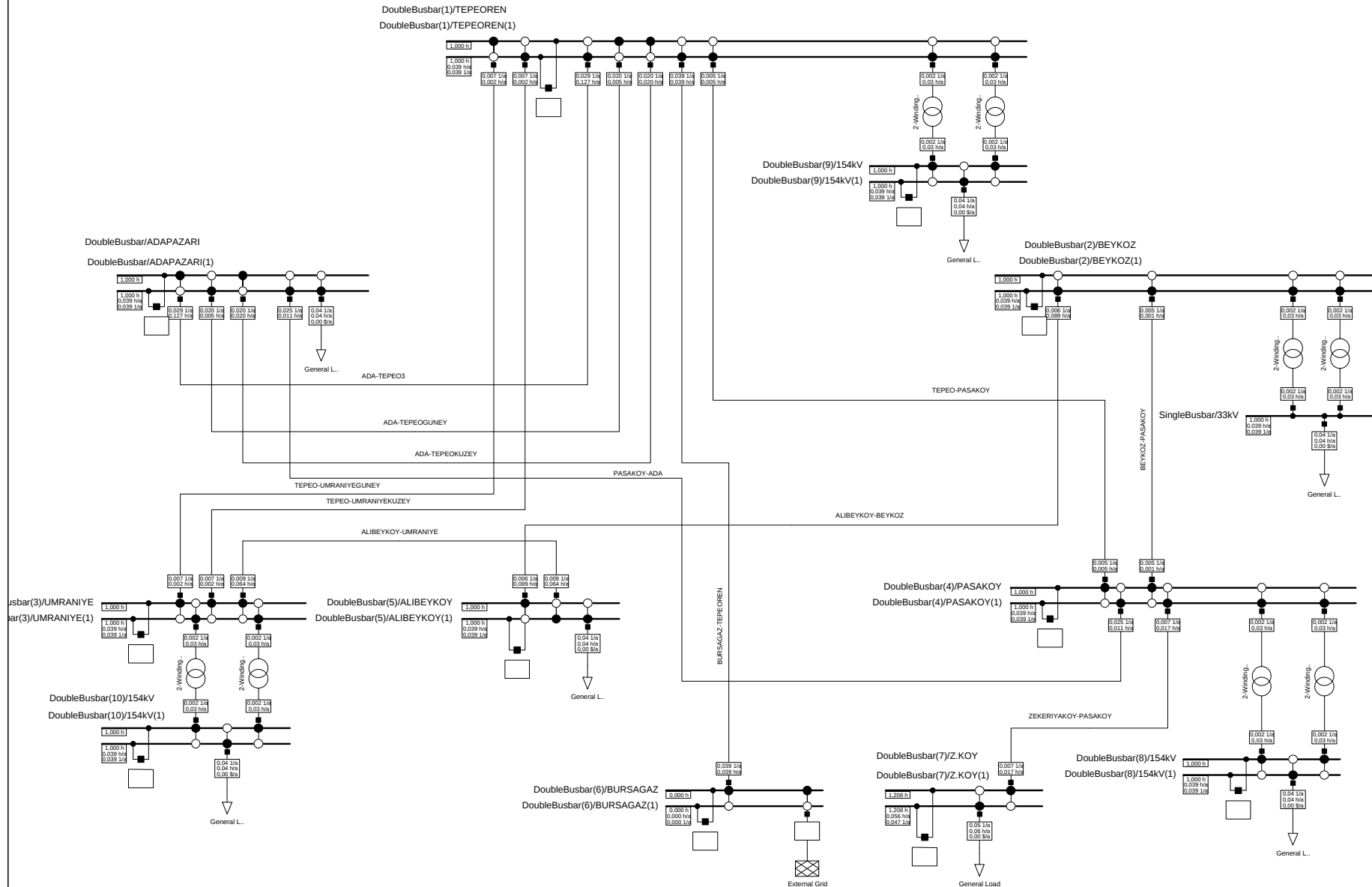
- [1] BPI, (2004). Principles of Power System Protection, No:1, Colchester.
- [2] Yumurtacı, R., (1995). Elektrik Güç Sistemlerinde Hatların Mesafe Röleleri ile Korunması, Yüksek Lisans Tezi, YTÜ Fen Bilimleri Enstitüsü, İstanbul.
- [3] Çağlar, T., (2009). Harmoniklerin Akım Transformatörü Performansına Etkisinin İncelenmesi, Yüksek Lisans Tezi, YTÜ Fen Bilimleri Enstitüsü, İstanbul.
- [4] Akçay, E., (2007). Enerji İletim Sistemlerinde Güvenilirlik Değerlendirmesi, Yüksek Lisans Tezi, Sakarya Üniversitesi Fen Bilimleri Enstitüsü, Sakarya.
- [5] Phadke, A.G., Throp J.S., Horowitz S.H. ve Tamronglank, S. (1998). "Anatomy of Power System Disturbances: Importance Sampling", Elsevier, Electrical Power & Energy Systems Vol. 20, 2: 147-152.
- [6] Wang, C., Xu, Z. ve Zheng, S. (2007). "Reliability Analysis of Protective Relays in Fault Information Processing System in China", IEEE Transactions on Power Systems, 1-4244-0493-2: 06.
- [7] Billinton, R., Firuzabad, M.F. ve Sidhu T.S. (2002). "Determination of the Optimum Routine Test and Self-Checking Intervals in Protective Relaying Using a Reliability Model ", IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 17, 3: 663-669
- [8] Pottonen, L., Pulkkinen, U. ve Koskinen, M., (2004). "A Method For Evaluation The Reliability of Protection", The Institution of Electrical Engineers, 299-302.
- [9] So, C. W. ve Li, K. K., (2004). "Intelligent Method for Protection Coordination", IEEE International Conference on Electric Utility Deregulation, Restructuring and Power Technologies , April 2004, Hong Kong.
- [10] Tsai, C. T., Chen, C. S., Lin, C. H. ve Kang, M. S., (2006). "The Enhancement of Protective System Reliability with Immune Algorithm" IEEE 9th International Conference on Probabilistic Methods Applied to Power Systems, 11-15 June 2006, Stockholm.
- [11] Mazlumi, K. ve Abyaneh, H. A., (2009). "Relay Coordination and Protection Failure Effects On Reliability Indices In an Interconnected Sub-Transmission System" Electric Power Systems Research, Science Direct Elsevier, 79: 1011-1017.

- [12] Gençaydın, E., (2006). Enerji İletim Hatlarının Nümerik Mesafe Koruma Röleleri ile Korunması, Yüksek Lisans Tezi, YTÜ Fen Bilimleri Enstitüsü, İstanbul.
- [13] Akbaba, S., (2008). Harmoniklerin Dijital Aşırı Akım Röleleri Üzerine Etkisinin İncelenmesi, Yüksek Lisans Tezi, YTÜ Fen Bilimleri Enstitüsü, İstanbul.
- [14] Kocatepe, C., Uzunoglu, M, Yumurtacı, R., Karakaş, A. ve Arıkan, O. (2003). Elektrik Tesislerinde Harmonikler, Birinci Baskı, Birsen Yayınevi, İstanbul.
- [15] İnan, A. ve Attar, F., (1997). Güç Sistemlerinde Harmoniklerin Etkileri ve Bir Harmonik Kontrol Kartı Modeli, Kaynak Elektrik Dergisi, Sayı: 98, İstanbul.
- [16] Yumurtacı, R., Bozkurt, A. ve Dalcı, B. (2005). "Harmonic Effects on Electromechanical Overcurrent Relays", Doğu Üniversitesi Dergisi, 6: 202-209, İstanbul.
- [17] Donohue, P. M. ve Islam, S. M. (2009). "The Effect of Non-Sinusoidal Current Waveforms on Electro-Mechanical & Solid State Overcurrent Relay Operation", IEEE Industry Applications Society Annual Meeting, 4-8 October 2009, Houston.
- [18] Ho, J.M. ve Liu, C.C., (2001). "The Effects of Harmonics on Differential Relay for a Transformer", IEEE Electricity Distribution 16th International Conference and Exhibition, 18-21 June 2001, Amsterdam.
- [19] Bozkurt, A., (2005). Harmoniklerin Aşırı Akım Röleleri Üzerine Etkisinin Yapay Sinir Ağları Destekli Olarak İncelenmesi, Yüksek Lisans Tezi, YTÜ Fen Bilimleri Enstitüsü, İstanbul.
- [20] Masoum, M.A.S., Islam, S.M., Tan, K. ve Xuan, T.N. (2007). "Impact of Harmonics on Tripping Time of Overcurrent Relays", IEEE Power Engineering Conference, AUPEC 2007, Australasian Universities, 9-12 December 2007, Perth.
- [21] Sanaye, P.M. ve Arya, B. (2004). "Performance Evaluation of an Adaptive Digital Distance Protection Relay Immune to Harmonic Effects", <http://itee.uq.edu.au/~aupec/aupec03/papers/176%20SanayePasand%20full%20paper.pdf>, 20.04.2011.
- [22] Schwan, M. (2005). "Network Probabilistic Reliability Calculation ", Siemens PTI, Technical Document, Erlangen, Germany.
- [23] TEİAŞ, (2009). 2009 Yılı Arıza İstatistiği, TEİAŞ İletim Şebekeleri İşletme Bakım Dairesi Başkanlığı, Ankara.
- [24] Aydoğdu, N., (2003). İletim Hatlarında Arıza Modelleme ve Sayısal Rölelerle Koruma, Yüksek Lisans Tezi, Fırat Üniversitesi Fen Bilimleri Enstitüsü, Elazığ.
- [25] Wang, C., Gao, P., Guo, F. ve Xu, Z. (2008). "Statistical Analysis of Reliability Data of Power System of China", Cigre, C4-125.
- [26] Nakada, Y., Takagi, I., Shin, M., Kida, J., Toyoda, M. ve Ito, H., (2006). "Reliability and Electrical Stress Survey on High Voltage Circuit Breaker in Japan", Cigre, A3-205.

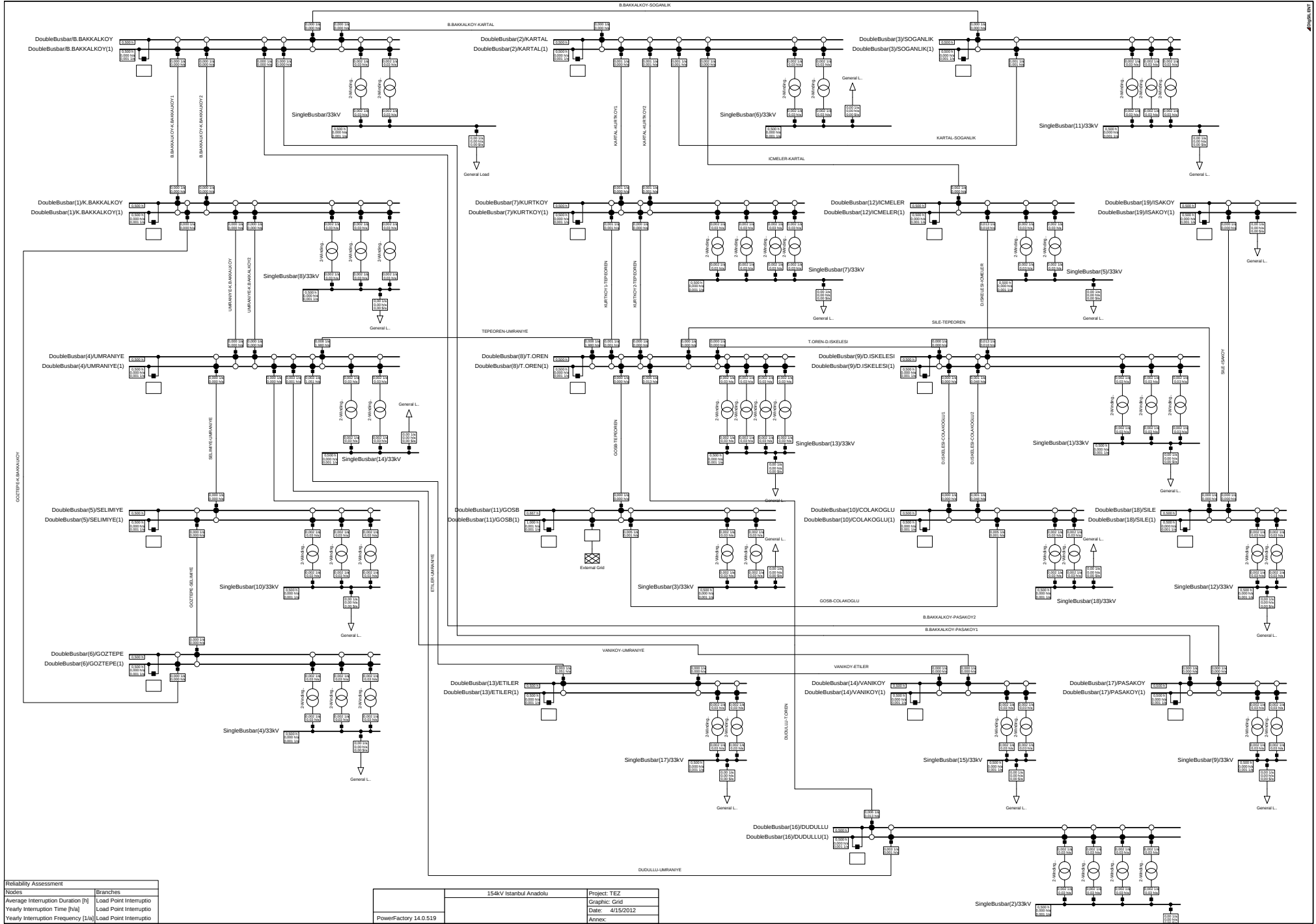
- [27] Siemens AG, (2011). Getting and Overall Picture From Multiple Data, SITRAM Condition Monitor, E50001-G640-A136-X-4A00, Erlangen.
- [28] Siemens AG, (2009). Transforming Knowledge Into Availability, with SITRAM Condition Monitor, E50001-G640-A103-X-7600, Erlangen.
- [29] DlgSILENT GmbH, (2008). PowerFactory User's Manual and Tutorial, Version 14.0, Germany.

TEK HAT ŞEMALARI

Sekizinci bölümde yapılan sayısal uygulamada oluşturulan, tek hat şemalarına daha okunaklı olması açısından yer verilmiştir. Sırasıyla İstanbul Anadolu bölge 380 kV, İstanbul Anadolu bölge 154 kV, Antalya bölge 380 kV, Antalya bölge 154 kV, Van bölge 154 kV tek hat şemalarına yer verilmiştir.

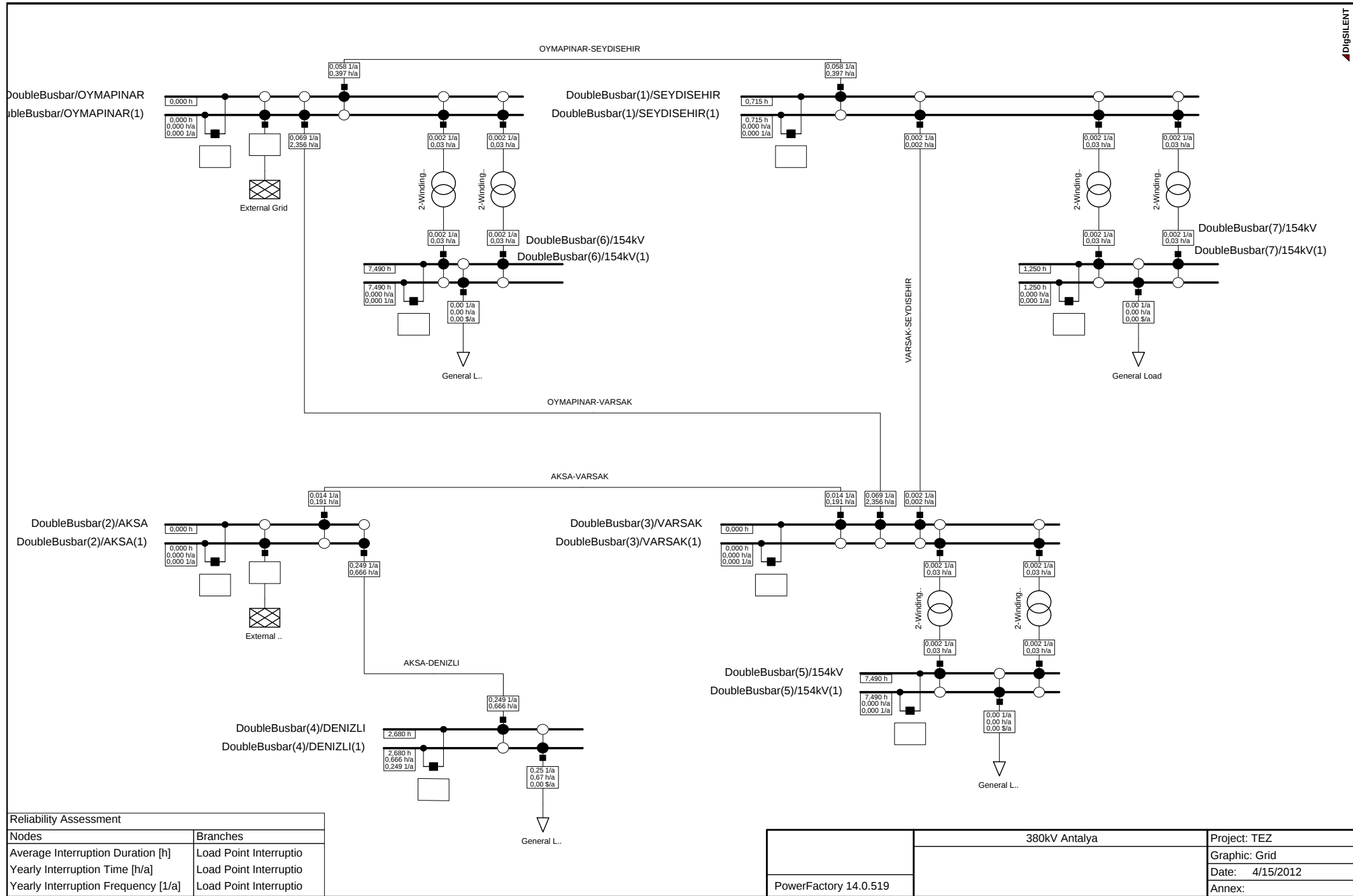


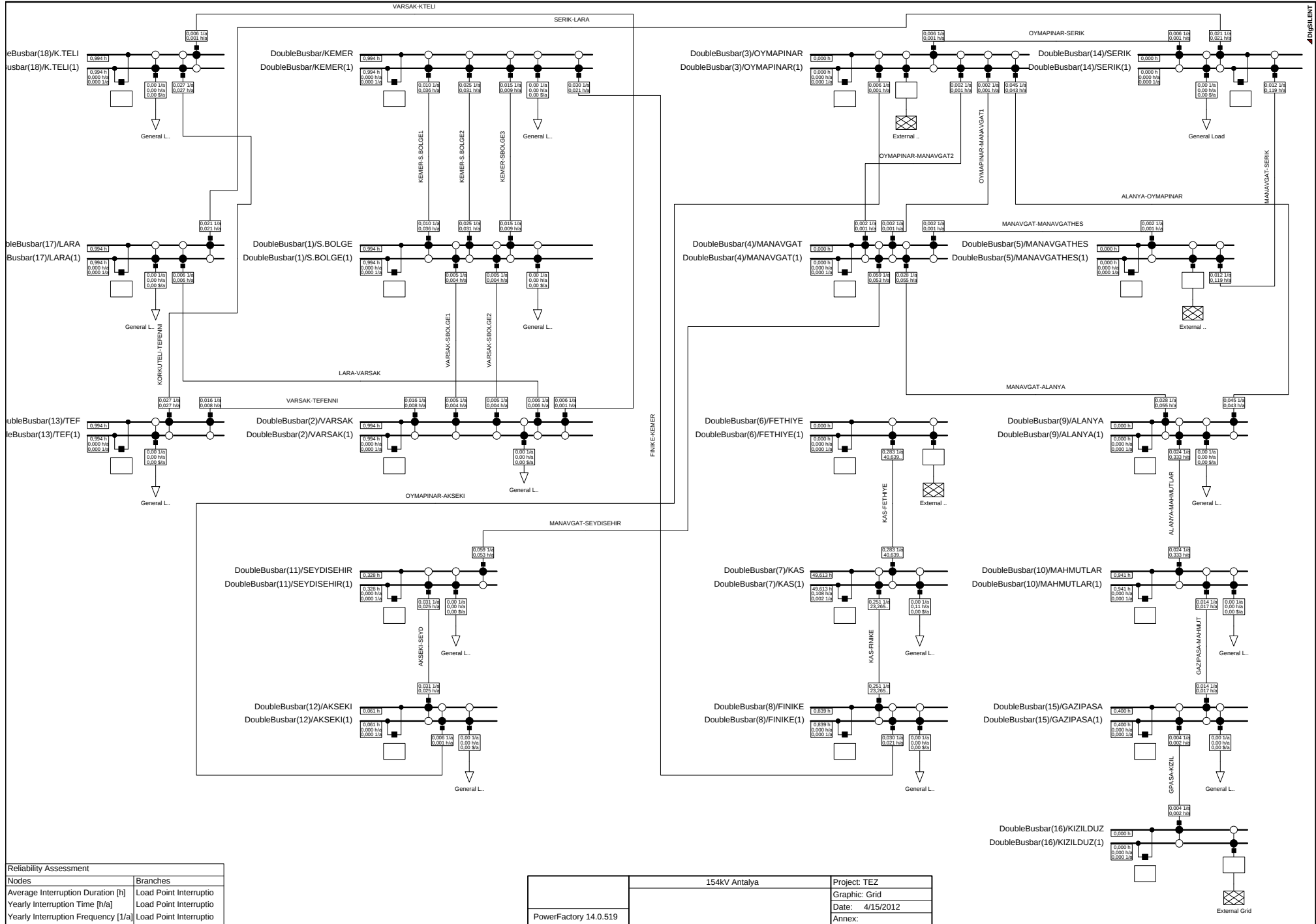
PowerFactory 14.0.519	380kV Istanbul Anadolu		Project: TEZ
			Graphic: Grid
			Date: 4/15/2012
			Annex:



Reliability Assessment	
Nodes	Branches
Average Interruption Duration [h]	Load Point Interruption
Yearly Interruption Time [h/a]	Load Point Interruption
Yearly Interruption Frequency [1/a]	Load Point Interruption

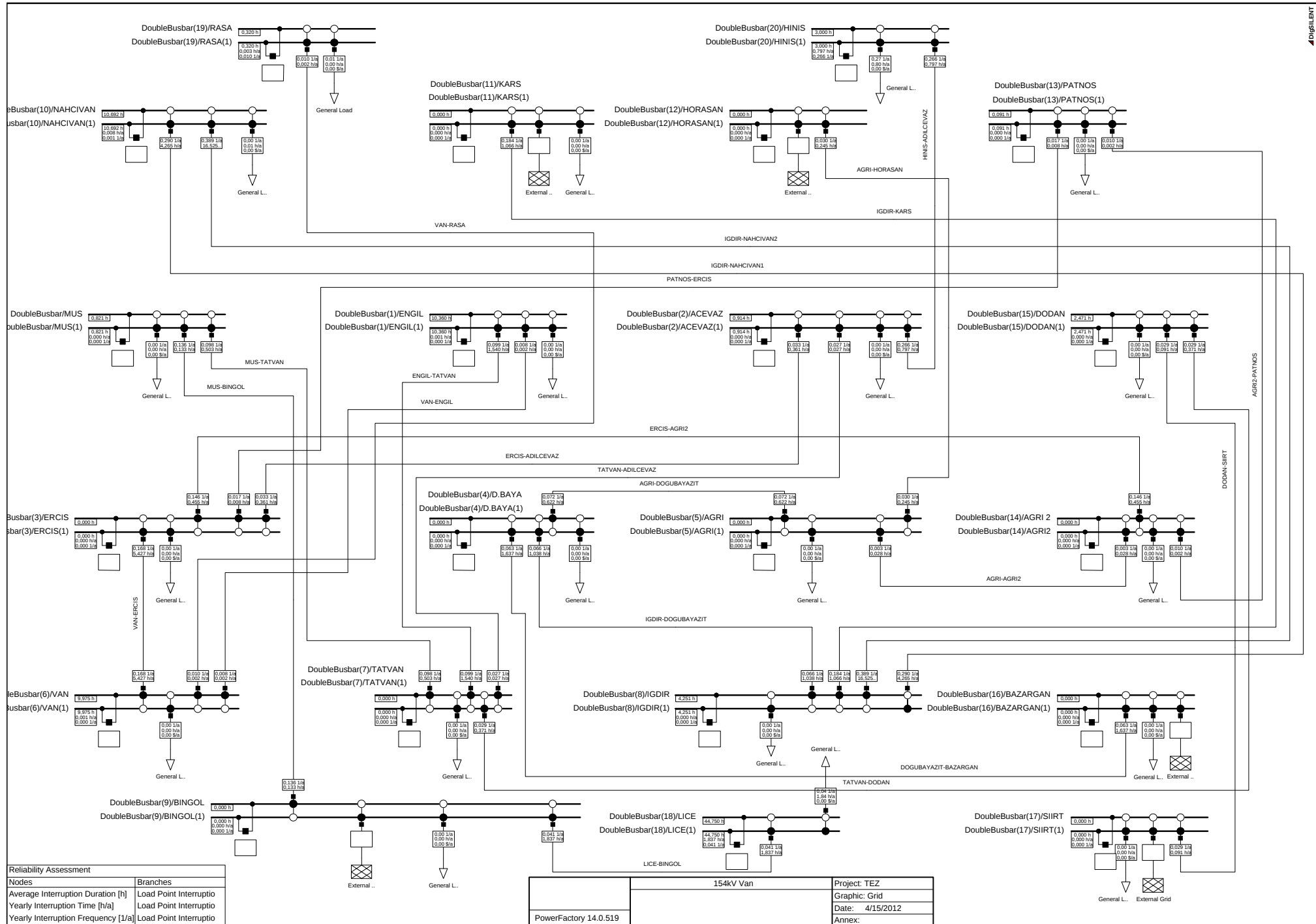
PowerFactory 14.0.519	15kV Istanbul Anadolu	Project: TEZ
		Graphic: Grid
		Date: 4/15/2012
		Annex:





Reliability Assessment	
Nodes	Branches
Average Interruption Duration [h]	Load Point Interruption
Yearly Interruption Time [h/a]	Load Point Interruption
Yearly Interruption Frequency [1/a]	Load Point Interruption

	154kV Antalya	Project: TEZ
		Graphic: Grid
		Date: 4/15/2012
PowerFactory 14.0.519		Annex:



Reliability Assessment	
Nodes	Branches
Average Interruption Duration [h]	Load Point Interruption
Yearly Interruption Time [h/a]	Load Point Interruption
Yearly Interruption Frequency [1/a]	Load Point Interruption

154kV Van		Project: TEZ
PowerFactory 14.0.519		Graphic: Grid
		Date: 4/15/2012
		Annex:

ÖZGEÇMİŞ

KİŞİSEL BİLGİLER

Adı Soyadı : Ender GENÇAYDIN
Doğum Tarihi ve Yeri : 07.11.1978 Şanlıurfa
Yabancı Dili : İngilizce
E-posta : gencaydin@hotmail.com

ÖĞRENİM DURUMU

Derece	Alan	Okul/Üniversite	Mezuniyet Yılı
Yüksek Lisans	Elektrik Mühendisliği	Yıldız Teknik Üniversitesi	2006
Lisans	Elektrik Mühendisliği	Yıldız Teknik Üniversitesi	2002
Lise	Fen	Fenerbahçe Lisesi	1995

İŞ TECRÜBESİ

Yıl	Firma/Kurum	Görevi
2012	Siemens AG	YGDC Ş.M. Koruma Kumanda Mühendisi
2010-2011	Mott Macdonald Limited	YG Ş.M. Koruma Kumanda

		Mühendisi
2009	British Power International	YG Ş.M. Koruma Kumanda Mühendisi
2001-2009	Siemens A.Ş.	YG Ş.M. Koruma Kumanda Mühendisi

YAYINLARI

Makale

1. Enerji İletim Hatlarının Nümerik Mesafe Koruma Röleleri ile Korunması, Elektrik Tesisat Mühendisleri Derneği, Sayı 38, 2008.
2. Enerji İletim Hatlarının Nümerik Mesafe Koruma Röleleri ile Korunması, Siemens @nahtar Dergisi, Sayı 19, 2008.

Proje

1. Türkiye, Irak, İngiltere, Kuzey İrlanda, Almanya olmak üzere 100'ün üzerinde yüksek gerilim şalt merkezleri koruma kumanda ve jeneratör koruma-senkronizasyon dizayn mühendislik projesi.