

İSTANBUL TEKNİK ÜNİVERSİTESİ ★ FEN BİLİMLERİ ENSTİTÜSÜ

**ELEKTRİK DAĞITIM SİSTEMLERİNDE
GÜVENİLİRLİK ANALİZİ**

**YÜKSEK LİSANS TEZİ
Elk. Müh. Nurşen DÜNDAR**

Anabilim Dalı : ELEKTRİK MÜHENDİSLİĞİ

Programı : ELEKTRİK MÜHENDİSLİĞİ

MAYIS 2002

**ELEKTRİK DAĞITIM SİSTEMLERİNDE
GÜVENİLİRLİK ANALİZİ**

**YÜKSEK LİSANS TEZİ
Elk. Müh. Nurşen DÜNDAR
504991108**

**Tezin Enstitüye Verildiği Tarih : 13 Mayıs 2002
Tezin Savunulduğu Tarih : 31 Mayıs 2002**

**Tez Danışmanı : Doç. Dr. Belgin EMRE TÜRKAY
Diğer Jüri Üyeleri : Prof.Dr. Adnan KAYPMAZ
Doç. Dr. Mehmet Ali YALÇIN (SAÜ)**

MAYIS 2002

ÖNSÖZ

Yüksek lisans tezimin hazırlanmasında bana destek olan değerli hocam Doç. Dr. Belgin Emre Türkay'a, gerçek sistem verilerine ulaşmamı sağlayan BEDAŞ A.Ş. Sarıyer İşletmesi Başmühendisi Reşit Bilgili'ye, Bayrampaşa İşletme ve Bakım Başmühendisi Orhan Kaldırım'a, sevgi ve desteklerini her zaman yanımda hissettiğim sevgili aileme ve arkadaşlarıma teşekkürlerimi sunarım.

Mayıs 2002

Müh. Nurşen DÜNDAR

İÇİNDEKİLER

ÖNSÖZ	ii
KISALTMALAR	v
TABLO LİSTESİ	vi
ŞEKİL LİSTESİ	vii
SEMBOL LİSTESİ	viii
ÖZET	ix
SUMMARY	x
1. GİRİŞ	1
2. GÜVENİLİRLİĞİN TANIMI VE GENEL KAVRAMLARI	
2.1. Güvenilirliğin Tanımı	4
2.2. Sistemin Modellenmesi	5
2.3. Sistem Çeşitleri	5
2.3.1. Bir Göreve Koşullandırılmış Sistemler	5
2.3.2. Sürekli İşletimde Olan Sistemler	7
2.4. Sistem Performansının Değerlendirilmesinin Önemi	8
2.5. Temel Güvenilirlik Kavramları	9
2.5.1. Sürekli İşletimde Olan Sistemlerde Arıza-Tamir Döngüsü	9
2.5.2. Sistem Elemanlarının Bağlanma Şekilleri	12
2.6. Güvenilirlik Değerlendirme Yöntemleri	17
3. GÜÇ SİSTEMLERİNDE GÜVENİLİRLİK ANALİZİ	
3.1 Güç Sistemlerinin Olasılıksal Değerlendirilmesi	19
3.2 Güç Sistemlerde Güvenilirlik Analizinin Anlamı	20
3.3 Güç Sistemlerinin Güvenilirlik Analizindeki Aşamalı Seviyeler	22
3.4 Sistem Güvenilirliği İle Maliyet İlişkisi	26
3.5 Güvenilirlik Analizinde Kullanılan Veriler	27
4. MONTE CARLO SİMÜLASYON YÖNTEMİ	
4.1 Genel Tanım ve Özellikler	30
4.1.1. Olasılıksal ve Deterministik Problemlerin Çözümü	31
4.1.2. Monte Carlo Simülasyonunun Güvenilirlik Analizinde Kullanılmasının Özellikleri	32
4.2 Monte Carlo Yönteminin Verimi	34
4.3 Rastgele Sayıların Türetilmesi	35
4.4 Rastgele Değişken Üretimi	36
4.5 Monte Carlo Yönteminin Yaklaşım Karakteristikleri	41
4.6 Güvenilirlik Analizinde Kullanılan Simülasyon Yaklaşımları	42

5. GÜÇ DAĞITIM SİSTEMLERİNDE GÜVENİLİRLİK ANALİZİ	
5.1 Temel Dağıtım Sistemleri	47
5.2 Güvenilirlik Analizi Uygulaması Yapılan Dağıtım Şebekeleri	48
5.2.1 İstanbul Teknik Üniversitesi Ayazağa Kampüsünü Besleyen Dağıtım Şebekesi	49
5.2.2 Sarıyer Bölgesini Besleyen Dağıtım Şebekesi	52
5.2.3 Maltepe Bölgesini Besleyen Dağıtım Şebekesi	55
5.3 Dağıtım Sistemlerinde Güvenilirlik Analizi Yöntemleri	59
5.3.1 Analitik Yöntem	60
5.3.2 Monte Carlo Yöntemi	62
5.4 Sistem Sonuçları	65
5.4.1 Şebekelere Göre Sonuçlar	65
5.4.2 Dağıtım Sistemlerinin Performans İndislerinin Karşılaştırılması	75
5.4.3 Analitik ve Simülasyon Sonuçlarının Karşılaştırılmaları	77
6. SONUÇ VE ÖNERİLER	
6.1 Dağıtım Sistemlerinde Güvenilirliğe Etkiyen Faktörler	79
6.1.1 Dağıtım Şebekesinin Şeklinin Güvenilirliğe Etkisi	79
6.1.2 Dağıtım Şebekesinde Besleme Otomasyonunun Güvenilirliğe Etkisi	80
6.1.3 Gerilim Seviyesinin Dağıtım Güvenilirliğine Etkisi	83
6.2 Değerlendirme ve Öneriler	86
KAYNAKLAR	90
EK A	93
EK B	97
EK C PROGRAMLAR	99
ÖZGEÇMİŞ	106

KISALTMALAR

OAA	: Ortalama Arıza Adedi
OATS	: Ortalama Arıza Tamir Süresi
OYBS	: Ortalama Yeniden Besleme Süresi
TYBS	: Toplam Yeniden Besleme Süresi
TM	: Transformatör Merkezi
YN	: Yük Noktası
TAS	: Toplam Anahtarlama Süresi
SAIDI	: Sistemin Ortalama Kesinti Frekansı İndisi
SAIFI	: Sistemin Ortalama Kesinti Süresi İndisi
CAIFI	: Tüketici Ortalama Kesinti Frekansı İndisi
CAIDI	: Tüketici Ortalama Kesinti Süresi İndisi
ENS	: Sistemin Sağlanamayan Enerji Miktarı İndisi
ASAI	: Sistemin Ortalama Servis Mümkünlülüğü İndisi
SEM	: Satılamayan Enerji Maliyeti
TL	: Türk Lirası
PLC	: Yük Kesintisi Olasılığı
EFLC	: Beklenen Yük Kesintisi Frekansı
EDLC	: Yük Kesinti Süresinin Beklenen Değeri
ERIS	: Eleman Güvenilirlik Bilgi Sistemi
EPSRA	: Performans Değerlendirmesi İçin Veri Sağlama İşlemi
LOLE	: Tahmin edilen yük kaybı
LOEE	: Tahmin edilen enerji kaybı

TABLO LİSTESİ

	<u>Sayfa No</u>
Tablo 5.1. İTÜ Ayazağa Kampüsünü Besleyen Dağıtım Şebekesinin Ana Besleme Hattı Arıza Verileri	51
Tablo 5.2. İTÜ Ayazağa Kampüsünü Besleyen Dağıtım Şebekesinin Dallara Ait Arıza Verileri	52
Tablo 5.3. İTÜ Ayazağa Kampüsünü Besleyen Dağıtım Şebekesinin Güç Değerleri	52
Tablo 5.4. Sarıyer Bölgesine Ait Dağıtım Şebekesinin Ana Besleme Hattı Arıza Verileri	53
Tablo 5.5. Sarıyer Bölgesi Dağıtım Şebekesinin Dallara Ait Arıza Verileri	55
Tablo 5.6. Sarıyer Bölgesine Ait Güç ve Tüketici Bilgileri	55
Tablo 5.7. Maltepe Bölgesine Ait Dağıtım Şebekesinin Ana Besleme Hattı Arıza Verileri	56
Tablo 5.8. Maltepe Bölgesi Dağıtım Şebekesinin Dallara Ait Arıza Veriler	58
Tablo 5.9. Maltepe Bölgesine Ait Güç ve Tüketici Bilgileri	58
Tablo 5.10. Temel Dağıtım Sistemine Ait Arıza Verileri	61
Tablo 5.11. Temel Dağıtım Sistemi Analiz Sonuçları	62
Tablo 5.12. Dağıtım Şebekelerinin Performans İndislerinin Ortalama Değerleri	66
Tablo 5.13. İTÜ Dağıtım Şebekesine Ait Analiz Sonuçları	66
Tablo 5.14. İTÜ Dağıtım Şebekesine Ait Sistem Performans İndisleri	67
Tablo 5.15. Sarıyer Dağıtım Şebekesine Ait Sistem Performans İndisleri	68
Tablo 5.16. Sarıyer Dağıtım Şebekesine Ait Analiz Sonuçları	69
Tablo 5.17. Maltepe Dağıtım Şebekesine Ait Analiz Sonuçları	72
Tablo 5.18. Maltepe Dağıtım Şebekesine Ait Sistem Performans İndisleri	72
Tablo 5.19. İTÜ-Ayazağa Kampüsü Radyal İşletim Sonuçları	77
Tablo 5.20. İTÜ-Ayazağa Kampüsü Açık Halka İşletim Sonuçları	78

ŞEKİL LİSTESİ

	<u>Sayfa No</u>
Şekil 2.1 : Göreve koşullandırılmış birinci tip sistemin zamana göre davranışı	6
Şekil 2.2 : Göreve koşullandırılmış ikinci tip sistemin zamana göre davranışı	7
Şekil 2.3 : Sürekli işletimde olan sistemlerin zamana göre davranışı	7
Şekil 2.4 : Sistemin her elemanına ait çalışma döngüsü	9
Şekil 2.5 : Elemana ait çalışma devreleri	10
Şekil 2.6 : Tamir süresinin üstel gösterilimi	11
Şekil 2.7 : Tek eleman için durum geçiş diyagramı	11
Şekil 2.8 : İki elemanlı sistem için durum geçiş diyagramı	13
Şekil 2.9 : Köprü Tipi Sistem	17
Şekil 3.1 : Sistem güvenilirliğinin temel kısımları	20
Şekil 3.2 : İşlevsel bölgeler	23
Şekil 3.3 : Aşamalı seviyeler	23
Şekil 3.4 : Aşamalı seviye 2 için çalışma yapılacak örnek karma sistem	25
Şekil 3.5 : Sistem güvenilirliğinin fonksiyonu olarak tüketici, üretici ve toplam maliyeti	26
Şekil 3.6 : EPSRA'nın genel yapısı	29
Şekil 4.1 : Monte Carlo simülasyonu ile bir boyutlu integral çözümü	32
Şekil 4.2 : Ters dönüşüm yönteminin gösterimi	37
Şekil 4.3 : Normal yoğunluk fonksiyonu	39
Şekil 4.4 : Eleman 1 ve 2'ye ait zamana bağlı durum geçiş işlemi	44
Şekil 4.5 : Sistemin zamana bağlı durum geçiş işlemi	44
Şekil 4.6 : Sistem durum geçiş işleminin örneklenmesi	46
Şekil 5.1 : Temel dağıtım sistemi	47
Şekil 5.2 : 10,5 kV'luk İTÜ Ayazağa kampüsü elektrik dağıtım şebekesi	50
Şekil 5.3 : Sarıyer bölgesini besleyen 10,5 kV'luk elektrik dağıtım şebekesi	54
Şekil 5.4 : Maltepe bölgesine ait 34,5 kV'luk dağıtım şebekesi	57
Şekil 5.5 : Sarıyer bölgesi 1. Yük noktasına ait temel indisin değişimi	64
Şekil 5.6 : Ayazağa kampüsü güvenilirlik indisleri analitik ve simülasyon sonuçları	67
Şekil 5.7 : Sarıyer şebekesi temel güvenilirlik indisleri analitik ve simülasyon sonuçları	69
Şekil 5.8 : Sarıyer şebekesi ortalama kesinti frekansı performans indisi	70
Şekil 5.9 : Sarıyer şebekesi ortalama kesinti süresi performans indisi	70
Şekil 5.10 : Sarıyer şebekesi tüketici ortalama kesinti süresi performans indisi	70
Şekil 5.11 : Sarıyer şebekesi sağlanamayan enerji miktarı performans indisleri	71
Şekil 5.12 : Sarıyer şebekesi ana besleme hatları mümkünlülüğü performans indisleri	71
Şekil 5.13 : Maltepe şebekesi arıza oranı indisi analitik ve simülasyon sonuçları	73

Şekil 5.14	: Maltepe şebekesi kesinti süresi indisi analitik ve simülasyon sonuçları	73
Şekil 5.15	: Maltepe şebekesi ortalama kesinti frekansı performans indisi	73
Şekil 5.16	: Maltepe şebekesi ortalama kesinti süresi performans indisi	74
Şekil 5.17	: Maltepe şebekesi tüketici ortalama kesinti süresi performans indisi	74
Şekil 5.18	: Maltepe şebekesi sağlanamayan enerji miktarı performans indisi	74
Şekil 5.19	: Sarıyer ve Maltepe şebekelerinin SAIFI indislerinin karşılaştırılması	75
Şekil 5.20	: Sarıyer ve Maltepe şebekelerinin SAIDI indislerinin karşılaştırılması	75
Şekil 5.21	: Sarıyer ve Maltepe şebekelerinin ENS indislerinin karşılaştırılması	76
Şekil 5.22	: Sarıyer ve Maltepe şebekelerinin ASAI indislerinin karşılaştırılması	76
Şekil 6.1	: Ayazağa kampüsü kesinti sürelerinin şebeke şekline göre değişimi	80
Şekil 6.2	: Sarıyer bölgesi kesinti sürelerinin şebeke şekline göre değişimi	81
Şekil 6.3	: Maltepe bölgesi göre kesinti sürelerinin şebeke şekline göre değişimi	81
Şekil 6.4	: Maltepe bölgesi şebekesi SAIDI indisinin şebeke şekline göre değişimi	82
Şekil 6.5	: Maltepe bölgesi şebekesi ENS indisinin şebeke şekline göre değişimi	83
Şekil 6.6	: Maltepe bölgesi şebekesi ASAI indisinin şebeke şekline göre değişimi	83
Şekil 6.7	: Gerilim seviyesi etkisinin inceleneceği dağıtım sistemi	84
Şekil 6.8	: Sarıyer şebekesinin farklı gerilim seviyesine göre değerlendirilmesi	85
Şekil 6.9	: Maltepe şebekesinin farklı gerilim seviyesine göre Değerlendirilmesi	86
Şekil 6.10	: Şebekelerin şekillerine göre SAIFI indisinin değişimi	87
Şekil 6.11	: Şebekelerin şekillerine göre SAIDI indisinin değişimi	87
Şekil 6.12	: Şebekelerin şekillerine göre CAIDI indisinin değişimi	87
Şekil 6.13	: Şebekelerin şekillerine göre ASAI indisinin değişimi	88
Şekil 6.14	: ABD’nde elektrik kurumlarının kullandıkları güvenilirlik değerlendirme indisleri	88

SEMBOL LİSTESİ

λ	: Arıza oranı
μ	: Tamir oranı
r	: Ortalama tamir süresi
m	: Arızaya kadar olan ortalama süre
R	: Toplam yük noktası sayısı
T_m	: Görev süresi
T_f	: Arızaya kadar olan süre
T_m	: Bekleme süresi
TTF	: Arızaya kadar geçen süre
TTR	: Tamir bitene kadar olan süre
$P_{iş}$	: İşletimde olma olasılığı
P_{ar}	: Arızalanma olasılığı
P	: Sistemin olasılıksal geçiş matrisi
α	: Durum olasılık vektörü
i	: Analizi yapılan yük noktası
N_i	: i.nci yük noktasına ait tüketici sayısı
M_i	: i.nci yük noktasına ait kesintiden etkilenen tüketici sayısı
P_{ai}	: i.nci noktasından beslenen yük miktarı
U_i	: Senelik toplam kesinti süresi
λ_s	: Seri sistem arıza oranı
r_s	: Seri sistem ortalama tamir süresi
U_s	: Seri sistem toplam kesinti süresi
μ_s	: Seri sistem tamir oranı
λ_p	: Paralel sistem arıza oranı
r_p	: Paralel sistem ortalama tamir süresi
U_p	: Paralel sistem toplam kesinti süresi
μ_p	: Paralel sistem tamir oranı
f	: Birim uzunluk arıza oranı
l	: Hat uzunluğu
Q	: Mümkünsüzlük
V	: Varyans
σ	: Standart sapma
N	: Deneme sayısı
$F(x)$	: Kümülatif dağılım fonksiyonu
X	: Değişken
$F(S)$	: Güvenilirlik indis fonksiyonu
F	: Elektrik enerjisinin birim fiyatı

ELEKTRİK DAĞITIM SİSTEMLERDE GÜVENİLİRLİK ANALİZİ

ÖZET

Elektrik güç dağıtım sistemleri, enerjinin tüketiciye ulaştığı üretim ve iletimden sonraki son birimidir. Dolayısıyla bu sistemde oluşacak bir arıza doğrudan tüketiciyi etkileyecektir. Kesintisiz ve sürekli enerji ile beslemenin sağlanabilmesi için dağıtım sistemlerinde güvenilirlik analizi yapılması oldukça önemlidir. Güvenilirlik, sistemin kendisinden beklenen görevi, beklenen sürede ve koşullarda en iyi şekilde yerine getirebilme olasılığıdır. Olasılık teorisinde güvenilirlik sıfır arızalanma olasılığı olarak tanımlanabilir.

Güvenilirlik analizi yapılabilmesi için sistemde daha önceki çalışma periyodunda olan arızaların sıklığı (λ), arızalar arası ortalama süre (m) ve arıza giderme ortalama süresinin (r) biliniyor olması gerekmektedir. Bu veriler birkaç, hatta birkaç on yıllık arıza verilerinin derlenmeleriyle elde edilebilir. Güvenilirlik analizi analitik yöntem kullanılarak, sistemin matematiksel modelinden yararlanarak yapılabilir. Büyük ve karmaşık sistemlerin güvenilirlik problemlerinin analitik olarak çözülmesi oldukça zordur. Ayrıca bu yöntem sistemin doğal davranışını tam olarak yansıtamaz. Bir başka güvenilirlik değerlendirme yöntemi olan Monte Carlo Simülasyonu sistemin işlevini yerine getirirken rastlantısal olarak oluşan arızaları, geçmiş bilgileri kullanarak üretebilir. Böylece sistemin gerçek işleyiş karakterini rastlantısal olarak temsil edebilir. Dağıtım sisteminin güvenilirlik analizi, yük noktalarının temel güvenilirlik indislerini elde etmek amacıyla yapılır. Her yük noktasına ait indisler kullanılarak da önceden tanımlanmış olan sistem performans indisleri (SAIDI, SAIFI, CAIDI, ASAI) belirlenebilir. Bu indislerin ortalama değerler ile karşılaştırılması güvenilirlik değerlendirmesini oluşturur.

Uzun süreli enerji kesintilerinin olmaması için hem tasarım hem de işletme aşamalarında güvenilirlik değerlendirmesinin yapılması gerekmektedir. Uzun süreli kesintiler hastaneler, okullar, fabrikalar gibi kuruluşların işletme ve üretim kısımlarında önemli aksaklıklara neden olmaktadır. Bu tezde İstanbul'a ait 3 ayrı elektrik dağıtım şebekesinden alınan geçmiş arıza bilgilerinden yararlanarak bilgisayar programı yardımıyla hem analitik hem de Monte Carlo Simülasyonu ile güvenilirlik analizi yapılmıştır. Bu iki yöntem sonuçları değerlendirilerek, karşılaştırılmıştır. Gerçek şebekelerin geçmiş performans değerlendirmeleri iki yöntemle de yapılmıştır. Ayrıca, şebeke şeklinin güvenilirlik üzerine etkisi incelenmiştir. Şebekelerin güvenilirliklerini arttırmak için yapılması gereken iyileştirme önerileri verilmiştir.

RELIABILITY ANALYSIS OF THE ELECTRIC DISTRIBUTION SYSTEMS

SUMMARY

Electric Power Distribution System which follows the generation and the transmission systems is the last process of the energy to the consumers. Because of that, its failure effects the consumers directly. The energy outages cause important losses. For this reason reliability evolution is the very important analysis for the electric distribution system. Reliability is the ability of the system operation as possible as continuous. In the probability theory, reliability should be defined as the zero failure rate.

To evaluate the system reliability, the system data concerning failure rate (λ), mean time to failure (m), mean time to repair (r) must be known. These data can be obtained by collecting the system data, like outages, during decades. The analytical reliability evaluation is one of the evaluation technique which consists of modelling the system mathematically and deriving the reliability indices. However the large and complex systems reliability evaluation problems can not be solved by analytical method. Moreover, this method can not represent the systems natural behavior. The other reliability technique is the Monte Carlo Simulation which estimates the reliability indices by simulating the actual process and random behavior of the system. The method therefore treats the problem as a series of real experiments. Distribution system reliability evaluation can be done according to the system indices, which are defined before (SAIDI, SAIFI, CAIDI, ASAI). The reliability evaluation is the comparing this indices with actual values.

The reliability analysis must be done on the electric distribution system at both planning and operating states to defend consumers from long energy outages These long energy outages as influence the important institutions like hospitals, schools, and factories.

In this thesis, the reliability evaluation of electric power distribution system in three different distribution systems in İstanbul was done by using past system data. The analysis was developed by using computer programs for both analytic and Monte Carlo simulation methods. Then two methods were compared. In addition the effects of the type of the system on reliability is examined. and some suggestions to improve the system reliability performance was given.

1.GİRİŞ

Elektrik güç sisteminin temel görevi, tüketicilere ekonomik, kaliteli ve kabul edilebilir derecede güvenilir enerji sağlamaktır. Sistemin işletme süresi boyunca, kendinden beklenen bu görevi yerine getirebilme yeteneği güvenilirlik olarak adlandırılır.

Elektrik güç sistemleri, üretim, iletim ve dağıtım işlevsel bölgelerinden meydana gelmektedirler. Sistemin güvenilirlik analizi 3 aşamalı seviyede gerçekleştirilmektedir [1]. Üretim bölgesini içeren 1 aşamalı seviyede güvenilirlik analizi sistemin üretilen gücün toplam sistem yükünü karşılayıp karşılamayacağını belirlemek amacıyla yapılır. Üretim ve iletim işlevsel bölgelerini kapsayan 2 aşamalı seviye büyük yük noktalarında yük ihtiyacının karşılanmasına ilişkin sistemin değerlendirilmesidir. 2 aşamalı seviyede aşırı yüklenme etkileri, gerilim bozulması, devre dışı kalmalar gibi bir çok etken aynı anda incelenmektedir [2,3]. Her 3 işlevsel bölgeyi de kapsayan 3 aşamalı seviye genellikle sistemin boyutu nedeniyle sadece dağıtım sistemi güvenilirlik değerlendirmesi olarak ele alınmaktadır.

Elektrik güç dağıtım sistemi enerjinin, tüketiciye ulaştığı üretim ve iletimden sonraki son kısımdır. Dolayısıyla bu sistemde oluşacak bir arıza doğrudan tüketiciyi etkileyecektir. Yapılan çalışmalar sonucu tüketici yük noktası kesintilerine diğer 2 aşamalı seviyenin etkisinin %1 olduğu görülmektedir [1]. Bu nedenle dağıtım sisteminde güvenilirlik değerlendirmesinin yapılması bir zorunluluktur.

Dağıtım sisteminde güvenilirlik analizi için önce yük noktası indisleri hesaplanır, fakat bu indisler sistemin performansı hakkında bilgi vermez. IEEE, EEI, EPRI ve CEA gibi değişik gruplar tarafından tanınmış olan sistem performans indisleri tüm sistemin performansı hakkında bilgi verir [1,4]. İndislerin hesaplanabilmesi için sistemin daha önceki çalışma periyodunda yapmış olduğu arızaların sıklığı, kesinti süresi (outage time) ve arıza giderme süresinin biliniyor olması gerekmektedir.

Güvenilirlik analizi analitik yöntem kullanılarak, sistemin matematiksel modeli ile yapılabilir. Ayrıca sistemin işlevini yerine getirirken rastlantısal olarak oluşan

arızaları, geçmiş bilgileri kullanarak Monte Carlo Simulasyon ile gösterilebilir. Monte Carlo Simulasyonu sistemin gerçek işleyiş karakterini rastlantısal olarak temsil edebilir. Bu rastlantılık, değişik olasılıksal dağılımları kullanarak sağlanabilir [5,6,7]. Monte Carlo simülasyon yöntemi temel indislerin ortalama ve beklenen değerlerinin yanısıra, arıza sayıları, toplam kesinti süreleri ve performans indislerinin olasılıksal olarak dağılımının elde edilmesini sağlar [7,8,9].

Sistemin hava hattı ya da kablo hattı olmasının güvenilirliğe etkisi Liang X. ve Goel L. Tarafından altı değişik durum gözönüne alınarak performans indislerinin hem analitik hem de simülasyon ile hesaplanması sonucu elde edilmiştir [8]. Goel L. Ve Billinton R. analitik ve simülasyon ile güvenilirlik analizi yaparak dağıtım transformatörünün bakım ve tamir koşullarının [7], güvenilirlik üzerine etkileri incelemişlerdir.

Hava hatlarında çevre koşulları güvenilirlik üzerinde çok etkili olmaktadır. Bu nedenle çevre koşullarının ve anlık kesintilerin güvenilirlik üzerine etkisini yansıtmak için Brown ve arkadaşları çalışmalarında yeni performans indisleri tanımlamışlardır [10].

Dağıtım sisteminin maliyet açısından güvenilirlik analizinde güvenilirlik bedeli olarak kesinti maliyetleri alınmaktadır. Kesinti maliyetleri tüketicinin türü ve kesintinin süresine göre değişim göstermektedir. kesinti sebebiyle oluşan tüketicinin zararını karşılamanın bedelidir [7,9,11,12,13].

Monte Carlo simülasyonu, bir diğer güvenilirlik analizi yöntemi olan analitik yöntemden işlem hızı bakımından daha yavaş kalmaktadır. Bu nedenle işlemi hızlandırmak amacıyla analiz, paralel programlama ile de yapılabilmektedir. [14] numaralı makalede paralel ve dağıtılmış işlem koşullu programlama ile karma sistem güvenilirlik analizi yapılmıştır.

Bu tezde İstanbul iline ait 3 farklı orta gerilim elektrik dağıtım şebekesinin Monte Carlo Simülasyonu ve analitik yöntem kullanılarak güvenilirlik analizi yapılmıştır. Simülasyon yöntemi için MATLAB'da sistemin çalışma biçimine göre 2 ayrı program yazılmıştır.

İlk olarak şebekelere ait analiz verileri toplanarak, derlenmiştir. Daha sonra analiz yapılarak, yük noktası ve sistem performans indisleri elde edilmiştir. Elde edilen indislerin değerlendirilmesiyle sistemlerin geçmiş performans değerleri elde edilmiştir.

Ayrıca sistemler üzerinde şebekenin tek kaynaktan, iki kaynaktan besleme durumları ve otomasyon uygulamalı iki taraftan besleme durumlarının, şebekelerin güvenilirlikleri üzerine etkileri incelenmiştir. Sistemlerin otomasyon uygulamasına geçişleri söz konusu olduğu için yapılmış olan bu analiz gelecek performans tahmini hakkında da bilgi vermektedir.

Tezin ilk 4 bölümünde güvenilirliğin genel tanımı ve kavramları anlatılmıştır. Daha sonra güç sistemlerinde güvenilirlik analizinin anlamı, temel kavramları ve dağıtım sistemi güvenilirlik analizi yöntemi olan Monte Carlo simülasyonu genel hatları ile verilmiştir.

Tezin beşinci ve altıncı bölümlerinde elektrik dağıtım sistemlerinde güvenilirlik analizi gerçek üç şebeke üzerinde ele alınmıştır. Bu şebekelerin çalışma şekillerinin güvenilirlikleri üzerine etkisi incelenmiştir.

Sonuç olarak şebekelerin elde edilen güvenilirlik değerlendirmeleri esas alınarak öneriler verilmiştir.

2. GÜVENİLİRLİĞİN TANIMI VE GENEL KAVRAMLARI

2.1 Güvenilirliğin Tanımı

Güvenilirlik, bir sistemin verilen bir süre boyunca ve verilen çalışma koşulları altında, kendisinden beklenen işlevi en uygun şekilde yerine getirebilme olasılığı olarak tanımlanmaktadır. Kısaca bir tanım yapmak gerekirse güvenilirlik, sıfır başarısızlık olasılığıdır.

Güvenilirlik değerlendirmesi yapılacak sistem bir çok eleman ve alt sistemden oluşabilir. Tüm bu elemanların ve alt sistemlerin de tek başlarına işlevlerini yerine getirebilme olasılıkları ve başarısız olma olasılıkları vardır. Bir bütün olarak sistemin güvenilirliği, kendisini meydana getiren tüm parçaları kapsamaktadır.

Gerçek güvenilirlik tam olarak bilinemez yani, sistemin performans olasılığının tam bir nümerik değeri bilinemez. Fakat bu değere çok yakın olabilecek bir değer, olasılık hesaplar ve istatistiksel yöntemlerle elde edilebilir. İstatistiksel olarak tahmin edilmiş olan bu güvenilirlik değerinin gerçeğe ne kadar yakın olduğu sistemin değerlendirilmesine, çalışma ve bozulma durumlarının düzenli raporlanmasına ve diğer işletimsel verilere bağlıdır.

Güvenilirlik tekniklerinin gelişimi daha çok askeri uygulamalar ve uzay endüstrisi ile yerleşmiştir. Bu gelişim, çok güvenli olmaları gereken nükleer reaktörler sayesinde hızlanmıştır. Bunu elektrik santralleri izlemiştir. Daha sonra sürekli üretim işlemleri gibi (çelik, kimya endüstrisi), arıza olduğunda tüm üretimin duracağı ve yüksek maliyetli zarara sebep olabilecek sistemler takip etmiştir. Modern güvenilirlik teknikleri; ev aletleri, otomobiller ve diğer mamuller gibi arızalandığı zaman sosyo-ekonomik etkileri olan çeşitli aletlerle, geniş uygulama alanlarına sahiptir [18,19]. Bu, ilerleyen teknolojinin ve hızla modernleşen ve daha çok gereksinimlere sahip olan toplumun kaçınılmaz bir ihtiyacıdır. Tüm güvenilirlik teknikleri bir sistemin veya aletin geçmişteki davranışlarını esas alarak gelecekteki davranışlarını tahmin

etme ve açıklamaya yöneliktir. Güvenilirlik analizi bilimin bir çok dalında kullanılan disiplinler arası bir değerlendirmedir. Fakat bir çok problemde birden kullanılabilen bir teknik yoktur. Ancak tekniklerin uygulamalarda standart hale getirilmesi mümkündür.

2.2 Sistemin Modellenmesi

Güvenilirlik analizi yapılmadan önce sistemin tüm işleyiş biçimleri ve karakteristiği bilinmelidir. Ancak bu sayede tam ve gerçeğe yakın değerler elde edilebilir. İlk olarak sistemin bir modeli çıkarılmalıdır [15].

En genel anlamda matematiksel model, bir sistemin davranış veya işleyişinin matematiksel bağıntılarla gösterilimidir. Matematiksel model; değişmeyen koşullar altında aynı sonucu veren belirli modeller ve farklı sonucu veren belirsiz modeller olmak üzere ikiye ayrılmaktadırlar. Belirsiz modeller, sistemin rastlantısal olarak davrandığı modellerdir. Sistemin işleyişi sırasında sistem cevabı olarak farklı sonuçlar elde edilmektedir. Güvenilirlik değerlendirmesi yapılırken, hataların rastlantısal olarak ve hiçbir sıraya tabi olmayarak oluştuğu bilindiği için, sistem belirsiz matematik model olarak adlandırılabilir.

2.3 Sistem Çeşitleri

Belli bir görevi yerine getirmek için görevlendirilmiş olan sistemler iki gruba ayrılır:

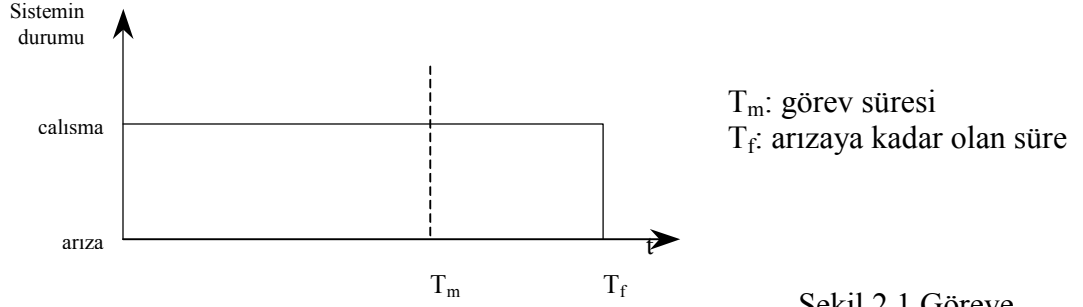
1. Bir göreve koşullandırılmış sistemler
2. Sürekli işletimde olan sistemler

2.3.1. Bir Göreve Koşullandırılmış Sistemler

Belli bir göreve koşullandırılmış sistemlerde, işlev bir arıza olmaksızın, işletim süresince devam eder. Sistemi oluşturan bir elemanda arıza oluştuğunda sistem çalışmasına devam eder. Arızalanan eleman ya arızalı olarak kalır, tamir edilebiliyorsa tamir edilir ya da yenisi ile değiştirilebilir. Tüm bu tamir ya da değişim işlemi sırasında sistem işlevi kesintiye uğramamalıdır.

Belli bir göreve koşullandırılmış sistemler ikiye ayrılırlar;

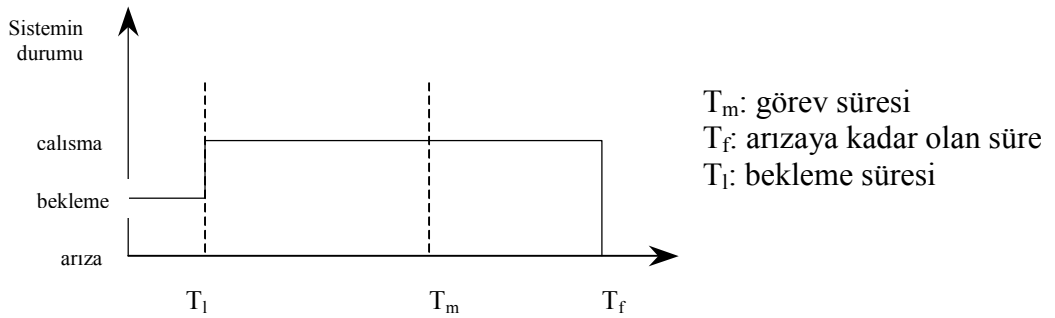
Birinci sistemde, sistem kontrol edildikten sonra işletim başlar. Buna örnek olarak bir ticari uçağı verebiliriz. Tüm kontroller bittikten sonra uçak havalanır ve eğer uçağın düşme ihtimalini çıkarırsak, uçak alana indiğinde görevini tamamlamış olacaktır. Sistemde uçuş sırasında oluşacak bir hata (düşme ihtimalini gözardı ediyoruz) sonucu uçağın görevini tamamlayamamasını engelliyoruz.



Şekil 2.1 Göreve koşullandırılmış birinci tip sistemin zamana göre davranışı

Şekil 2.1’de de görüldüğü gibi eğer arızaya kadar olan süre belirlenmiş olan görev süresinden küçükse işlem başarılıdır denir.

İkinci tip belli göreve koşullandırılmış sistemlerde, sistem kontrol edilip göreve hazır olduğu görüldüğünde, bir bekleme süresi vardır. Sistem T_l denilen rastgele boşa çalışma süresini takip eden bir süre boyunca işletimde olacaktır. Bu sisteme örnek olarak bir koruma sistemini verebiliriz. Koruma sistemi koruma yaptığı sistem arıza yapıncaya kadar bekleme konumundadır.



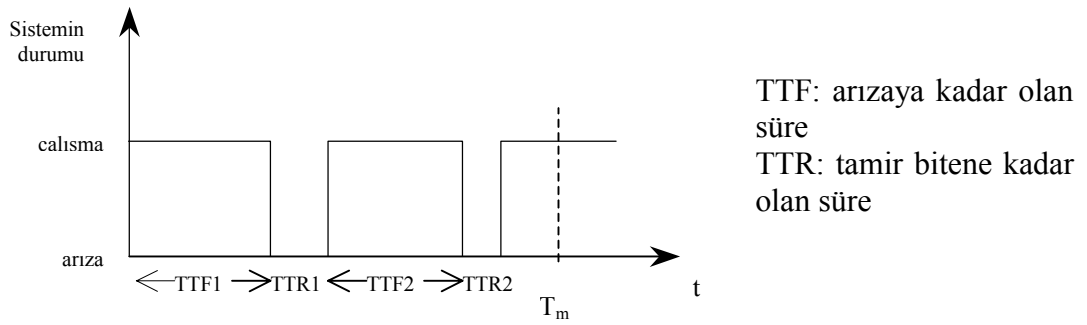
Şekil 2.2 Göreve koşullandırılmış ikinci tip sistemin zamana göre davranışı

Bir arıza olması durumunda alarm vererek görevini tamamlar (Şekil 2.2). Bu iki göreve koşullanmış sistemde sistemin ilk arızası, görevin başarısızlıkla sonuçlandığı

anlamına gelir. bu nedenle ilk sistem arızasını da hesaba katacak bir tekniğe ihtiyaç olmaktadır.

2.3.2. Sürekli İşletimde Olan Sistemler

Sürekli işletimde olan sistemlerde, sistemin arıza durumu, çok sık ve uzun olmadığı sürece kabul edilebilir. Arıza durumunda arızalı kısım onarılabilir, yenisi ile değiştirilebilir, ya da arıza giderilene kadar bir başka eleman onun görevini üstlenebilir. Bu restorasyon işlemi sistemin işlevi açısından çok önemlidir.



Şekil 2.3 Sürekli işletimde olan sistemlerin zamana göre davranışı

Sürekli işletimde olan sistemlere örnek olarak elektrik üretim, iletim ve dağıtım sistemlerini verebiliriz. Kötü hava koşulları, aşırı yük, kısa devre ya da sistemi oluşturan diğer elemanlarda oluşacak bir arıza sonucunda, arıza giderilene kadar sistemden enerji sağlayan tüketiciler enerjisiz kalmaktadırlar. Şekil 2.3.'teki sistemde ilk arıza TTF1 süresi sonucunda oluşmakta ve TTR1 süresince de giderilmektedir. Daha sonraki arıza ve tamir işlemleri bunu takip etmektedir [16].

Elektrik güç sistemlerinin güvenilirlik değerlendirmesi için matematiksel modeli oluşturulurken belirsiz model olduğu varsayılacaktır. Elektrik güç sisteminin aynı koşullar altında (aynı yük, gerilim, sistem elemanları, hava koşulları...) belli bir süre işletimde olması durumunda oluşabilecek arızaların yerleri, türleri ve sayıları birbirinden farklı olabilmektedir. Bu da sistemin rastlantısal davranışının göstergesidir.

Bir amaca yönelik verilerin derlenmesi, ayıklanması, yapılandırılması, analizi, yorumlanması ve genellenmesi şeklinde tanımlanan istatistik, belirsizlik ortamında karar verme olarak tanımlanır. Rastlantısal deney ve olayları kendisine konu alan

olasılık ise, kesinlikten uzaklığın ve riskin ölçümünde ortak bir olarak, diğer sosyal bilimlerin yanında istatistiğin temelidir.

2.4 Sistem Performansının Değerlendirilmesinin Önemi

Bir görevi yerine getirmesi için yapılmış sistemlerin görevlerini iyi bir şekilde yerine getirip getirmediğinin değerlendirilmesi oldukça önemlidir. Sistem performansı değerlendirilmesi iki şekilde yapılır:

1. Sistemin geçmiş performansının değerlendirilmesi
2. Sistemin gelecek performansının değerlendirilmesi

Geçmiş performans değerlendirmesi aşağıdaki koşullar nedeniyle sistem için önemli olmaktadır:

- i. Değişiklik ve güçlendirme yapılacak zayıf bölgelerin belirlenebilmesini sağlar.
- ii. Güvenilirlik performansında kronolojik yön belirler.
- iii. Gelecek güvenilirlik değerlendirmesi için kabul edilebilir değerleri belirleyen indisleri belirler.
- iv. İşletimdeki değerler ile önceki tahminleri kıyaslayabilmeye olanak tanır.
- v. Sistem tasarımındaki değişikliklerin sistem üzerindeki etkilerinin görülmesini sağlar.

Gelecek performans değerlendirmesi sistem için önemlidir.

Çünkü;

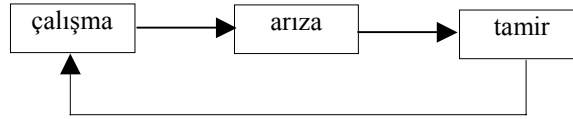
- i. Sistemin gelecekte nasıl davranacağı konusunda bilgi verir.
- ii. Alternatif sistem tasarımı sonucu sistemin davranışını gösterir.
- iii. İşletim ve bakım politikalarını belirler.

Görüldüğü gibi işletimde olan sistemler için performans değerlendirmesinin yapılması oldukça önemlidir.

2.5 Temel Güvenilirlik Kavramları

2.5.1 Sürekli İşletimde Olan Sistemlerde Arıza-Tamir Döngüsü

Tamir edilebilen elemanları olan ve sürekli işletimde olan sistemlerin, bir işletim süresi boyunca, çalışma-arıza-tamir-çalışma döngüsü içinde çalışmasını sürdürür [21]. Sistemi oluşturan her bir elemanın kendisine ait çalışma döngüsü vardır ve birbirlerinden bağımsızdır (Şekil.2.4). Tamir işlemi arızalanmış bir elemanı normal çalışma durumuna getirmektedir.



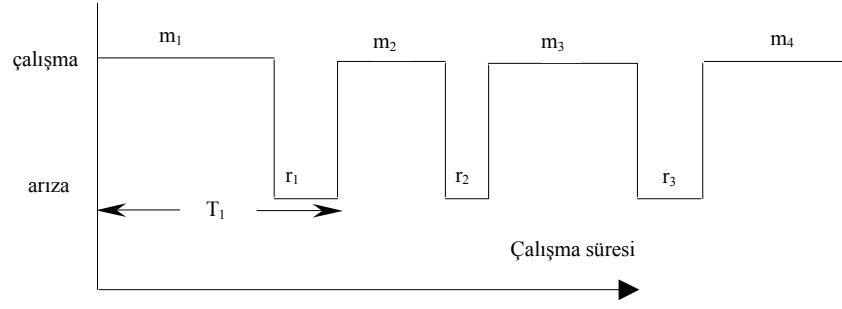
Şekil 2.4 Sistemin her elemanına ait çalışma döngüsü

Güç sistemlerinde, üretim ve iletim kısımları, bir arızaya karşı yedeklenerek besleme devresinin her zaman enerjilenmesi sağlanabilir. Arızalanma veya yedekleme durumlarını ancak hassas gerilim ya da frekans ölçü aletleri hissedebilir. Fakat besleme devresindeki bir arıza giderilene kadar ya da başka bir besleme devresi ile yedeklenene kadar kesintiye sebep olmaktadır.

Güvenilirlik analizinde amaç, seçilen modele göre, her arıza ve tamir işlemi olasılıksal olarak tahmin edilmektedir.

Bir sistemin güvenilirlik analizinin yapılabilmesi için, öncelikle sistemin geçmiş davranışı ve sistemin tam olarak işleyişinin bilinmesi gerekmektedir. Çünkü sistemin gelecek davranışının ve gelecekteki performansının tahmin edilebilmesi geçmişteki davranışına bağlı olmaktadır.

Arıza tamir döngüsüne göre, bir hattın bir görev süresince N kere arızalandığı ve tamir edildiği düşünülürse. İlk döngüde arızaya kadar olan süre m_1 ve tamir süresi r_1 olursa, i . döngüdeki arızaya kadar olan süre m_i ve tamir süresi de r_i 'dir (Şekil 2.5).



Şekil 2.5 Elemana ait çalışma devreleri

Bu iki işletim ve tamir işlemleri birbirinden bağımsızdır. Bu elemana ait arızaya kadar olan ortalama süre toplam arızaya kadar olan sürenin N arıza sayısına bölünmesi ile (2.1) eşitliğine göre bulunabilir. Aynı şekilde ortalama tamir süresi de toplam tamir süresinin arıza sayısına oranıdır (2.2).

$$\bar{m} = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N m_i \quad (2.1)$$

$$\bar{r} = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N r_i \quad (2.2)$$

arızaya kadar olan ortalama süre ile tamire kadar olan ortalama süre toplamı elemanın ortalama döngü süresini (T) verir.

$$T = \bar{m} + \bar{r} \quad (2.3)$$

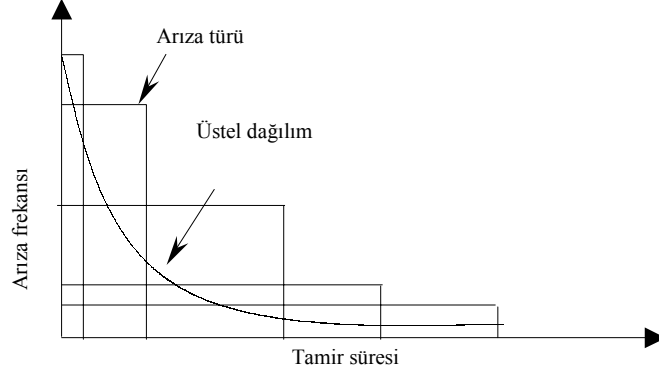
elemanın arıza frekansı T periyodunun tersidir,

$$f = \frac{1}{\bar{m} + \bar{r}} \quad (2.4)$$

olarak bulunur.

Güvenilirlik problemlerinde sistemi oluşturan elemanların arıza ve tamir oranlarının sabit olduğu varsayılır. Arıza ve tamir oranları sistemin bir durumundan diğerine geçiş oranıdır, sistemin hızından ve ne şekilde geçiş yaptığından bağımsızdır. Bu da arıza ve tamir karakteristiklerinin üstel dağılımlarla ifade edilebilmeleri anlamına gelir. Bir çok mühendislik problemlerinin arıza olaylarında bu kabul sayesinde

çözümüne ulaşabilmektedir. Şekil.2.6'dan görüldüğü gibi, üstel dağılıma göre gösterilen tamir süresinde, frekansı en yüksek olan tamir en kısa sürede giderilendir. Uzun süreli arızalar çok sıklıkla olmamaktadır.

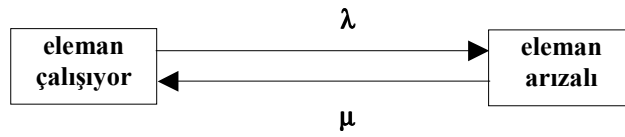


Şekil 2.6 Tamir süresinin üstel gösterilimi

Tamir oranının sabit olduğu ve üstel dağılım ile ifade edildiği bir elemanın durum geçiş diyagramı Şekil.2.7'teki gibidir. Durum geçiş diyagramından görüldüğü gibi, normal işletimden arızaya geçiş oranı λ , arızadan da normal işleme geçiş oranı μ 'dür (Şekil 2.7).

$$\lambda = \frac{1}{m} \quad (2.5)$$

$$\mu = \frac{1}{r} \quad (2.6)$$



Şekil 2.7 Tek eleman için durum geçiş diyagramı

2.5 ve 2.6 eşitlikleri ile elemanın arıza ve normal çalışmaya geçiş (tamir) oranları bulunabilir.

Elemanın herhangi bir zamanda normal çalışma durumunda (işletimde) olma olasılığı $P_{iş}$ ve arızalanma olasılığı P_{ar} olarak alındığında,

$$P_{i\dot{s}} = \frac{\mu}{\lambda + \mu} = \frac{\bar{m}}{\bar{m} + \bar{r}} \quad (2.7)$$

arızalanma olasılığı,

$$P_{ar} = \frac{\lambda}{\lambda + \mu} = \frac{\bar{r}}{\bar{m} + \bar{r}} \quad (2.8)$$

olarak elde edilir [15].

2.5.2 Sistem Elemanlarının Bağlanma Şekilleri

Güvenilirlik analizi yapılacak olan sistem, bazen birbirine paralel ya da seri olan elemanlardan ya da alt sistemlerden oluşabilir. Bu nedenle analiz yaparken sistemi oluşturan tüm elemanların karakteristikleri bilinmeli. Sistem elemanlarının durumuna göre sistemin arızalanma ve tamir oranları farklı şekilde ifade edilirler.

i) Sürekli İşletimde Olan Seri Elemanlardan Oluşan Sistemler

Seri elemanlardan oluşmuş sistemde sistemin başarısı için tüm elemanların işletimde olması gerekir. Bir elemanın arızası sistemin başarısız olmasına yeter. Şekil 2.8'deki durum geçiş diyagramından yararlanarak, sistemin olasılıksal geçiş matrisi P oluşturulabilir,

$$P = \begin{bmatrix} 1 - (\lambda_1 + \lambda_2) & \lambda_1 & \lambda_2 & 0 \\ \mu_1 & 1 - (\lambda_2 + \mu_1) & 0 & \lambda_2 \\ \mu_2 & 0 & 1 - (\lambda_1 + \mu_2) & \lambda_1 \\ 0 & \mu_2 & \mu_1 & 1 - (\mu_1 + \mu_2) \end{bmatrix} \quad (2.9)$$

Sistemin 1. durumda olma olasılığı P_1 , 2. durumda olma olasılığı P_2 , 3. durumda olma olasılığı P_3 ve 4. durumda olma olasılığı ise P_4 olarak alınırsa, durum olasılık vektörü α ,

$$\alpha = [P_1 \quad P_2 \quad P_3 \quad P_4] \quad (2.10)$$

olur. (2.9)'daki olasılıksal geçiş matrisi ile durum olasılık vektörü arasındaki

$$\alpha P = \alpha \quad (2.11)$$

ilişkisinden yola çıkarak sistemin herhangi bir durumda olma olasılıklarını elde edebiliriz [15].

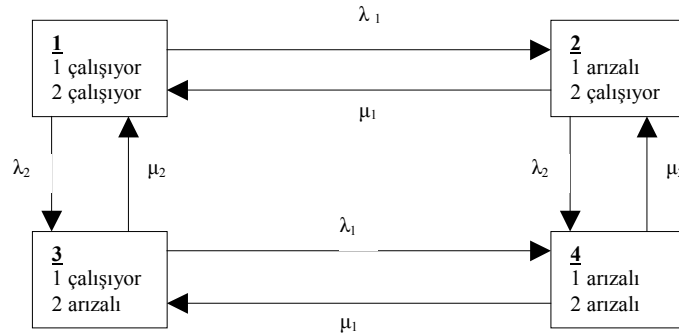
Bu sayede,

$$P_1 = \frac{\mu_1 \mu_2}{(\lambda_1 + \mu_1)(\lambda_2 + \mu_2)} \quad (2.12a)$$

$$P_2 = \frac{\lambda_1 \mu_2}{(\lambda_1 + \mu_1)(\lambda_2 + \mu_2)} \quad (2.12b)$$

$$P_3 = \frac{\mu_1 \lambda_2}{(\lambda_1 + \mu_1)(\lambda_2 + \mu_2)} \quad (2.12c)$$

$$P_4 = \frac{\lambda_1 \lambda_2}{(\lambda_1 + \mu_1)(\lambda_2 + \mu_2)} \quad (2.12d)$$



Şekil 2.8 İki elemanlı sistem için durum geçiş diyagramı

olarak durum olasılıkları elde edilir. Seri bağlı iki elemandan oluşan sistemler için sistemin başarısına Şekil 2.8’deki durum geçiş diyagramındaki 1. durumda, yani her iki elemanın da işletim durumunda olmasıyla ulaşılabilir. Bu nedenle iki seri elemandan oluşan sistemin işletimde olma olasılığı,

$$P_{i\bar{s}} = P_1 = \frac{\mu_1 \mu_2}{(\lambda_1 + \mu_1)(\lambda_2 + \mu_2)} = \frac{\mu_s}{\lambda_s + \mu_s} \quad (2.13)$$

olur.

İki seri elemandan oluşan sistemin arıza oranı λ_s iki elemanın arıza oranları toplamı olarak,

$$\lambda_s = \lambda_1 + \lambda_2 \quad (2.14)$$

şeklindedir.

(2.13) ve (2.14)'den yararlanarak seri sistem için ortalama tamir süresi r_s ,

$$\bar{r}_s = \frac{1}{\mu_s} = \frac{\lambda_1 \bar{r}_1 + \lambda_2 \bar{r}_2}{\lambda_1 + \lambda_2} \quad (2.15)$$

olarak bulunur.

Yukarıdaki iki seri eleman için yazılmış olan eşitlikler N tane elemanın seri bağlanması ile oluşan sistemler için genelleştirilebilir. Bu durumda yeni sistemin arıza oranı,

$$\lambda_s = \sum_{i=1}^N \lambda_i \quad (2.16)$$

ifadesi ile bulunur. Ortalama tamir süresi $\bar{r}_s$,

$$\bar{r}_s = \frac{1}{\mu_s} = \frac{\sum_{i=1}^N \lambda_i \bar{r}_i}{\sum_{i=1}^N \lambda_i} \quad (2.17)$$

olacaktır.

Bu ifadelerde r zaman cinsinden alınır, genellikle saat birimindedir. λ ise yıllık ortalama arıza sayısıdır. Elde edilecek olan yıllık toplam tamir süresi (toplam kesinti süresi) U saat/yıl biriminde olacaktır. Toplam kesinti süresi sistemin mümkünsüzlüğü olarak da tanımlanabilir.

Sistemin toplam yıllık kesinti süresi,

$$U_s = \lambda_s \bar{r}_s = \sum_{i=1}^N \lambda_i \bar{r}_i \quad (2.18)$$

şeklindedir.

Sistemi yukarıdaki analitik ifadeleri kullanarak analiz etmek için ilk olarak sistemin bu modele uygun olup olmadığına karar vermek gerekir. Bu eşitlikler üstel dağılım olduğu kabulü ile çıkarılmışlardır, fakat diğer dağılımlar için de yazılabilirler [15] ifadelerdeki birimlerin de uygun olarak kullanılması analizin doğruluğu açısından çok önemlidir.

ii) Sürekli İşletimde Olan Paralel Elemanlardan Oluşan Sistemler

Bir sistemdeki elemanların birbirlerine paralel bağlanmış olması, sistemin başarısı için en az bir elemanın işletimde olması gerektiği anlamına gelir. Bir elemanın işletimde olması sistemin başarılı olmasına yeter. Sistemin başarısız olması için iki elemanın da arızalı olması yani sistemin 4. Duruma geçmesi gerekir. Bu nedenle iki paralel elemandan oluşan sistemin arızalı olma olasılığı,

$$P_{ar} = P_4 = \frac{\lambda_1 \lambda_2}{(\lambda_1 + \mu_1)(\lambda_2 + \mu_2)} = \frac{\lambda_p}{\lambda_p + \mu_p} \quad (2.19)$$

olarak bulunur.

Tamir oranı μ_p iki elemanın tamir oranları toplamıdır.

$$\mu_p = \mu_1 + \mu_2 \quad (2.20)$$

Paralel bağlı iki elemanın da arızalı olduğu ve sistemin kesintide olduğu, ortalama süre olarak tanımlanan $\bar{r}_p$ (2.21) eşitliği ile elde edilebilir.

$$\bar{r}_p = \frac{1}{r_1} + \frac{1}{r_2} = \frac{1}{\mu_p} = \frac{\bar{r}_1 \bar{r}_2}{r_1 + r_2} \quad (2.21)$$

(2.19) (2.20) ve (2.21) numaralı denklemlerden paralel sistemin arıza oranı λ_p yaklaşık olarak,

$$\lambda_p = \lambda_1 \lambda_2 (r_1 + r_2) \quad (2.22)$$

bulunur.

2’den fazla paralel bağılı elemandan oluşan sistemlerin genelleştirilmiş ifadelerinin elde edilmesi, seri bağılı elemanlardan oluşan sistemlerin ifadelerinden daha karmaşıktır. Bu sistemlerin arıza oranı bağıntısı,

$$\lambda_p = \lambda_A \lambda_B \lambda_C (r_A r_B + r_B r_C + r_A r_C) \quad (2.23)$$

eşitliğinin genelleştirilmesiyle elde edilir.

Bu sistemin tamir oranı μ , (2.20) ve ortalama tamir süresi r , (2.21) eşitlikleri ile benzer olmaktadır.

$$\mu_p = \mu_A + \mu_B + \mu_C \quad (2.24)$$

$$\bar{r}_p = \frac{1}{\bar{r}_A} + \frac{1}{\bar{r}_B} = \frac{1}{\bar{r}_C} = \frac{1}{\mu_p} = \frac{\bar{r}_A \bar{r}_B \bar{r}_C}{\bar{r}_A \bar{r}_B + \bar{r}_B \bar{r}_C + \bar{r}_A \bar{r}_C} \quad (2.25)$$

paralel bir çok elemandan oluşan sistemlerin arızalanma olasılıkları (2.24) ve (2.25) eşitliklerini kullanarak,

$$P_{ar} = \frac{\lambda_p}{\lambda_p + \mu_p} \quad (2.26)$$

bağıntısı ile elde edilir.

Sistemin yıllık toplam kesinti sayısı,

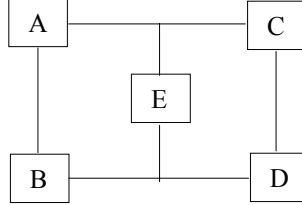
$$U_p = \lambda_p r_p = \lambda_A \lambda_B \lambda_C r_A r_B r_C \quad (2.27)$$

olur.

iii) Sürekli İşletimde Olan Paralel ve Seri Elemanlardan Oluşan Karmaşık Sistemler

Güvenilirlik analizi yapılacak sistem, her zaman sadece paralel veya seri elemanlardan oluşmayabilir. Sistemin analizini yaparken karmaşık bağlantılı

elemanları, bilinen seri ya da paralel sistemlere benzeterek analiz yapılabilir. Bu tip sistemlerin güvenilirlik analizlerinin yapılabilmesi için yeni tekniklere ihtiyaç vardır. Mühendisliğin bir çok alanında karşılaşılan, Şekil 2.9'daki köprü tipi karmaşık sistemde A, B, C, D, E elemanları birbirlerine paralel ya da seri olarak basit şekilde bağlanmamışlardır.



Şekil 2.9 Köprü Tipi Sistem

Bu nedenle bu sistemin analizinde, koşullu olasılık yaklaşımı, kesme ve bağlama analizi, ağaç diyagramları, mantıksal diyagramlar ve bağlama matrisi yöntemleri gibi yeni yöntemler kullanılmaktadır [15].

Bu yöntemlerin dışında kullanılan başka yöntemler de vardır, fakat bunların kullanıldığı sıklıkla kullanılmazlar. Ayrıca bir çok problemin çözümünde bu yöntemler kolaylıkla sonuca ulaşabilmektedir.

2.6 .Güvenilirlik Değerlendirme Yöntemleri

Belli bir görev için tanımlanmış bir sistemin güvenilirlik değerlendirmesinde kullanılacak indisler, doğrudan analitik yöntem ve olasılıksal simülasyon ile elde edilir. Analitik yöntem ile simülasyon yaklaşımlarının arasındaki fark güvenilirlik indislerinin elde edilme şeklidir.

Analitik yöntemde sistem bir matematiksel model ile temsil edilir, çoğunlukla basitleştirilmiş model kullanılarak doğrudan matematiksel çözüm kullanılır. Matematiksel çözüm yapılırken, sistemin şekline göre elde edilen bölüm 2.5.2'deki eşitlikler kullanılarak sistemin arızalanma olasılıkları bulunabilir.

Simülasyon yönteminde, güvenilirlik indisleri, sistemin gerçek işleyişini ve doğal davranışını gözönünde bulundurarak tahmin edilir. Bu nedenle simülasyon yöntemi,

problemi simülasyon süresince gerçek denemelerin bir serisi olarak temsil eder. Olayın oluş sayısını sayarak olasılık ve diğer indisleri tahmin edilmesini sağlar.

Analitik ve simülasyon yöntemlerinin karşılaştırılması:

- i. Analitik yöntemde çözüm süresi simülasyona göre daha kısadır, fakat simülasyon yöntemi diğerine oranla daha geniş uygulama alanına sahiptir. Bilgisayar teknolojisinin gelişmesi, daha hızlı ve daha kapasiteli bilgisayarların kullanılabilir olması ile simülasyon yönteminde işlem süresi oldukça kısalmıştır.
- ii. Analitik model, aynı sistem, aynı veriler ile aynı nümerik sonucu verecektir. Simülasyon yönteminde ise, sonuç simülasyon sayısı ve rastgele sayı üretme tekniğine bağlı olarak değişir.
- iii. Simülasyon yönteminde tüm olasılık yoğunluk fonksiyonları ve geniş çaplı sonuç verileri elde etmek mümkündür. Analitik yöntemde ise sonuçlar sadece beklenen değerlerdir.

Elektrik güç dağıtım sisteminin güvenilirlik değerlendirmesi yapılırken sistem modelinin davranışı nedeniyle, olasılıksal metotlardan biri olan Monte Carlo olasılıksal simülasyonu kullanılacaktır.

3. GÜÇ SİSTEMLERİNDE GÜVENİLİRLİK ANALİZİ

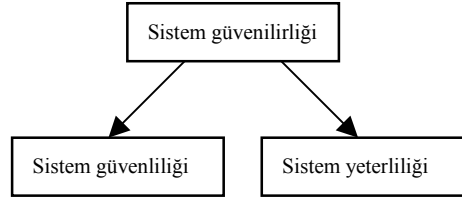
3.1 Güç Sistemlerinin Olasılıksal Değerlendirilmesi

Önceleri şansa bağlı oyunlara ilişkin soruların cevaplarını bulma uğraşları olarak başlayan ve 1930’larda bilimsel bir temele oturtulan olasılık kuramı, bugün bir çok bilim dalında belirsizlik ve riskin ölçülmesi için bir dil olarak kullanılmaktadır.

Sistem davranışlarının olasılıksal değerlendirmesinin yapılması da olasılık kuramının kullanılmasıyla birlikte başlanmıştır. Başta bu yöntemlerin kullanılmasındaki en büyük zorluklar; veri eksiklikleri, işlemci yetersizlikleri, doğrudan bir tekniğin bulunamamış olması, olasılık teorisi, ölçütleri ve indislerinin kullanılmasındaki bazı anlaşılmazlıklar ve hatalardır. Günümüzde geniş bellekli ve hızlı bilgisayarlar, geliştirilen güvenilirlik değerlendirme teknikleri, olasılık teorisinin doğrulukla kullanılması ve doğru verilere ulaşılabilme sayesinde bu sebeplerden hiçbirinin geçerliliği kalmamıştır.

Bir çok olasılıksal metot geliştirilmiş olup bu metotlar geniş mühendislik alanlarında kullanılmaktadır. Elektrik güç sistemlerinin birçok probleminde de olasılıksal metotlar kullanılarak çözüme gidilebilmektedir [17]. Güvenilirlik analizi, olasılıksal yük akışı ve olasılıksal geçici kararlılık gibi elektrik güç sistemi problemlerinde olasılıksal metotlar sıklıkla kullanılmaktadır. Tüm bu gelişmelerin ardındaki ortak ve temel kavram; elektrik güç sistemlerinin davranışının rastlantısal ve tüm giriş ve çıkış parametrelerinin de olasılıksal olduğunun kabul edilmesidir.

Güç sistemlerinde olasılıksal yöntemlerin kullanılmasının, deterministik yöntemlerden üstünlüğü, sistem davranışının, arızaları ve tüketici isteklerinin rastlantısal doğasını yansıtabilmesidir.



Şekil 3.1 Sistem güvenilirliğinin temel kısımları

3.2 Güç Sistemlerde Güvenilirlik Analizinin Anlamı

Güvenilirlik teriminin çok geniş bir anlam aralığı vardır ve tek bir görev için planlanan sistemler gibi tek bir anlamı yoktur. Elektrik güç sistemlerinin güvenilirlik analizi hem deterministik hem de olasılıksaldır ve sistem yeterliliği ve sistem güvenliliği olmak üzere iki temel kısma ayrılır [1,22] Şekil 3.1.

Güç sisteminin temel görevi, küçük veya büyük tüm tüketicilere mümkün olabildiğince ekonomik ve kabuledilebilir derecede güvenilirlik ve kaliteye sahip enerji sağlamaktır.

Modern toplumlarda sosyal ve çalışma alışkanlıklarından dolayı enerjinin sürekliliği beklenmektedir. Sistemde oluşacak olan rastlantısal bir arıza güç sistemi mühendislerinin kontrolü dışındadır. Elektrik güç sistemi çok karmaşık birleşik bir yapıdan oluşmaktadır. Sistemin bir elemanında meydana gelen en ufak bir arıza bile enerji kesintisi gibi kötü sonuçlara yol açacaktır. Bu kesintilerin etkisi üretici tarafından gelir kaybı olarak ya da tüketici tarafından enerjinin kaybı olarak kısıtlanamaz, fakat kesinti süresine bağlı olarak dolaylı maliyetler topluma ve çevreye kabul ettirilir.

Sistem görevini yerine getirirken, birtakım işletme koşulu sınırları içinde kalmalıdır. Bu sınırlar, bara gerilim bozuklukları ve frekans değişiklikleri gibi enerji kalitesi ile doğrudan bağlantılıdır. Tüketicinin doğrudan hissedemeyeceği malzeme performansı, sistem kararlılık limitleri ve arıza limitleri gibi sınırlar da önem taşımaktadır.

Bu gibi kesinti olaylarının olasılığı, frekansı ve süresini azaltmak ve etkilerini iyileştirmek için, planlama ve işletme süreçlerinde yatırımı arttırmak gerekmektedir.

Tüketicinin enerjisiz kalma olasılığı planlama ya da işletim sürecinde ya da her ikisinde birden yapılan yatırımlar ile azalmaktadır. Ekonomik ve güvenilirlik sınırlarının birbirine zıt olabileceği açık bir şekilde görülmektedir ve bu hem planlama hem de işletim süreçlerinde yönetsel kararlar vermeyi zorlaştırmaktadır. Yatırımların seviyesi sistemin işletim sınırlarını da etkileyecektir ve bu nedenle yeterli ve emniyetli çalışma koşullarını da doğrudan etkiler.

Bu problem güç sistemi planlamacıları, tasarımcıları ve işletmenlerinin yıllardır uğraştıkları bir konudur. Güvenilirlik, ekonomik ve yönetsel sınırlar arasındaki karmaşıklık gidermek için yıllardır tasarım, planlama, işletim ölçütleri ve teknikleri geliştirilmektedir. Geliştirilen teknik ve ölçütler ilk olarak, hepsi deterministik tabanlı olan ve birçoğunun halen daha kullanıldığı pratik uygulamalarda kullanılmıştır. Deterministik ölçütlerin en zayıf yanı tüketici talepleri ve eleman arızaları gibi sistemin olasılıksal ve rastlantısal doğal davranışını yansıtamamasıdır.

Yeterlilik, elektrik güç sisteminin, tüketicinin toplam enerji ihtiyacını ya da sistem işletim koşullarını sağlayabilme yeteneği ile ilgilidir. Yeterli enerjiyi üretmek, tüketiciye taşımak ve yük noktalarına dağıtmak için gerekli olan tüm elemanları kapsar. Bu nedenden dolayı da yeterlilik, sistem bozucu etkilerini içermeyen statik durumlarla ilgilidir.

Güvenlilik, elektrik güç sisteminin oluşabilecek arızalara cevap verebilme yeteneği ile ilgilidir. Bu nedenle güvenlik sistemde oluşabilecek her türlü arızaya olan cevap ile ilişkilidir. Bu arızalar hem kısmi hem genel hem de temel üretim ve iletim elemanlarında oluşacak arızaları kapsamaktadır.

Güvenilirlik değerlendirmesi için kullanılan olasılıksal tekniklerin hemen hemen hepsi yeterlilik değerlendirmesi bölgesine karşılık gelmektedir. Olasılıksal yük akışı değerlendirmesi ve geçici kararlılık da bu bölgeye düşmektedir. Güvenliliğin değerlendirilebilmesi bu nedenle kısıtlıdır. Bir çok değerlendirme indisi yeterlilik indisiyi kapsamamaktadır.

Günümüzde elektrik güç üretim endüstrisinin içinde bulunduğu iktisadi ve politik durum son birkaç on yılda önemli ölçüde değişiklikler göstermektedir. 1945 ve 1950 yılları arasında elektrik üretim santralleri ve diğer ekipmanların planlanması dolaysızdı, saha inşası göreceli olarak karmaşık değildi, yapım süresi kısa ve maliyetler de günümüze oranla kararlı idi. Bu durum 1970'lerin ortalarında değişmiş olup, enflasyon ve petrol fiyatlarındaki artışlar tüketici fiyatlarını oldukça düzensiz olarak arttırmıştır. Tüm bu etkiler, gelecekteki enerji talebinin tahmininde kabul edilebilir belirsizliklere neden olmuştur.

1970'lerin sonlarında nükleer enerjinin, enerji ihtiyacı için evrensel bir çare olmadığı ortaya çıkmıştır. Bunun sebeplerinin başında, santrallerin yapım-işletim zorlukları, doğaya olan zararları ve çevreci görüşlerin baskısı gelmektedir. Rüzgar, güneş ve dalga gibi yenilebilir enerji kaynakları fosil yakıtlar kullanan santrallere bir alternatif olarak görülmektedir.

Birbirleri ile karşıt anlamda rekabet içerisinde olan tüm bu faktörler ve belirsizlikler, güvenilirlik tekniklerinin kullanılmasıyla, bir amaç içinde ve tutarlı bir tarzda, etkileriyle birlikte ele alınabilirler. Elde edilen sonuçlar , güç sistemi planlaması ve işletiminin ekonomik yönüyle ilgili olabilmektedir. Bu durum etkisini, şimdiki ve gelecekteki güç sistemi gelişmelerinde artan bir yol oynamaktadır.

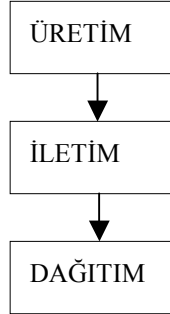
Elektrik enerji üretimi endüstrisinin içinde bulunduğu ekonomik durumun önemli sonuçlarından birisi de, çok farklı ve çeşitli kurumlarca çok yakından inceleniyor olmasıdır. Elektrik enerjisi endüstrisi sermayenin çok büyük olduğu endüstrilerden biridir. Bu endüstri, bir ulusun ekonomisinde, sosyal refahında ve bu nedenle de gerçek yaşam kalitesi üzerinde başlıca rollerden birini oynar.

3.3 Güç Sistemlerinin Güvenilirlik Analizindeki Aşamalı Seviyeleri

Elektrik güç sistemleri , işlevleri bakımından üç temel bölgeye ayrılmaktadır. Şekil 2.2'den de görüldüğü gibi bu işlevsel bölgeler:

- i. Üretim
- ii. İletim
- iii. Dağıtım

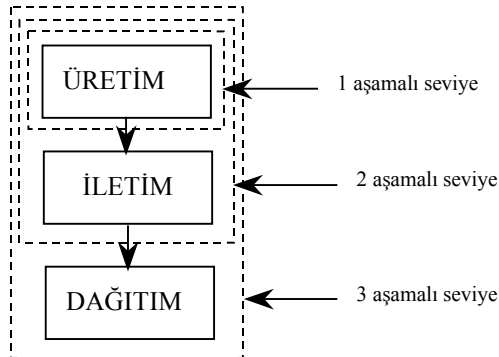
olarak ayrılmıştır. Elektrik güç sistemleri bu üç bölgeye, bir çok kuruluşun örgütlenme, planlama, işletim ve inceleme amaçları için uygun olduğu için bölünmüştür.



Şekil 3.2 İşlevsel bölgeler

Güvenilirlik değerlendirmeleri ayrı ayrı yapıldıkları bu üç bölgedeki uygulamalarına göre sınıflandırılabilir.

Güç sistemlerinin çok büyük ve karmaşık olması, işlevsel bölgelerin farklı arıza şekilleri ve güvenilirlik indislerine sahip olması nedeniyle güvenilirlik analizi doğrudan sistemin tümü için yapılamaz. Bu nedenlerden dolayı, güvenilirlik analizi yapılırken güç sistemleri Şekil 2.3'te görülen aşamalı seviyelere ayrılır. Güç sistemlerinin güvenilirlik değerlendirmesi yapılması 3 aşamalı seviyede yapılmaktadır. 1 aşamalı seviye sadece sistemin üretim olanakları ile ilgilidir. 2 aşamalı seviye, hem üretim hem de iletim olanaklarını kapsar. 3 aşamalı seviye yük noktaları güvenilirlik değerlendirmesinde, her üç işlevsel bölgedeki olanakları kapsamaktadır.



Şekil 3.3 Aşamalı seviyeler

i) Üretim sistemleri (1. seviye)

Bu seviyedeki güvenilirlik analizleri, üretilen gücün toplam sistem yükünü karşılayıp karşılamayacağını belirlemek amacıyla yapılır. genellikle bu bölgedeki analizler, üretim kapasitesi değerlendirmesi olarak nitelendirilebilir.

1. seviyedeki analizlerde, iletim sistemlerinin yük taşıma kapasitesi ve yük noktaları gözönüne alınmaz. Gerekli üretim kapasitesinin belirlenmesi için, geçmişte de kullanılmış olan yüzde yük saklama yöntemi kullanılır. İlk olarak sistemin bir yük ve üretim modelinin kurulması gerekir. Daha sonra bu üretim ve yük modelleri uygun bir risk modeli oluşturacak şekilde birleştirilir. Risk modeli, çeşitli sistem durumlarında sistemin başarısını ölçen indislerin tanımlanması ve hesaplanması ile ilgilidir. Bu yaklaşıma göre, ihtiyaç olunan yük, ya tesis edilen kapasitenin ya da tahmin edilen yükün sabit yüzdesi olarak kurulur.

Analitik ve Monte Carlo simülasyonları ile hem yük hem de üretim modeli kurulabilir. Bu modellerden yararlanarak, üretim sisteminin yeterliliğini tahmin etmek için bazı sistem indisleri tanımlanabilir.

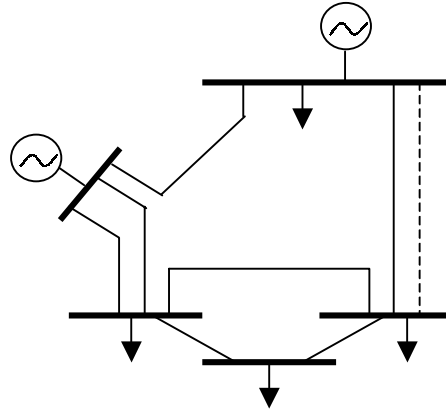
Bu sistem indislerinden en sıklıkla kullanılanları, tahmin edilen yük (LOLE) ve enerji (LOEE) kaybıdır. Tahmin edilen yük kaybı, bir periyottaki (genellikle bir yıl) tepe yükün tahmin edilen üretim kapasitesinden fazla çıktığı süreyi gün ya da saat olarak veren indistir. Tahmin edilen enerji kaybı indisinde ise, tepe yükün tahmin edilen enerjiyi aşma miktarı olarak verilebilir. Üretim sistemine uygun başka indisler de tanımlanmıştır [1].

ii) Karma Sistemler (2. seviye)

Karma sistemler 1. seviyedeki üretim modeline ek olarak iletim modeli de eklenmiştir. Örnek karma sistem, Şekil 2.4'te görüldüğü gibidir.

2. seviyedeki güvenilirlik çalışmaları, hem üretim hem de iletimi kapsayan karma sistemin, mevcut olan veya yeni tasarlanmış olan kısımlarının etkilerini değerlendirmeyi gerektirir. Bu kısımlar, yeni tesis edilmiş hat ya da üretim birimi olabilir. Bu etkiler, birbirlerini tamamlayan bara indisleri ve tüm sistem indislerinin değerlendirilmesiyle bulunabilir. Sistem indisleri sistemin yeterliliğinin ölçülmesini sağlar, bara indisleri de her baraya ait etkinin

görülmesini ve bir sonraki seviye (3. seviye) için giriş verilerinin oluşturulmasını sağlar.



Şekil 3.4 Aşamalı seviye 2 için çalışma yapılacak örnek karma sistem

Karma sisteminin güvenilirlik değerlendirmesinde, hatların aşırı yüklenmesi, üretilen gücün dağıtımı ve istasyon kökenli arızalar etki etmektedir. Dolayısıyla 2. seviye analizinde çok sayıda karmaşa bulunmaktadır ve analiz için her zaman kabul görececek bir yöntem yoktur. Seviye 2'deki güvenilirlik çalışmalarında, yük kesintisi olasılığı (PLC), beklenen yük kesintisi frekansı (EFLC) yük kesinti süresinin beklenen değeri (EDLC) gibi sistem indisleri kullanılmaktadır. Bu indisler dışında güvenilirlik analizi için tanımlanmış başka sistem indisleri de vardır [15].

iii) Dağıtım Sistemleri (3. Seviye)

3 aşamalı seviye için güvenilirlik değerlendirmesi yapılması oldukça karmaşık olmaktadır. Çünkü, bu son seviye, üretim, iletim ve ilk tüketici yük noktaları olmak üzere üç seviyeyi de kapsamaktadır. Bu sebepten dolayı, dağıtım sistemleri işlevsel bölgesi genellikle, ayrı olarak analiz edilmektedir. 2 aşamalı seviyede elde edilen indisler bu analiz için giriş olarak kabul edilmektedir.

Dağıtım sistemi güvenilirlik değerlendirmesi, gerçek yük noktaları için uygun yeterlilik indislerinin hesaplanması ile yapılmaktadır. Genellikle 2 aşamalı seviyede elde edilen indislerin tüketici yük noktası indislerinin analizindeki etkisi ihmal edilebilecek kadar azdır. 2. seviyede elde edilen indislerin yük noktası indislerine etkisi %1 civarında olduğu istatistiklerle [1] verilmiştir.

Dağıtım sistemlerinde indis olarak her bir yük noktasındaki arızaların sıklığı ve ortalama arıza süresi temel alınmaktadır. Sistemin performans ölçütü olarak,

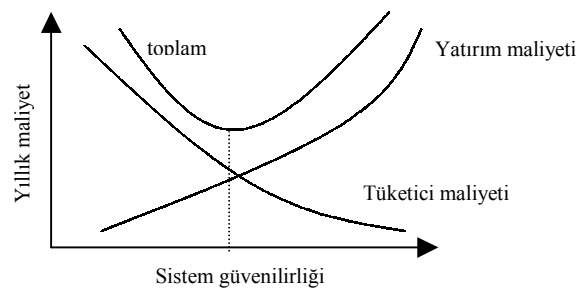
kesintide kalan tüketici sayısını, kesintide kalan yük miktarını ve sistemin maliyet yönünden değerlendirmesinin yapılacağı indisler de tanımlanmıştır. Tüm bu indisler ayrıntılı olarak EK A’da verilmiştir.

Üretim ve karma sistemlerin güvenilirlik değerlendirmesinden elde edilen indisler, bu bölgelerdeki arızaların sistemin çok büyük ve yaygın bir kısmını etkileyeceği için önem kazanmaktadırlar. Bu bölgelerdeki arızalar çok büyük sıklıkla olmasa da toplum ve çevre için oldukça kötü sonuçlar doğurabilir. Dağıtım sistemlerinde oluşacak arızalar diğer bölgeler kadar büyük bir kısmı etkilemezler. Bu arızaların etkileri yereldir fakat daha sık görülmektedirler.

3.4 Sistem Güvenilirliği İle Maliyet İlişkisi

Sistemin yeterlilik çalışmaları, tüm değerlendirmenin sadece bir kısmıdır. Ekonomi ile güvenilirlik arasındaki en basit yaklaşım, yatırım maliyetlerini hesaba katmaktır. Bu yaklaşıma göre, değişik koşullara bağlı olan güvenilirlik artışı yatırım maliyeti ile beraber değerlendirilir. Bu maliyeti, güvenilirlikteki artışa bölersek, güvenilirlik maliyetindeki artışı elde ederiz.

Bu yaklaşım güç sisteminin bir kısmının yeterli gelmediği alternatiflerin kıyaslanacağı zaman kullanışlıdır. Bu halde güvenilirlikteki en düşük maliyet artışı en etkin maliyettir.



Şekil 3.5 Sistem güvenilirliğinin fonksiyonu olarak tüketici, üretici ve toplam maliyeti

Bir dağıtım sisteminin güvenilirliğinin yüksek olması, enerji kesintileriyle sonuçlanan arızaların azlığı elektrik kurumu tarafından arzu edilen bir özelliktir. Güvenilirlik ile ekonomik koşullar birbirine ters kavramlar olduğu için yüksek güvenilirlikli bir sistemin kurulması ekonomik açıdan mümkün değildir. Bu

durumda önemli olan sistemin güvenilirlik değeri, ile maliyetinin optimum olduğu noktayı bulabilmektir.

Güvenilirlik maliyetlerinin hesaplanması devre dışı kalma maliyetleri hesaplanmalıdır. Devre dışı kalma maliyetleri, sistemin yapısı tüketicinin türü ve kesintinin süresine bağlı olarak tüketicinin girdiği zararın karşılanmasının hesaplanmasıyla bulunur.

Şekil 3.5'te görüldüğü gibi elektrik kurumunun yatırımları arttıkça sistemin güvenilirliği de artmaktadır. Sistemin güvenilirliği arttıkça kesinti maliyeti yani tüketicinin talep ettiği zararın maliyetinin değeri azalmaktadır. Devre dışı kalma maliyetleri eğrisi ile yatırım maliyetleri eğrisinin kesiştiği noktada optimum verim sağlanmış olur.

3.5 Güvenilirlik Analizinde Kullanılan Veriler

Niceliksel güvenilirlik değerlendirmesinde en önde gelen değişmeyen, analizlerde kullanılacak olan verilerin elde edilebilir ve analizleri destekleyecek yönde olması gerekmektedir. Doğru ve kullanışlı verilerin toplanması, oldukça zahmetli bir iş olmaktadır. Bununla birlikte, uzun dönem için verilerin toplanmamış olması da analiz açısından çok zor olmaktadır. Teorik güvenilirlik çalışmalarının mı yoksa güvenilirlik analizi için gerekli olan verilerin mi, öncelikli olarak geldiği halen tartışma konusudur.

Bir çok elektrik kurumu güvenilirlik verilerini toplamamaktadırlar, çünkü henüz tam olarak teorik güvenilirlik çalışmasını belirlememiş olmalarıdır. Bunun karşılığında da hiç verileri bulunmaması nedeniyle de güvenilirlik analizi yapamamaktadırlar. Veri toplamak ve teorik değerlendirme birlikte geliştirilmesi gereken olgulardır. Bu ikisi birbirinin karşılığıdır.

Kavramsal olarak veriler iki temel nedenle toplanmalıdır. Bunlardan birisi geçmiş performansın değerlendirilmesi, bir diğeri ise gelecekteki sistem performansının tahminidir. Gelecekteki performansın değerlendirmesi, sistemin gelecek davranışını belirlerken, geçmiş performans değerlendirilmesi, sistemin geçmiş davranışını hatırlatır. Geçmiş performans değerlendirilmesi, sistemin zayıf yönlerini görmek ve iyileştirmeler yapmak açısından oldukça yararlıdır.

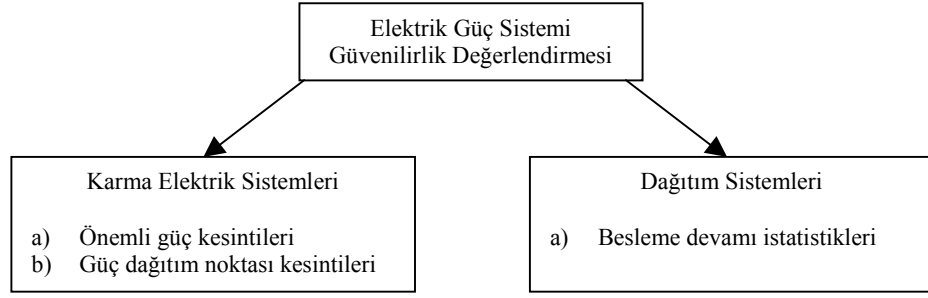
Gelecek performans tahmini için, geçmiş tecrübelerinin, gelecek tahmini için uygun modele sokulması gerekmektedir. Uygun ve doğru verilerin toplanması, güvenilirlik modeli, analiz yöntemi ve eşitliklerinde giriş verisi olarak kullanılacağı için oldukça gereklidir.

Şunu da ayırt etmek gerekir ki; veri temini, tahmin yönteminin tüm ihtiyaçlarını karşılamalıdır. Veriler uygun ve kapsamlı olarak yöntemin tam olarak uygulanabilmesine olanak sağlamalıdır. Fakat, gereksiz verilerin ve konu dışı istatistiklerin bulunmasını sağlayacak kadar da sınırlayıcı olmalıdır. Veriler bu nedenle, sistemin güvenilirliğini etkileyen ve modelleyerek analiz edilmesini sağlayan faktörleri yansıtmalı ve istenilen karşılığı da verebilmelidir. Bu elemanların (ya da malzemelerin) davranışlarını yani arıza durumları, tamir süresi gibi iki temel işlemi kapsayan işlemle ilgili olmalıdır. Ayrıca toplanacak olan verilere karar vermek için çok kesin bir zorlama yoktur. Kurumlar kendi sistemlerinin planlanması, ve tasarım koşullarını etkileyen faktörleri hesaba katmalıdırlar.

Toplanan veriler ve onları kullanarak elde edilen indislerin değerlendirilmesinin kalitesi uygunluk ve güven olmak üzere iki temel faktöre bağlıdır. Böylece verilerin kalitesinin yerine güven konabilir. Öyle ki, verilerin kalitesi tamamiyle bakım ve işletim personelinin derledikleri bilgilerin bütünlüğü, tamlığı, doğruluğu ve toplamadaki titizliğine bağlıdır. Burada önemli olan bu personelin, verilerin gelecekte kullanılacağı ve sistemin gelecekteki iyileştirilmelerini etkileyecek yönde etkili olacağı konusunun bilincinde olmaları ve gerekli dikkat ve özeni göstermeleridir.

İstatistiksel indislerin kalitesi, verilerin ne şekilde işlendiği, ne kadar toplandığı ve düzenli olarak saklanan verilerin toplandığı zaman aralığına bağlıdır.

Kanada'daki tüm büyük elektrik kurumları ortak bir kayıt işlemi kurabilmek için Kanada Elektrik Birliği Eleman Güvenilirlik Bilgi Sistemi (ERIS) adı altında tek bir veri toplama ve analiz sistemi kurmuşlardır. Bu sistem 1977'den bu yana üretim ve iletim kesintileri bilgilerini toplamaktadır. Dağıtım sistemi kesinti bilgileri ise 1992'den beri düzgün bir şekilde toplanmaktadır.



Şekil 3.6 EPSRA'nın genel yapısı [23]

Ayrıca Elektrik Birliği, tüm güç sisteminin geçmiş performans değerlendirmesinin yapılması için veri sağlama işlemi başlatmışlardır (EPSRA). Bu sistemin genel yapısı Şekil 2.6'da gösterilmiştir. Bu sistem, karma sistem bozucuları, güç dağıtım noktaları ve tüketici devamlılık istatistiklerini kapsamaktadır.

Karma elektrik sistemi parametreleri, 2 aşamalı seviye için verilerin teminini sağlar servis devamlılığı istatistikleri, dağıtım sisteminde toplanır ve tüm 3 aşamalı seviye indislerini sağlarlar. Elektrik kurumları, kendi sistemlerine ait yıllık kesinti bilgilerini bu ortak sistem sayesinde ayrıntılı olarak öğrenebilmektedirler [23].

Türkiye'de elektrik güç sistemi verilerini düzenli bir şekilde toplama ve değerlendirme işlemi henüz yapılmamaktadır. Güvenilirlik analizinde kullanılan kesinti bilgileri, ancak Elektrik Kurumu'nun bölgesel olarak tuttuğu ve sadece o bölgeye ait olan kayıtlar sayesinde elde edilebilmektedir. Bu bilgilerin bir sistem dahilinde tutulmamış olması da verileri derlemek için ayrıca bir çalışma yapılması gereğini ortaya koymaktadır.

Tezde yapılan dağıtım güvenirliliği analizinde, kullanılan ortalama arıza sayısı, ortalama kesinti süresi gibi verilere, analiz yapılan sistemlerin işletme müdürlüklerinde, eskiye ait raporların değerlendirilmesi, ayıklanması ve elde edilen verilerin derlenmesi çalışmaları sonucu ulaşılmıştır.

Eskiye ait verilerin düzenli olarak kayıt edilmemesinin meydana getirdiği zorluklar, düzenli veri toplamanın ne denli önemli olduğunu ortaya koymuştur.

4. MONTE CARLO SİMÜLASYON YÖNTEMİ

4.1 Genel Tanım ve Özellikler

Monte Carlo Yöntemi, rastgele sayıları kullanan genel bir olasılıksal simulasyondur. Bu yöntem adını, Monako'nun kumarhaneleriyle ünlü Monte Carlo şehrinden almaktadır.

Yöntemin ilk kullanımı 18. Yüzyılda Fransız bilim adamı Buffon'un π sayısını hesaplamak için yaptığı iğne atışı test yöntemine dayanır. Buffon d uzunluğundaki bir iğneyi, üzerinde birbirine paralel çizgiler bulunan ve çizgiler arası mesafenin a olduğu bir yüzeye atmaktadır. $d > a$ olmak koşulu ile iğnenin paralel çizgilerden birine değme olasılığı $P = \frac{2d}{\pi a}$ olarak bulunur. Bu olasılıktan yola çıkarak π sayısı hesaplanabilir. Burada P, iğnenin herhangi bir çizgiye çarpma sayısının toplam atış sayısına oranıdır. $\pi = \frac{2d}{Pa}$ eşitliği ile π sayısı hesaplanabilir. Bu örnek Monte Carlo simülasyonunun ilk ve en ilginç uygulama örneğidir. Görüldüğü gibi bu yöntem sadece olasılıksal problemleri değil deterministik problemlerin de çözümünde kullanılabilir.

2. Dünya Savaşı sonrası Fermi, von Neumann ve Ulam yöntemi deterministik problemlere uygulamışlardır. 1948 yılında Fermi, Metropolis ve Ulam Schrödinger eşitliğini Monte Carlo Yöntemi ile elde ettiler. 1950'li yıllarda Boltzman eşitliğinin üzerine modern Monte Carlo yöntemi geliştirilmiştir.

Simülasyonun gerçek anlamda ilk kullanımı 2. Dünya Savaşı sırasında atom bombasının nötron difüzyonunun rastgele işleminin denenmesi sırasında kullanılmıştır.

Monte Carlo yönteminde bir sisteme ait parametrelerin örnekssel olarak çözümlemek ve örnek sayısını arttırarak gerçek çözüme yaklaşmak esastır. Yöntem üç temel aşamada gerçekleşir. Birincisi düzgün rastgele değerler kümesinin oluşturması, sonra

bu değerleri istenen olasılık dağılımına göre dağıtılması, daha sonra da bu işlemler yeterli sayıda tekrarlanarak sonucun elde edilmesi sağlanır.

4.1.1. Olasılıksal ve Deterministik Problemlerin zm

Monte Carlo Simulasyonu, olasılıksal ve deterministik problemlerin çözümünde kullanılabılır [20].

Örneğin bir oyun zarı st üste N defa atılırsa her seferinde aynı sayının gelme olasılığı 1/6'dır. Fakat zarın aynı sayı gelmesi tamamen olasılıklara dayalıdır yani N defa atıldığında 4 sayısı hiç gelmeyebilir de. Zarın rastgele gelmesi olayını Monte Carlo simulasyonu ile temsil edebiliriz. Bu durumda zarın aynı sayı gelme sayısı f olursa, N deneme sonucu zarın bu sayı gelme olasılığını f/N olarak ifade edebiliriz. Eğer deneme sayısı çok fazla olursa sonucun 1/6'ya çok yakın değerler aldığını görebiliriz.

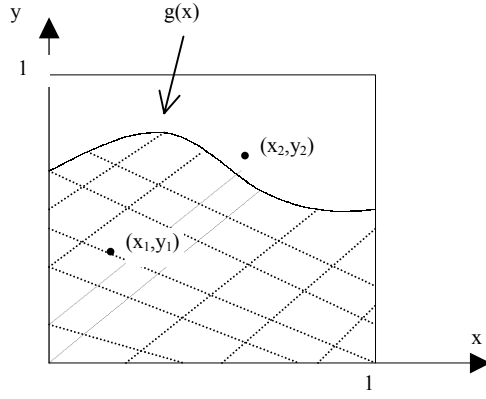
Simulasyon ile $I = \int_0^1 g(x) dx$ integralinin değeri sayısal değeri hesaplanabilir.

Bilindiği gibi sınırlı integralin değeri eğrinin altında kalan alana eşittir. İlk olarak $0 \leq x \leq 1$ ve $0 \leq y \leq 1$ olmak üzere N tane rastgele sayı üretmek gerekir. Üretilen sayıların bu aralıkta olanlarının sayısına M dersek yani (x_1, y_1) 'in bulunduğu taralı bölgede çıkma olasılığı integralin değerine eşit olacaktır.(şekil 4.1)

$$I = P \approx \frac{M}{N} \quad (4.1)$$

Her simülasyon için üretilen 0 ile 1 arasında olan x_i ve y_i sayıları için $y_i \leq g(x)$ eşitliğini sağlayan durumda M sağlanmış olur.

Monte Carlo simulasyonunda temel kavram probleme uygun sayıların üretilmesi, dönüştürülmesi ve amaca uygun olarak kullanılmasıdır.



Şekil 4.1 Monte Carlo simülasyonu ile bir boyutlu integral çözümü

4.1.2. Monte Carlo Simülasyonunun Güvenilirlik Analizinde Kullanılmasının Özellikleri

Güvenilirlik analizinin temel parametresi, tanımlanan güvenilirlik indisinin hesabıdır. Sistemdeki arıza olasılığı sistemin mümkünsüzlüğü anlamına gelmektedir. Sistemin mümkünsüzlüğünü Q ile temsil edersek ve X -inin 0 ile 1 arasında değerler aldığını düşünürsek;

$x_i=0$	sistem arızalı ise
$x_i=1$	sistem normal çalışma durumunda ise

Bu durumda sistem mümkünsüzlüğü;

$$\bar{Q} = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N x_i \quad (4.2)$$

(4.2) denkleminde N sayısı sistemin gözönüne alınan durum sayısıdır.

Bu örneğin varyansı;

$$V(x) = \frac{1}{N-1} \sum_{i=1}^N (x_i - \bar{Q})^2 \quad (4.3)$$

Eğer örnek sayısı yeterince büyükse denklem (4.4) aşağıdaki şekle dönüşür;

$$V(x) = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N (x_i - \bar{Q})^2 \quad (4.4)$$

Bu ifadelerde sistemin yapısından dolayı x_i sadece 1 ve 0 değerleri alacağı için

$\sum_{i=1}^N x_i^2 = \sum_{i=1}^N x_i$ olarak yazılabilir. Bu ifadeyi (4.4)'te yerine yazarsak, aşağıdaki

varyans değerini elde ederiz.

$$V(x) = \bar{Q} - \bar{Q}^2 \quad (4.5)$$

Denklem (4.2)'de verilen Q değeri sadece sistemin mümkünsüzlüğünü tahmin etmekte kullanılır. Bu tahmin çevresindeki kesinsizlik tahminin varyansı ile ölçülebilir.

$$V(\bar{Q}) = \frac{1}{N} V(x) = \frac{1}{N} (\bar{Q} - \bar{Q}^2) \quad (4.6)$$

Monte Carlo simülasyonunun doğruluk seviyesi varyasyon katsayısı ile ifade edilebilir. α varyans katsayısı olarak tanımlarsak;

$$\alpha = \sqrt{\frac{V(\bar{Q})}{\bar{Q}}} \quad (4.7)$$

elde edilen ifade (4.6)'te yerine yazılırsa

$$N = \frac{1 - \bar{Q}}{\alpha^2 \bar{Q}} \quad (4.8)$$

Mümkünsüzlüğe bağlı olarak simülasyon sayısının değişimi elde edilir.

Bu eşitsizlik iki önemli noktaya dikkat çeker:

1. İstenilen doğruluk seviyesi için, gerekli olan N deneme sayısı sistemin mümkünsüzlüğüne bağlıdır, fakat sistemin büyüklüğünden bağımsızdır. Bu nedenle Monte Carlo simülasyonu büyük ölçekli sistemlerin güvenilirlik değerlendirmesi yapılırken kullanılmaya elverişlidir. Bu özellik simülasyonun analitik çözüme olan en önemli üstünlüğüdür. Çünkü sistemin boyutu arttıkça analitik çözüm daha karmaşıklaşmaktadır.

2. Sistemin mümkünsüzlüğü (arıza olasılığı) güvenilirlik değerlendirmesi yapılırken genellikle 1'den çok küçüktür. Bu nedenle (4.8) eşitliği aşağıdaki şekle dönüşür.

$$N = \frac{1}{\alpha^2 Q} \quad (4.9)$$

N sayısının bu şekilde değişiminin anlamı, sistemin Q mümkünsüzlüğü ile ters orantılı olmasıdır. Diğer bir deyişle, çok yüksek güvenilirlikteki sistemlerin verilen doğruluk seviyesine ulaşmak için çok daha fazla deneme yapmak gerekecektir.

4.2 Monte Carlo Yönteminin Verimi

Aynı tarzda bir problemi farklı Monte Carlo teknikleri ile çözülebilir. Farklı rastgele sayı üretme tekniği, farklı örnekleme yaklaşımları, ve farklı varyans azaltma teknikleri kullanarak aynı problemin çözümüne değişik yollardan ulaşmak mümkün olmaktadır.

İki farklı Monte Carlo simülasyon yönteminin aynı sistem için aynı güvenilirlik indisinin tahmininde kullanıldığını ve iki yöntem sonucunda bulunan sonuçların istatistiksel olarak aynı olduğu varsayarsak, t_1 ve t_2 iki yöntemin hesaplama süreleri, σ_1^2 ve σ_2^2 de iki yöntemin varyansıdır. İki yöntemi η verimine göre karşılaştırabiliriz.

$$\eta = \frac{t_1 \sigma_1^2}{t_2 \sigma_2^2} \quad (4.10)$$

Eğer $\eta < 1$ ise 1. yöntemin uygulanması daha verimli olacaktır. Monte Carlo yönteminin verimi hesaplama süresi ile tahminin varyansının çarpımına eşittir, gerekli olan deneme sayısından bağımsızdır.

Monte Carlo simülasyonunun güç sistemlerine uygulanmasında hesaplama süresi ve varyans, örnekleme tekniği, ve sistem analizi ihtiyaçlarından doğrudan etkilenirler. Örnekleme tekniği, olasılıksal sayı üretme şekli, varyans azaltma teknikleri ve değişik örnekleme yaklaşımlarını kapsar. Sistem analizinin amacı, sistem durumunun iyi ya da kötü olduğuna karar vermektir. Güç sistemlerinde, üretim, iletim ve dağıtım analizlerinde değişik verilere ihtiyaç olmaktadır.

4.3 Rastgele Sayıların Üretilmesi

Rastgele sayılar fiziksel ya da matematiksel yöntemler yardımıyla üretilir. Matematiksel yöntemin tekrar üretebilme yeteneği olduğu için ve bilgisayarlar yardımıyla da üretilbileceği için kullanımı daha yaygındır. Matematik yöntem ile rastgele sayı üretiminden elde edilen sayılar tam bir rastgelelik göstermedikleri için, sahte rastgele sayı olarak adlandırılabilirler. Sahte rastgele sayılar dizisi şu özelliklere sahip olmalıdırlar:

1. Düzen: Rastgele sayılar 1 ve 0 arasında düzenli olarak dağılmış olmalıdırlar.
2. Bağımsızlık: Rastgele sayılar arasında ilişki en az olmalıdır.
3. Uzun periyot: sayıların tekrarlanma periyodu oldukça uzun olmalıdır.

Rastgele sayı üretmek için kullanılan birçok yöntem vardır. Bunlardan en yaygın olarak kullanılanları; Çarpanlı ve ötelemeli rastgele sayı türetme yöntemleridir.

i. Çarpanlı Rastgele Sayı Üretme Yöntemi

çarpanlı üretim ilk olarak 1949 yılında D. H. Lehmer tarafından kullanılmıştır. Bu yöntemde rastgele sayılar dizisi bir çarpan yardımıyla türetilmektedir. Dizinin ilk başlangıç elemanı x_0 sayısı olarak seçilir ve her seferinde çarpan yardımıyla yeni bir sayı (x_{i+1}) türetilir (4.11).

$$x_{i+1} = a \times x_i \pmod{m} \quad (4.11)$$

(4.11) ifadesinde “a” çarpanı ve “m” modülü pozitif tamsayılardır. Eğer 0 ile 1 arasında değişen bir sayı dizisi oluşturulmak istenirse bu dizinin elemanları U_i ,

$$U_i = \frac{x_i}{m} \quad (4.12)$$

ifadesi ile elde edilir.

Bu sayı dizisinde en fazla m adım sonra dizi kendini tekrarlayacaktır. Eğer dizinin periyodu m olursa, rastgele sayı üretici tam periyotlu diyebiliriz. “m” ve “a” parametrelerinin seçiminin rastgele sayıların türetilmesi üzerinde büyük etkisi bulunurken, x_0 ilk değer sayısının etkisi yok denecek kadar azdır. Bu parametrelerin seçiminde bazı prensipler gözönünde bulundurulmalıdır.[23]

ii. Ötelemeli Rastgele Sayı Üretme Yöntemi

1961’de M. Greenberg çarpanlı rastgele sayı üreticini karma rastgele sayı üreticine genelleştirmiştir. Bu yeni üreteçte çarpanlı üreticinin “m” ve “a” parametrelerine ek olarak pozitif tamsayı olarak seçilecek “c” artık sayısı tanımlanmıştır.

Bu üreteçte rastgele sayıların oluşturduğu dizinin elemanları

$$x_{i+1} = a \times x_i + c \pmod{m} \quad (4.13)$$

ifadesi ile elde edilir. Görüldüğü gibi çarpanlı üretece ek olarak a ve m parametrelerinin yanısıra, c olarak nitelendirilen artık sayı ifadeye eklenmiştir. Bu parametreler üreteç tam periyotlu olacak şekilde üretilebilir.[23]

4.4 Rastgele Değişken Üretimi

Rastgele değişken, üretilen rastgele sayının verilen bir dağılıma göre dönüşümünün yapılması anlamına gelir. rastgele sayı üretim teknikleri, 1 ve 0 arasında düzgün dağılımlı sayı üretmeye yarar. Rastgele sayı üretiminin temelinde 1 ve 0 arasında düzgün dağılımlı rastgele sayılar vardır.

Düzgün olmayan dağılıma sahip rastgele sayı üretimi 3 yöntemle olur:

1. Ters dönüşüm yöntemi
2. Tümleme yöntemi
3. Kabul-red yöntemi

Ayrıca bu yöntemlerin yanısıra bir çok özel yöntem vardır [23]. Güvenilirlik analizinde daha çok üstel ve normal dağılımlar kullanılmaktadır.

Ters dönüşüm yöntemi kullanılarak çeşitli dağılımlara göre değişken üretme yöntemleri ele alınacaktır.

i. Ters Dönüşüm Yöntemi

Eğer U, 0 ile 1 arasında düzgün dağılmış sayılardan oluşan bir dizi ise, sürekli kümülatif dağılım fonksiyonu $F(X)$ ’e sahip rastgele değişken;

$$X = F^{-1}(U) \quad (4.14)$$

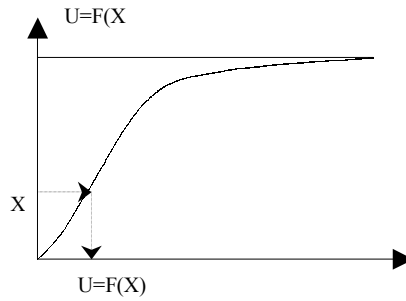
olarak verilir. Bu önermeyi ayrık dağılım için genelleştirilecek olursak;

$$X = F^{-1}(U) = \min\{x_i\} F(X) \geq U \quad (0 \leq U \leq 1) \quad (4.15)$$

olarak elde edilir (Şekil 4.2).

Ters dönüşüm yöntemi ile rastgele değişken şu adımlarla elde edilir:

1. adım: 0 ile 1 arasında rastgele sayılardan oluşmuş U dizisi oluşturmak.
2. adım: $X = F^{-1}(U)$ şeklinde kümülatif dağılım fonksiyonuna göre bulunmuş rastgele değişkenlerin hesaplanması.



Şekil 4.2 Ters dönüşüm yönteminin gösterimi

ii. Üstel Dağılımlı Rastgele Değişken Üretimi

Üstel dağılımlı rastgele değişkenlerin olasılık yoğunluk fonksiyonu $f(x)$,

$$f(x) = \lambda e^{-\lambda x} \quad (4.16)$$

olarak tanımlanmış olup, bu dağılım fonksiyonunun olasılık yoğunluk fonksiyonu,

$$F(x) = 1 - e^{-\lambda x} \quad (4.17)$$

olarak bulunur.

Ters dönüşüm yöntemi ile u olasılık yoğunluk fonksiyonundan üstel dağılmış değişkenler elde edilebilir.

Ters dönüşüm yöntemine göre,

$$U = F(x) = 1 - e^{-\lambda x} \quad (4.18)$$

düzgün dağılmış rastgele değişkenlerden oluşmuş U serisinden yola çıkarak,

$$X = F^{-1}(U) = -\frac{1}{\lambda} \ln(1 - U) \quad (4.19)$$

elde edilir.

(1-U) ifadesi, U gibi [0-1] aralığında düzgün dağılmış rastgele elemanlardan oluşmuş bir seriyi vereceği için,

$$X = F^{-1}(U) = -\frac{1}{\lambda} \ln(U) \quad (4.20)$$

olarak da yazılabilir.

Dolayısıyla X rastgele değişkenleri,

$$X = -\frac{1}{\lambda} \ln(U) \quad (4.21)$$

olarak üstel dağılıma göre dağılmış bir seri olarak elde edilebilir.

iii. Normal Dağılımlı Rastgele Değişken Üretimi

Doğrudan ters dönüşüm yöntemi kullanılarak normal dağılımlı rastgele rastgele değişken üretilemez. Bunun nedeni ise normal kümülatif dağılım fonksiyonu F(x) için analitik bir ters fonksiyonun olmamasıdır.

F(x)'in ters fonksiyonu bu nedenle yaklaşık olarak aşağıdaki ifadeye sahiptir (15),

$$z = t - \frac{\sum_{i=0}^2 c_i t^i}{1 + \sum_{i=1}^3 d_i t^i} \quad (4.22)$$

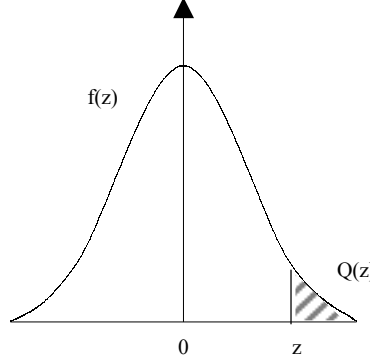
burada,

$$t = \sqrt{-2 \ln Q} \quad (4.23)$$

z ve Q ifadeleri yerlerine konarak şekil 4.3'te görülen standart normal olasılık yoğunluk fonksiyonu,

$$f(z) = \frac{1}{\sqrt{2\pi}} \exp\left(-\frac{z^2}{2}\right) \quad (4.24)$$

olarak elde edilir.



Şekil 4.3 Normal yoğunluk fonksiyonu

Normal dağılımlı rastgele değişken üretmek için izlenmesi gereken adımlar:

1. adım: $[0,1]$ aralığında düzgün dağılmış rastgele sayı serisi (U) üretmek
2. adım: Normal dağılımlı rastgele değişken X 'i hesaplamak;

$$X = \begin{cases} z & 0,5 < U \leq 1,0 \\ 0 & U = 0,5 \\ -z & 0 \leq U < 0,5 \end{cases} \quad (4.25)$$

Burada kullanılan z , (4.22) ve (4.23) eşitlikleri kullanılarak elde edilmiş olup, aşağıda elde edilen Q (4.26) denkleminde yerine konulmuştur.

$$Q = \begin{cases} 1 - U & 0,5 < U \leq 1,0 \\ U & 0 \leq U \leq 0,5 \end{cases} \quad (4.26)$$

Üstel ve normal dağılımların yanı sıra güç sistemlerinin güvenilirlik analizi yapılırken bazen, log-normal, gamma veya Weibull dağılımlarına göre rastgele değişken üretilebilir [5,23].

iv. Log-Normal Dağılıma Göre Rastgele Değişken Üretimi

Güvenilirlik analizinde bazen elemanın arızaya kadar olan ortalama süresinin log-normal dağılıma göre üretilebilir. Log-normal dağılımın olasılık yoğunluk fonksiyonu,

$$f(y) = \begin{cases} \frac{1}{\sqrt{2\pi\sigma y}} \exp\left[-\frac{(\ln y - \mu)^2}{2\sigma^2}\right] & (0 < y < \infty) \\ 0 & y \leq 0 \end{cases} \quad (4.27)$$

olur. Eğer X normal dağılıma sahip rastgele değişken ise, $Y=e^X$ olarak log-normal dağılımlı rastgele değişkenler elde edilebilir. (4.27) eşitliğindeki μ ve σ normal dağılım fonksiyonunun ortalama ve varyansıdır. Log-normal dağılımın ortalama ve varyansı EK B (B.5) ve (B.6)'da verilmiştir.

Log-normal dağılımlı rastgele değişken üretmek için izlenmesi gereken adımlar:

1. adım: Normal dağılımlı Z rastgele değişkeninin üretilmesi,
2. adım: $X = \mu + \sigma Z$ eşitliğini oluşturmak,
3. adım: $Y=e^X$ eşitliği ile log-normal dağılımlı rastgele değişken üretmek.

v. Weibull Dağılımına Göre Rastgele Değişken Üretimi

Weibull dağılımının olasılık yoğunluk fonksiyonu aşağıdaki ifadedir.

$$f(x) = \frac{\beta}{\alpha^\beta} x^{\beta-1} \exp\left[-\left(\frac{x}{\alpha}\right)^\beta\right] \quad (4.28)$$

Bu fonksiyonun kümülatif olasılık fonksiyonu,

$$F(X) = 1 - \exp\left[-\left(\frac{x}{\alpha}\right)^\beta\right] \quad (4.29)$$

olarak bulunur.

Ters dönüşüm yöntemini kullanarak, (4.14) ve (4.15) eşitlikleri ile, Weibull dağılımına göre üretilmiş rastgele değişken,

$$X = \alpha[-\ln U]^{1/\beta} \quad (4.30)$$

olacak şekilde elde edilebilir.

Weibull dağılımına göre rastgele değişken üretmek için izlenmesi gereken adımlar:

1. adım: [0,1] aralığında düzgün dağılmış rastgele sayı serisi (U) üretmek
2. adım: (4.30) denkleminde göre Weibull dağılımına göre dağılmış rastgele değişken X'i hesaplamak;

vi. Gama Dağılımına Göre Rastgele Değişken Üretimi

Gama dağılımı,

$$f(x) = \frac{x^{\beta-1}}{\alpha^{\beta}\Gamma(\beta)} \exp\left(-\frac{x}{\alpha}\right) \quad (4.31)$$

olasılık yoğunluk fonksiyonuna sahiptir. Burada $\beta > 0$ ve $G(\beta, \alpha)$ şeklinde gösterilebilir. $\beta=1$ olduğunda gama dağılımı üstel dağılıma dönüşür. β gerçekte sayı olduğunda gama dağılımı Erlangian dağılımı olarak anılır. Gama dağılımına göre rastgele dağılmış değişkenler,

$$X = \alpha \sum_{i=1}^n (-\ln U_i) = -\alpha \prod_{i=1}^n U_i \quad (4.32)$$

eşitliği ile elde edilebilir.

Gama dağılımına göre rastgele değişken üretmek için izlenmesi gereken adımlar:

1. adım: [0,1] aralığında düzgün dağılmış rastgele sayı serisi (U_i) üretmek
2. adım: (4.31) denkleminde göre Gama dağılımına göre dağılmış rastgele değişken X'i hesaplamak.

4.5 Monte Carlo Yönteminin Yaklaşım Karakteristikleri

Monte Carlo simülasyonu sonucu elde edilen değerler her denemede düzensiz bir değişme gösterirler ve birkaç deneme sonrası çok az hata ile gerçek değere yaklaşması mümkün değildir. Fakat deneme sayısı arttıkça gerçek değerden olan sapma azalacak ve yaklaşım hızlanacaktır.

Tahmin edilen değerin standart sapması, eşitlik (4.5)'ten yola çıkarak,

$$\sigma = \sqrt{V(\bar{Q})} = \frac{\sqrt{V(x)}}{\sqrt{N}} \quad (4.33)$$

olarak bulunabilir.

Bu eşitlikten de görüldüğü gibi Monte Carlo yönteminde standart sapmayı azaltmak için deneme sayısı N 'i arttırmak ya da varyansı azaltmak gerekir. Varyansı azaltmak için varyans azaltma teknikleri uygulanabilir, fakat varyans hiçbir zaman sıfır yapılamayacağı için uygun sayıda deneme yapılmalıdır, yani N deneme sayısı mümkün olabildiğince arttırılmalıdır.

Güç sistemlerinin güvenilirlik analizinin yapılmasında varyans azaltma yöntemleri kullanılabilir. Fakat tüm yöntemlerin uygulanabilmesi mümkün olmamaktadır [23]. Bu yöntemler çoğunlukla, üretim ve karma sistemlerinde güvenilirlik analizi yapılırken kullanılır.

4.6 Güvenilirlik Analizinde Kullanılan Simülasyon Yaklaşımları

Güç sistemlerinin güvenilirlik analizinde kullanılan üç simülasyon yaklaşımı gözönüne alınacaktır. Bu yaklaşımlardan sistem durum geçiş örnekleme yaklaşımı uygulama yapılan sistemlerin simülasyonunda kullanılmıştır. Bu yaklaşımın tercih edilmesindeki en önemli sebep dağıtım şebekelerinin seri sistem olarak ele alınması ve tüm elemanların ayrı ayrı durum geçişlerinin elde edilmesinin gereksiz olmasıdır.

i. Durum Örnekleme Yaklaşımı

Bir sistemin durumu onu birleştiren her bir elemanın durumunun birleşimidir ve her bir elemanın durumu o durumda bulunma olasılığının örnekleme ile elde edilebilir.

Bu örnekleme yaklaşımına göre, elemanların davranışı $[0-1]$ arası düzgün dağılımlı sayılar ile belirlenir ve çalışma ile arıza durumlarının birbirinden bağımsız olduğu varsayılır. S_i , i . Elemanın durumunu PF_i de arıza olasılığını gösterirse, bu eleman için $[0-1]$ arası düzgün dağılımlı rastgele sayı üretilirse,

$$S_i = \begin{cases} 0 & \text{Çalışma durumu} & \text{eğer } U_i \geq PF_i \\ 1 & \text{Arıza durumu} & \text{eğer } 0 \leq U_i < PF_i \end{cases}$$

Eğer sistem m elemandan oluşuyorsa, durum vektörü S aşağıdaki şekilde olur;

$$S = [S_1, S_2, \dots, S_i, \dots, S_m]$$

Sistemin her durumu P(S) olasılığına sahip ise ve güvenilirlik indis fonksiyonu F(S) ise, tüm sistem durumlarının matematiksel gösterimi,

$$E(F) = \sum_{S \in G} F(S)P(S) \quad (4.34)$$

ile verilir. Burada G, sistem durumlarının serisidir. S durumu için örnekleme frekansını (4.34) eşitliğinde yerine koyarsak,

$$E(F) = \sum_{S \in G} F(S) \frac{N(S)}{n} \quad (4.35)$$

olarak elde edilir, (4.35) eşitliğindeki N örnekleme sayısını, n(S) ise S durumunda olma sayısıdır. Uygun sistem analizi ile F(S) elde edilebilir.

ii. Durum-Süre Örnekleme Yaklaşımı

Durum-süre örnekleme yaklaşımı, elemanın bir durumda kalma süresinin olasılıksal dağılım örnekleme esasına dayanır. İlk olarak sistemi oluşturan tüm elemanlara ait zamana bağlı durum geçiş işlemleri örneklenir (Şekil 4.4). Daha sonra bunlar birleştirilerek sistem durumu örneklenir (Şekil 4.5). Bu yaklaşımda çalışma ve arıza olmak üzere elemanın iki durumu vardır.

Şekil 4.4 ve Şekil 4.5'te görülen sistem iki elemandan oluşmuştur. Bu elemanların durum süre dağılım fonksiyonları genellikle üstel dağılıma göre yapılmaktadır. Fakat diğer olasılıksal dağılımlar da kolaylıkla uygulanabilir.

Durum-süre örnekleme yaklaşımı şu adımlarda yapılır:

1. adım: Her elemanın bulunduğu ilk durum belirlenir, genellikle çalışma durumunda olduğu varsayılır.

-

$$T_i = -\frac{1}{\lambda_i} \ln U_i \quad (4.35)$$

44

6. adım: elemanların durum geçiş işleminin birleşimi olarak sistemin durum geçiş işlemi elde edilir (Şekil 4.5).
7. adım: sistemin her durumu için $F(S)$ güvenilirlik indisi elde edilir ve $E(F)$ hesaplanır.

Bu yaklaşım, tüm elemanların durumlarının açık bir şekilde görülmesini sağladığından oldukça iyidir. Fakat, her eleman için her seferinde üstel dağılımlı sayılar üretildiği için diğer yaklaşıma oranla daha fazla işleme ve dolayısıyla işlem süresine ihtiyaç vardır. Ayrıca sisteme ait durum geçişinin bulunması da ayrı bir zaman alır. Eğer sistem çok fazla elemandan oluşuyorsa, bu yaklaşım işlerliğini kaybedecektir.

Dağıtım sistemlerinde, her yük noktası için onu besleyen yol üzerindeki (besleme ile tüketici arası) elemanlar için durum geçiş işlemi yapılacaktır. Sistem genellikle, birbirine seri bağlı kablo, kablo eki, transformatör, kesici, ayırıcı gibi elemanlardan oluşmuştur. Bunlardan birinin arızası yük noktasını enerjisiz bırakacaktır. Bu nedenle analiz yapılırken her elemanın durum geçiş işlemi yapmak yerine doğrudan sistemin durum geçişinin yapılması daha uygundur. Bunu yapmak için seri yol üzerindeki elemanlardan ilkinin arızası sistem arızası olarak alınması daha uygundur. Bunun için 3. yaklaşım yöntemi olan sistem durum geçiş örnekleme yaklaşımı kullanılacaktır.

iii. Sistem Durum Geçiş Örnekleme Yaklaşımı

Bu yaklaşım, elemanların tek tek durum geçişleri yerine tüm sistemin durum geçişini temel alır.

Sistemin m tane elemanı olduğu ve her sistem durum süresi üstel dağılıma göre dağılmış olduğu varsayılırsa. G durum uzayında $G = \{S^{(1)}, S^{(2)}, \dots, S^{(m)}\}$ sistem durum geçiş olayları olsun. Herhangi bir olayın sistem durumunun $S^{(k)}$ ve geçişinin de λ_i ($i=1,2,\dots,m$) olduğu düşünölsün. Eğer bu durum i . Elemana karşılık geliyorsa, durum süresi T_i olacak ve olasılık yoğunluk fonksiyonu da,

$$f_i(t) = \lambda_i \exp(-\lambda_i t) \quad (4.36)$$

olacaktır. Sistem durumunun geçişi ilk önce durum değiştiren elemanın durum geçişine karşılık gelecektir. Dolayısıyla bulunduğu durumda kalma süresi en az olan süre olacaktır.

$$T = \min\{T_i\} \quad (4.37)$$

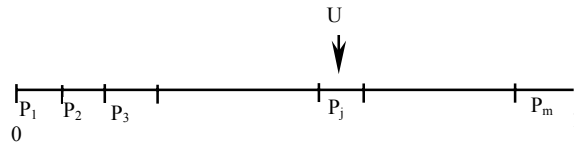
Her elemanın durum geçişi üstel dağılımlı olduğu için T rastgele durum değiştirme süresi de üstel dağılımlıdır. Sistemdeki herhangi bir elemanın durum geçişi sistemin durum geçişine sebep olur. $S^{(k)}$ durum geçişinden hareketle m tane mümkün durum olasılığı vardır. S_i sistemin bu durumlardan birisine ulaşma olasılığı,

$$P_j = \frac{\lambda_j}{\sum_{i=1}^m \lambda_i} \quad (4.38)$$

olarak belirlenebilir.

Bu nedenle, m tane elemanın durum geçiş süreleri olasılıksal dağılım yapılarak [0-1] aralığında bir cetvele yerleştirilebilir. Eğer üretilen rastgele sayı bu cetveldeki aralıklardan hangisine düşerse o eleman ilk olarak durum değiştirmiş anlamına gelir (şekil 4.6)

Çok fazla örnekleme yapılarak sistemin gerçek durum geçişine ulaşılabilir.



şekil 4.6 Sistem durum geçiş işleminin rnekleme

Bu yöntemin sakıncası, sadece üstel dağılımlı durum sürelerine sahip elemanların oluşturduğu sistemlere uygulanabilmesidir. Güvenilirlik analizinde de sistem yapıları nedeniyle üstel dağılım en sık kullanılan dağılımdır.

kesintilere sebep olmaktadır. Kesinti süresi ve kesintiden etkilenen tüketici sayısını azaltmak için uygun bir koruma ve açma kapama düzeni geliştirilmelidir.

Bazı sistemlerde arıza nedeniyle yükleri enerjisiz bırakmayı engellemek için ikinci alternatif besleme kaynağı bulunmaktadır. Bu kaynak arızalı kısım yalıtıldıktan sonra kesintide olan kısımların enerjilenmesini sağlar. Fakat bu kaynak her zaman yedekleme yapamayabilir. Bu koşullar da analiz sırasında gözönünde bulundurulmalıdır.

5.2 Güvenilirlik Analizi Uygulaması Yapılan Dağıtım Şebekeleri

Türkiye’de elektrik sistemlerinin besledikleri yüklere ne kadar kesintisiz ve sürekli enerji verebildikleri, tüketicilerin yılda ne kadar ve ne sıklıkla enerjisiz kaldıkları kısacası sistemlerin ne kadar güvenilir olduğu konusunda bir çalışma bulunmamaktadır. Güvenilirlik analizinin amacı sistemin geçmişteki performansının değerlendirilmesidir.

Uygulamada kullanılan ve normal işletimde radyal olan şebekelerde ana besleme hatları kaynağa kesiciler ile bağlanmaktadır. Her kablo ya da hava hattının sonu ve başında arızayı yalıtım için ayırıcılar bulunur. Kollarda ise transformatörden önce kesiciler bulunmaktadır. Yük tarafında olan bir arıza ana besleme hattını etkilemeden bu kesiciler tarafından yalıtılır. Eğer bu kesici arızayı temizleyemezse ana besleme hattındaki kesici açacak ve tüm devreyi enerjisiz bırakacaktır. Ana besleme hattı üzerinde herhangi bir bölümde olan arıza ana besleme hattının başında bulunan kesicinin açmasına sebep olur. Bu durumda arızayı tespit etmek için ilk önce en baştaki hat parçası enerjilenir, eğer arıza buradaysa kesici tekrar açacaktır. Eğer arıza bu kısımda değil ise, ana kolun ortasından başlayarak deneme yoluyla arızalı kısım bulunur. Daha sonra da yalıtılarak sistemin kesintide kalan yükleri devrenin diğer tarafından beslenir. Arızalı kısmı bulmak için yapılan bu anahtarlama işlemleri, bir çok yükün gereksiz yere kesinti altında kalmasına neden olacaktır.

Arıza tespit ve yeniden besleme süreleri dağıtım sistemlerinde otomasyon uygulamasına gidilerek oldukça kısalmakta ve arıza yerini belirlemek için gereksiz açma kapama işlemlerinin yapılmasını engellemektedir.

Türkiye’de elektrik güç sistemleri veri toplama sistemi bulunmadığı için, analiz için gereken veriler 5-7 yıllık verilerin toplanması ile oluşturulan eski arıza raporlarından tek tek derlenmiştir.

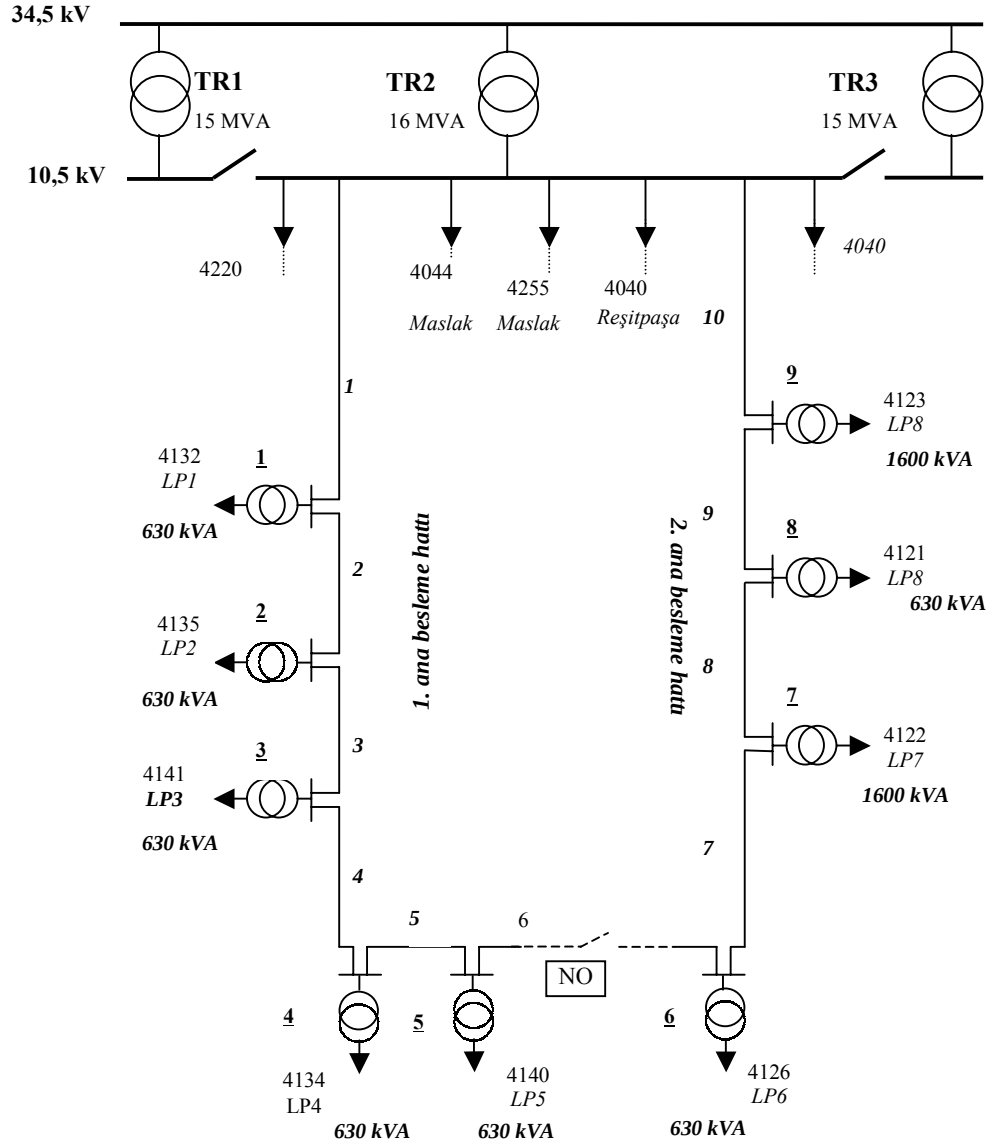
Şebekelere ait verilerin bulunduğu tablolarda hem ana besleme hattı hem de dallara ait ortalama arıza adedi (OAA), ortalama arıza tesbit süresi (OATS) ve ortalama yeniden besleme süresi (OYBS) bulunmaktadır. Ortalama arıza tesbit süresine, arıza ihbar, değerlendirme, indirici merkezden kontrol ve arızayı yalıtma süresi dahildir. Ortalama yeniden besleme süresi kesintide kalan yüklerin yeniden beslenmesine kadar geçen süre bulunmaktadır. OATS ve OYBS’lerin toplamı toplam yeniden besleme süresini oluşturmaktadır. Bu süre saat cinsinden yüklerin anahtarlamalardan etkilenme süresi olarak anılabilir. Bu sürenin tersi (5.2)’deki ifadede görüldüğü gibi tamir oranı olarak kullanılacaktır. Fakat bunun anlamı anahtarlamalardan etkilenme tamir oranıdır. Tablolardaki tamir sürelerinin tersi de yine (5.2)’den hareketle tamir oranları olarak elde edilir.

Dağıtım sistemlerinin güvenilirlik analizi yapılabilmesi yani temel yük noktası indislerinin hesaplanabilmesi için, sistemde bulunan her elemana ait arızalanma oranları (λ) ve tamir sürelerinin (r) bilinmesi gerekir. Bu veriler sayesinde her yük noktasına ait temel ve performans indisleri hesaplanabilmektedir.

Güvenilirlik analizi, İTÜ-Ayazağa kampüsü, Sarıyer ve Maltepe bölgelerini besleyen dağıtım şebekeleri üzerinde yapılmıştır. İncelenecek şebekelere ait çalışma bilgileri ve veriler 5.2.1, 5.2.2 ve 5.2.3 bölümlerindeki tablolarda verilmiştir.

5.2.1 İstanbul Teknik Üniversitesi Ayazağa Kampüsünü Besleyen Dağıtım Şebekesi

Ayazağa kampüsünü besleyen dağıtım şebekesi 10,5 kV gerilim seviyesinde olup, açık halka şeklinde işletildiği için 2 ana besleme hattından oluşmaktadır. 5 tanesi 1. ana besleme hattında olmak üzere güç değerleri Tablo 5.3’te verilen 9 adet indirici transformatör bulunmaktadır. Dağıtım şebekesi, arıza durumlarında birbirlerine yedekleme yapabilecek 3 adet 34,5/10,5 kV’luk güç değerleri Şekil 5.2’de verilmiş transformatörlerden beslenmektedir.



Şekil 5.2 10,5 kV’luk İTÜ Ayazağa kampüsü elektrik dağıtım şebekesi

Şekil 5.2’de görülen şebekenin, her kablo hattının yanında görülen numaralar güvenilirlik analizi yapılırken o elemana verilen temsili numaradır:

- 1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9, 10 : hat parçalarının güvenilirlik analizinde temsil edildikleri eleman numaraları.
- 1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9 : Şebekenin dallarının güvenilirlik analizinde temsil edildikleri eleman numaraları.
- LP1, LP2, LP3, LP4, LP5, LP6, LP7, LP8, LP9 : Temsili yük noktaları
- 4121, 4122, 4123, 4126, 4132, 4134, 4135, 4140, 4141 : İndirici transformatör merkezlerinin adlandırıldıkları numaralar.

Şebekelerin bir taraflarındaki ana besleme hatlarında bir arıza meydana geldiğinde arıza, ayırıcılar vasıtasıyla yalıtıldıktan sonra normalde açık olan ve şekillerde “NO” olarak ifade edilen ayırıcıların kapanması ile tüm yük noktaları diğer besleme hattından beslenmeye başlarlar.

Ana besleme hatlarının 10,5 kV’luk ana baraya bağlandıkları yerlerde kesiciler bulunmaktadır. Arıza durumunda bu kesiciler açma yapmaktadırlar. İndirici transformatörler arasındaki hatların başlarında ve sonlarında yük ayırıcıları bulunmaktadır.

Tek eleman olarak nitelendirilen, iki indirici transformatör arasındaki kablo, ayırıcı, kablo eki gibi kısımlardır. Ayrıca kollarda görülen altı çizili numaralar da o kollara ait (indirici transformatörler, kablo ekleri vs. kapsayan) temsili numaralardır. Tablo 5.1 ve Tablo 5.2’de ana besleme hattı ve dallara ait arıza verileri bulunmaktadır.

İTÜ-Ayazağa kampüsünü besleyen şebekede diğer şebekelerdeki gibi abone sayısı (tüketici sayısı) bulunmamaktadır. Bunun nedeni sadece 1 tüketici olan üniversiteyi besliyor olmasıdır.

Tablo 5.1 İTÜ Ayazağa kampüsünü besleyen dağıtım şebekesinin ana besleme hattı arıza verileri

Arıza yeri	hat uzunluğu (km)	ortalama arıza adedi		λ (arıza/yıl)	OATS (dak.)	OYBS (dak.)	TYBS (saat)	r (saat)
		(5 yıllık)	(1 yıllık)					
1	1,08	2,25	0,45	0,45	30	10	0,67	5
2	0,49	0,37	0,07	0,07	40	15	0,92	5
3	0,48	0,75	0,15	0,15	40	15	0,92	5
4	0,50	1,50	0,30	0,30	40	15	0,92	5
5	0,65	0,37	0,07	0,07	40	15	0,92	5
6	0,72	2,25	0,45	0,45	40	15	0,92	5
7	0,45	1,50	0,30	0,30	40	15	0,92	5
8	0,30	3,00	0,60	0,60	40	15	0,92	5
9	0,28	1,50	0,30	0,30	40	15	0,92	5
10	0,44	4,00	0,80	0,80	30	10	0,67	5

Tablo 5.2 İTÜ Ayazağa kampüsünü besleyen dağıtım şebekesinin dallara ait arıza verileri

Arıza yeri	OAA		λ (arıza/yıl)	r (saat)
	(5 yıllık)	(1 yıllık)		
1	0,75	0,15	0,15	7
2	0,13	0,03	0,03	7
3	0,25	0,05	0,05	7
4	0,50	0,10	0,10	7
5	0,13	0,03	0,03	7
6	0,75	0,15	0,15	7
7	0,50	0,10	0,10	7
8	1,00	0,20	0,20	7
9	0,50	0,10	0,10	7

Tablo 5.3 İTÜ Ayazağa kampüsünü besleyen dağıtım şebekesinin güç değerleri

TM	YN	Kurulu güç (kVA)	Puant yük (kW)
4132	LP1	630	90
4135	LP2	630	110
4141	LP3	630	160
4134	LP4	630	270
4140	LP5	630	220
4126	LP6	630	230
4122	LP7	1600	340
4121	LP8	630	240
4123	LP9	1600	330

5.2.2 Sarıyer Bölgesini Besleyen Dağıtım Şebekesi

10,5 kV gerilim seviyesinde olan bu şebeke yük ve güç değerleri Tablo 5.6’da verilen 16 adet 10/0,4 kV’luk indirici transformatörden oluşmaktadır. Bu indirici transformatörlerin 8 tanesi 1. Ana besleme hattından, diğer 8 tanesi de 2. Ana besleme hattından beslenmektedir. Dağıtım şebekesi, arıza durumlarında birbirlerine yedekleme yapabilecek 3 adet 34,5/10,5 kV’luk güç değerleri şekil 5.3’de görülen transformatörlerden beslenmektedir.

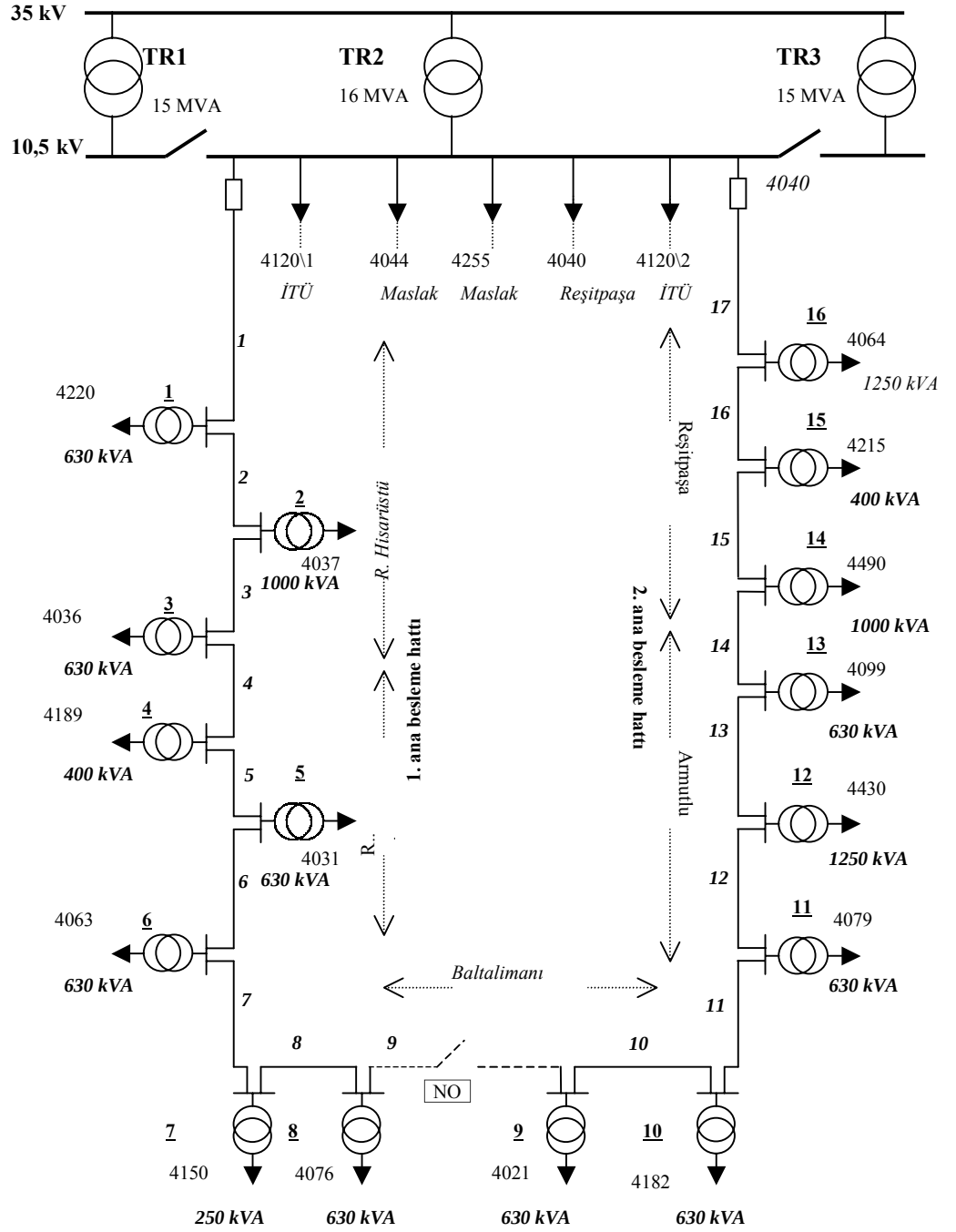
Bu dağıtım şebekesi de normal işletmede açık halka olarak çalışmaktadır. Şebekenin bir tarafında arıza meydana geldiğinde arıza, ayırıcılar vasıtasıyla yalıtıldıktan sonra normalde açık olan ve şekillerde “NO” olarak ifade edilen ayırıcıların kapanması ile tüm yük noktaları beslenmiş olur. Tüm bu açma kapama işlemleri tüketicilerin, kısa ya da uzun süreli kesintilerde kalmalarına neden olmaktadır.

Şekil 5.3'te bulunan Sarıyer bölgesi dağıtım şebekesine ait arıza ve tamir verileri Tablo 5.4 ve Tablo 5.5'te yer almaktadır. Tablo 5.6'da bu şebeke üzerinden beslenen toplam tüketici sayıları verilmiştir. Bu sayılar sistem performans indislerinin hesaplanması için gereklidir. Arızalara ait veriler 5 yıllık olarak derlenmiş olup, yıllık arıza değerleri bu verilerin ortalaması olarak elde edilmiştir.

Tablo 5.4 Sarıyer bölgesine ait dağıtım şebekesinin ana besleme hattı arıza verileri

Arıza yeri	hat uzunluğu (km)	OAA		λ (arıza/yıl)	OATS (dak.)	OYBS (dak.)	TYBS (saat)	r (saat)
		(5 yıllık)	(1 yıllık)					
1	2,45	16,50	3,30	3,30	25	20	0,75	5
2	1,00	6,00	1,20	1,20	45	20	1,08	5
3	0,51	6,00	1,20	1,20	45	20	1,08	5
4	0,28	6,75	1,35	1,35	45	20	1,08	5
5	0,47	3,00	0,60	0,60	45	20	1,08	5
6	0,44	3,75	0,75	0,75	45	20	1,08	5
7	0,44	2,25	0,45	0,45	45	20	1,08	5
8	0,71	3,00	0,60	0,60	45	20	1,08	5
9	0,44	4,50	0,90	0,90	45	20	1,08	5
10	0,44	6,00	1,20	1,20	45	20	1,08	5
11	0,61	4,50	0,90	0,90	45	20	1,08	5
12	1,74	8,25	1,65	1,65	45	20	1,08	5
13	0,46	6,75	1,35	1,35	45	20	1,08	5
14	1,23	3,00	0,60	0,60	45	20	1,08	5
15	0,25	1,50	0,30	0,30	45	20	1,08	5
16	0,02	3,75	0,75	0,75	45	20	1,08	5
17	2,50	8,00	1,60	1,60	25	20	0,75	5

Ana besleme hatlarının kaynağa bağlandıkları yerlerde kesiciler bulunmaktadır, ayrıca her koldan önce ve sonra şekillerde gösterilmemiş olan yük ayırıcıları bulunmaktadır. Şekillerde her kablo hattının yanında görülen numaralar güvenilirlik analizi yapılırken o elemana verilen temsili numaradır. Tek eleman olarak nitelendirilen, iki indirici transformatör arasındaki kablo, ayırıcı, kablo eki gibi kısımlardır. Ayrıca kollarda görülen altı çizili numaralar da o kollara ait (indirici transformatörler, kablo ekleri vs. kapsayan) temsili numaralardır:



Şekil 5.3 Sarıyer bölgesini besleyen 10,5 kV’luk elektrik dağıtım şebekesi

- 1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9, 10, 11, 12, 13, 14, 15, 16, 17 : Hat parçalarının güvenilirlik analizinde temsil edildikleri eleman numaraları.
- 1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9, 10, 11, 12, 13, 14, 15, 16 :Şebekenin dallarının güvenilirlik analizinde temsil edildikleri eleman numaraları.
- 4220, 4037, 4036, 4189, 4031, 4063, 4150, 4076, 4021, 4182, 4079, 4430, 4099, 4490, 4064: İndirici transformatör merkezlerinin adlandırıldıkları numaralar.

Tablo 5.5 Sarıyer bölgesi dağıtım şebekesinin dallara ait arıza verileri

Arıza yeri	OAA		λ (arıza/yıl)	r (saat)
	(5 yıllık)	(1 yıllık)		
1	5,50	1,10	1,10	7
2	3,00	0,60	0,60	7
3	2,00	0,40	0,40	7
4	2,25	0,45	0,45	7
5	1,50	0,30	0,30	7
6	1,25	0,25	0,25	7
7	0,75	0,15	0,15	7
8	1,00	0,20	0,20	7
9	1,50	0,30	0,30	7
10	2,00	0,40	0,40	7
11	1,50	0,30	0,30	7
12	2,75	0,55	0,55	7
13	2,25	0,45	0,45	7
14	1,00	0,20	0,20	7
15	0,50	0,10	0,10	7
16	1,25	0,25	0,25	7

Tablo 5.6 Sarıyer bölgesine ait güç ve tüketici bilgileri

TM	YN	Kurulu güç (kVA)	puant yük (kW)	Tüketici sayıları
4220	LP1	630	510	470
4037	LP2	1000	960	410
4036	LP3	630	400	390
4189	LP4	400	310	1
4031	LP5	630	370	440
4063	LP6	630	610	580
4150	LP7	250	90	130
4076	LP8	630	500	245
4021	LP9	630	610	620
4182	LP10	630	490	340
4079	LP11	630	580	350
4430	LP12	1250	1100	460
4099	LP13	630	420	320
4490	LP14	1000	720	210
4215	LP15	400	370	350
4064	LP16	1250	800	300

5.2.3 Maltepe (Sağmalcılar) Bölgesini Besleyen Dağıtım Şebekesi

Şekil 5.4'te görülen bu dağıtım şebekesi 34,5 kV gerilim seviyesindedir. Normalde açık işleyen bu şebeke halka dağıtım şebekesi yapısındadır. İki ana besleme hattı bulunmaktadır, 1. Ana besleme hattı 154/34,5 kV'luk indirici merkezden beslenmekteyken diğer ana besleme hattı bir çok besleme kaynağından beslenen 34,5 kV'luk sonsuz güçlü bir baradan beslenmektedir. Ana besleme

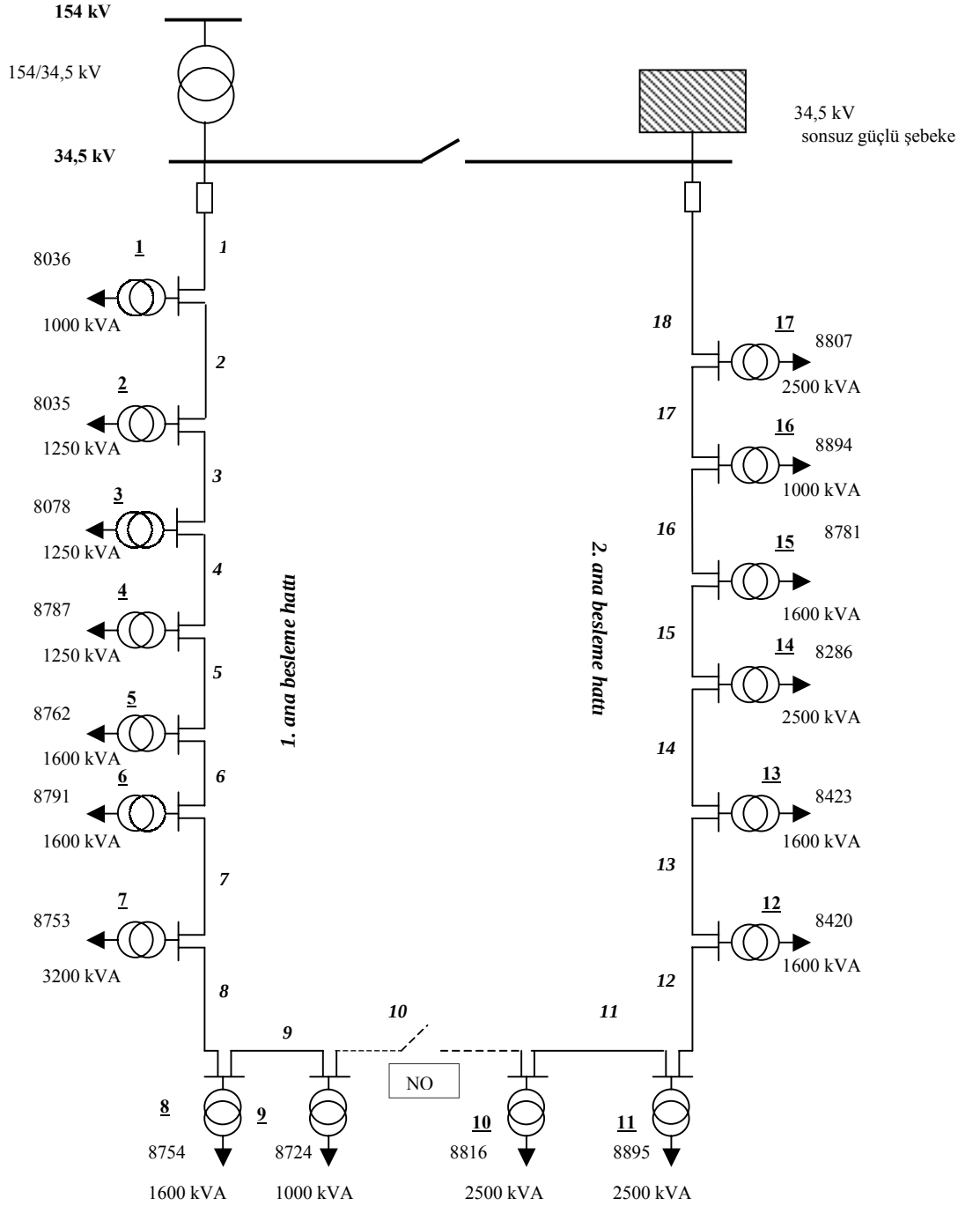
hatlarının kaynaklara bağlanma yerlerinde halkadaki arıza durumunda açma yapan kesiciler bulunmaktadır.

Şebekedeki 1. ana besleme hattında 9, 2. ana besleme hattında da 8 adet 34,5/0,4 kV indirici transformatör mevcuttur. Bu indirici transformatlara ait yük ve tüketici bilgileri Tablo 5.9’da verilmiştir.

Bu şebekenin güvenilirlik analizinde kullanılacak olan arıza verileri de Tablo 5.7 ve Tablo 5.8’de verilmiştir.

Tablo 5.7 Maltepe bölgesine ait dağıtım şebekesinin ana besleme hattı arıza verileri

Arıza yeri	hat uzunluğu (km)	OAA		λ (arıza/yıl)	OATS (dak.)	OYBS (dak.)	TYBS (saat)	r (saat)
		(7 yıllık)	(1 yıllık)					
1	0,08	2	0,29	0,29	50	15	1,08	4
2	0,55	1	0,14	0,14	40	15	0,92	7
3	0,47	2	0,29	0,29	40	10	0,83	13
4	0,30	2	0,29	0,29	35	10	0,75	10
5	0,81	2	0,29	0,29	25	15	0,67	12
6	0,25	3	0,43	0,43	40	20	1,00	6
7	0,59	1	0,14	0,14	25	5	0,50	7
8	0,03	3	0,43	0,43	20	5	0,42	10
9	0,15	1	0,14	0,14	30	15	0,75	16
10	0,25	1	0,14	0,14	35	15	0,83	3
11	0,24	1	0,14	0,14	20	15	0,58	6
12	0,32	2	0,29	0,29	30	20	0,83	8
13	0,42	1	0,14	0,14	35	15	0,83	8
14	0,20	2	0,29	0,29	35	10	0,75	11
15	0,35	2	0,29	0,29	30	10	0,67	6
16	0,12	3	0,43	0,43	45	10	0,92	6
17	0,26	2	0,29	0,29	35	10	0,75	6
18	0,27	3	0,43	0,43	50	15	1,08	8



Şekil 5.4 Maltepe bölgesine ait 34,5 kV'lık dağıtım şebekesi

- 1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9, 10, 11, 12, 13, 14, 15, 16, 17, 18: Hat parçalarının güvenilirlik analizinde temsil edildikleri eleman numaraları.
- 1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9, 10, 11, 12, 13, 14, 15, 16, 17 : Şebekenin dallarının güvenilirlik analizinde temsil edildikleri eleman numaraları.
- 8036, 8035, 8078, 8787, 8762, 8791, 8753, 8754, 8724, 8816, 8895, 8420, 8423, 8286, 8781, 8894, 8807: İndirici transformatör merkezlerinin adlandırıldıkları numaralar.

Tablo 5.8 Maltepe bölgesi dağıtım şebekesinin dallara ait arıza verileri

Arıza yeri	OAA		λ (arıza/yıl)	r (saat)
	(7 yıllık)	(1 yıllık)		
1	2	0,29	0,29	2,0
2	1	0,14	0,14	2,0
3	2	0,29	0,29	1,0
4	1	0,14	0,14	1,0
5	3	0,43	0,43	2,0
6	1	0,14	0,14	1,0
7	2	0,29	0,29	2,0
8	2	0,29	0,29	1,0
9	2	0,29	0,29	1,0
10	1	0,14	0,14	1,0
11	3	0,43	0,43	1,5
12	2	0,29	0,29	1,0
13	1	0,14	0,14	2,0
14	1	0,14	0,14	2,0
15	2	0,29	0,29	1,0
16	1	0,14	0,14	1,5
17	1	0,14	0,14	1,0

Tablo 5.9 Maltepe bölgesine ait güç ve tüketici bilgileri

TM	YN	Kurulu güç (kVA)	puant yük (kW)	Tüketici sayıları
8036	LP1	1000	915	630
8035	LP2	1250	972	680
8078	LP3	1250	752	580
8787	LP4	1250	566	410
8762	LP5	1600	675	420
8791	LP6	1600	965	505
8753	LP7	3200	2050	720
8754	LP8	1600	1000	1
8424	LP9	1000	150	150
8816	LP10	2500	1110	600
8895	LP11	2500	1363	720
8420	LP12	1600	666	490
8423	LP13	1600	1013	625
8286	LP14	2500	785	605
8781	LP15	1600	826	580
8894	LP16	1000	887	630
8807	LP17	2500	381	370

5.3 Dağıtım Sistemlerinde Güvenilirlik Analizi Yöntemleri

Dağıtım sistemlerinde güvenilirlik analizi yapılmasındaki yaklaşım mantıksal olarak istasyon konfigürasyonu yeterliliği ile aynı olmaktadır. İkisinde de temel yaklaşım, yüklerin beslenmesindeki devamlılığı incelemektir.

Bir dağıtım sistemi, orta gerilim seviyesinde (6-10,5-15-34,5 kV) indirici trafo merkezlerini besleyen halka (açık halka) ya da radyal olarak işleyen bir sistemdir. Bu sistemde bulunan her indirici trafo merkezinin tüketiciye kadar olan (AG noktaları) ya da bir başka indirici merkeze kadar olan kısmı yük noktası olarak anılmaktadır. Her yük noktası, beslendiği kaynaktan yük noktasına kadar olan elemanların arıza ya da yetersizliklerinden etkilenecektir. Fakat beslemedeki süreklilik hat üzerindeki eleman olarak nitelendirilen kablo, hava hattı, akım transformatörü, kablo eki, kesici, ayırıcı veya transformatör arızasından etkilenmekle birlikte kesicilerin ve hat ayırıcılarının açma kapama durumları, koruma elemanlarının etkisi ve yedek besleme kaynaklarının işleme kurallarından da etkilenir. Dağıtım ve transformatör merkezi güvenilirliği üretim yeterliliği ve karma sistem yeterlilik değerlendirmesinden oldukça farklı olmaktadır.

Frekans ve kesinti süre indisleri dağıtım ve transformatör merkezi güvenilirliği değerlendirmesinde oldukça önemlidir. Bir çok tüketici için kesinti frekansı ve süresi önemli olduğundan dağıtım sistemi güvenilirlik değerlendirmelerinde tüketici yük noktası frekansları önem kazanmaktadır.

Dağıtım ve transformatör merkezi güvenilirlik analizi analitik yöntemle yapılabilmektedir. Fakat sistemin boyutu büyüdükçe bu yöntemin uygulanması zorlaşmaktadır. Monte Carlo simülasyonunun durum-süre örneklemesinde indislerin ortalama değerlerinin yanı sıra olasılıksal dağılımlarını da elde edilmesi nedeniyle tercih edilmektedir. Ayrıca simülasyon yöntemi, tamir dağılımının karmaşık olduğu sistemlerde analitik yöntemde olduğu gibi bir çok kabul ve ihmallere yapmadan kolaylıkla uygulanabilir.

Sistemlerin güvenilirlik değerlendirmesi geçmiş performansı değerlendirmek ve gelecek performans tahmini olarak ikiye ayrılmaktadır. Genellikle varolan

sistemlerin geçmişe ait bilgileri toplanarak, geçmişe ait istatistiksel değerlendirmesi yapılmaktadır.

Gelecek performans tahmininde ise, sistemin koruma şemasının değişimi, işletim koşulları ya da yerleşim değişikliği olduğu yani sistemin planlaması yapılırken kullanılır.

Tezde, Şekil 5.2, Şekil 5.3 ve Şekil 5.4'te verilen dağıtım sistemlerinin, geçmiş verilerine dayanarak geçmiş performans değerlendirmesi yapılacak ayrıca otomasyon sistemine geçiş yapılırsa sistemin güvenilirliğini ne şekilde etkileyeceğini görmek için de gelecek performans tahmini yapılacaktır. Sistemin otomasyon ile kontrol ediliyor olması, sistemin arızalanma oranı ve tamir sürelerine etki etmemektedir. Ancak arızanın yerinin bulunma, yalıtılma ve yeniden besleme işlemlerinin sürelerini oldukça azaltmaktadır. Deneme yanılma yöntemiyle arıza yeri tespit ve yalıtılma işlemi ortalama olarak 1 saati aşmakta iken, otomasyon sistemi ile bu süre 1 dakikalara kadar kısaltılmaktadır ki bu da yüklerdeki yıllık toplam kesinti sürelerinin gözle görülür derecede kısılmasına etki edecektir.

5.3.1 Analitik Yöntem

Analitik yöntem ile temel güvenilirlik indisleri olan λ , r ve U hesaplanabilir. Dağıtım sistemlerinin, kaynaktan yük noktalarına kadar olan yol üzerindeki tüm elemanlar birbirlerine seri bağlı olduğu için analitik yöntem uygulanırken bölüm 2.5.2.1'de anlatıldığı gibi indisler hesaplanabilir [21].

Daha önce de bahsedildiği gibi, seri sisteme ait yük noktası arıza oranı, ortalama tamir süresi ve yıllık toplam kesinti süresi, sırasıyla (5.1), (5.2), ve (5.3) eşitlikleri ile verilebilir;

$$\lambda_s = \sum_{i=1}^N \lambda_i \quad (5.1)$$

$$\bar{r}_s = \frac{1}{\mu_s} = \frac{\sum_{i=1}^N \lambda_i \bar{r}_i}{\sum_{i=1}^N \lambda_i} \quad (5.2)$$

$$U_s = \lambda_s \bar{r}_s = \sum_{i=1}^N \lambda_i \bar{r}_i \quad (5.3)$$

Sistemde bulunan her yük noktası için ayrı ayrı besleme yolu üzerindeki elemanların etkisini hesaba katarak λ , r ve U temel indisleri hesaplanır. Bu indisleri kullanarak EK A'da verilen performans indisleri hesaplanabilir.

Şekil 5.1'deki temel dağıtım sistemine ait hem analitik hem de simülasyon sonuçları Tablo 5.10 ve Tablo 5.11'de verilmiştir [7]. Bu tabloda 2. sütundaki simülasyon sonuçları programı test etmek amacıyla, analiz için MATLAB'da yazılmış olan program ile bulunmuştur. 1. sütundaki sonuçlar ise makaledeki üstel dağılım ile elde edilmiş simülasyon sonuçlarıdır. Ayrıca analitik çözüm ile karşılaştırıldığında çok yakın değerler elde edilmiştir.

Yazılmış olan program [23]'deki dağıtım sistemi üzerinde de denenerek, hem temel yük noktası indisleri hem de sistem performans indislerinin tam olarak elde edildiği görülmüştür.

Tablo 5.10 Temel dağıtım sistemine ait arıza verileri [7]

Eleman	λ (arıza/yıl)	r (saat)	TAS (saat)
1	0,05200	5	1
2	0,04875	5	1
3	0,04875	5	1
4	0,03900	5	1
5	0,06375	5	1
6	0,05400	5	1
7	0,06700	5	1
8	0,06375	5	1

Tablo 5.11 Temel dağıtım sistemi analiz sonuçları

YN	λ			U		
	analitik	simulasyon		analitik	simulasyon	
		1	2		1	2
1	0,2523	0,2558	0,2524	0,9402	0,9509	0,9667
2	0,2425	0,2415	0,2425	0,8785	0,8272	0,8806
3	0,2555	0,2628	0,2548	0,9435	0,9555	0,9364
4	0,2523	0,2576	0,2518	0,8882	0,9122	0,8896

5.3.2 Monte Carlo Yöntemi

Analitik yöntemi güvenilirlik ölçüsünün sadece ortalama ya da beklenen değerini verir. Beklenen değer, yüklerin güvenilirlik temel indisleridir ve daha kullanışlıdır. Bu nedenle güvenilirlik ölçülerinin değişimine artan ihtiyaç olasılıksal dağılımlar ile karşılanmıştır. İstenen, arızanın kaç tane olacağının bilinmesi değil, olasılıksal dağılımlar ile arıza olma sayısının olasılığının bulunabilmesidir.

Monte Carlo simülasyon yöntemi ile temel indislerin ortalama ve beklenen değerlerinin yanısıra, arıza sayıları, toplam kesinti süreleri ve performans indislerinin olasılıksal olarak dağılımı bulunur.

Durum-süre örnekleme yöntemi, eleman ya da sistemin zamana bağlı geçiş işlemini ve gerçek döngüsünü kullanarak gerçek frekans ve süre indislerinin kolaylıkla hesaplanmasını sağladıkları için daha tercih edilir.

Durum-süre ve sistem durum geçiş örneklemeleri kullanılarak elektrik dağıtım sistemlerinde simülasyon yapılabilir. Elektrik dağıtım şebekeleri radyal işledikleri için, simülasyon yapılacak sistem seri olarak alınır. Yük noktaları kesintisi o yol üzerindeki herhangi bir elemanın arızası anlamına geldiği için yapay arıza üretildikten sonra en önce arızalanan elemanın süresi ilk arızaya kadar olan süre olarak alınır ve görev süresi bitene kadar sürdürülür.

Öncelikle analiz yapılacak şebeke parçalara ayrılmıştır. Örneğin ana besleme hattı, indirici transformatörler arasında kalan hatlara bölünmüştür. Bu parçalar üzerlerinde bulunan kablo, ayırıcı kablo eki gibi elemanlar birlikte bir bütün olarak alınmıştır. Her parçaya temsili bir numara verilmiş olup aynı şekilde kollar da bulunan elemanlar da numaralandırılmıştır. Tablolarda görülen OAA

değerlerine, kablo arızası, kablo başlığı arızası, keski arızası, ayırıcı arızası ve akım trafosu arızaları dahil olmaktadır.

OATS ve OAYS süreleri o elemana ait arıza ihbar, tespit ve yalıtım süreleridir. Arıza tespiti sırasında, hat başı kesici açtığından, ilk 1. eleman enerjilendirilip kesici kapatılır. Arıza bu bölgedeysen kesici tekrar açar, değil ise açmaz ve arızanın bu parçada olmadığı anlaşılır. Hattın ortasından başlanarak deneme-yanılma yöntemi ile arıza bulunur. Otomasyon yapılan şebekelerde bu işlem yapılmadan arıza olduğu andan itibaren yeri belli olmaktadır ve müdahale yapılmaktadır. Bu nedenle OATS ve OAYS süreleri çok kısa olmaktadır.

Simülasyon yapılmaya başlandığında tüm elemanların işletme durumunda olduğu varsayılıp, sistem için bir görev süresi belirlenmiştir.

Simulasyon adımları:

1. Tüm elemanlar için yapay T işletim süresi üretilir.
2. Bu işletim sürelerinden en az olanı bulunur.

$$T = \min\{T_i\}$$

bunun anlamı ilk olarak o elemanın arızalanmış olmasıdır.

3. Arızanın nerede olduğuna bakılır.

- i. Eğer arıza ana besleme hattı üzerinde bir elemanda ise;

Besleme hattı başındaki kesici açtığı için bu hattın beslenen bütün yükler, arıza tespit edilip, yalıtılana kadar kesintide kalır. Bu nedenle arızalı elemanın yerine göre bu açma kapama süresi AA üretilir. Bu süre T ile birlikte işletim süresine eklenir.

- ii. Eğer arıza yük dalı üzerinde ise;

Arızayı bu dalda bulunan kesici yalıtacağı için diğer yükler bundan etkilenmez. Fakat bu koldaki yükler, arıza giderilene kadar kesintide kalır. Bu kesinti süresi F, eleman tamir süresinden üretilir. F süresi, AA açma kapama süresi ve T süreleri işletim süresine eklenir.

4. Oluşan arıza giderildikten sonra işletim süreleri, verilen görev süresi ile karşılaştırılır.

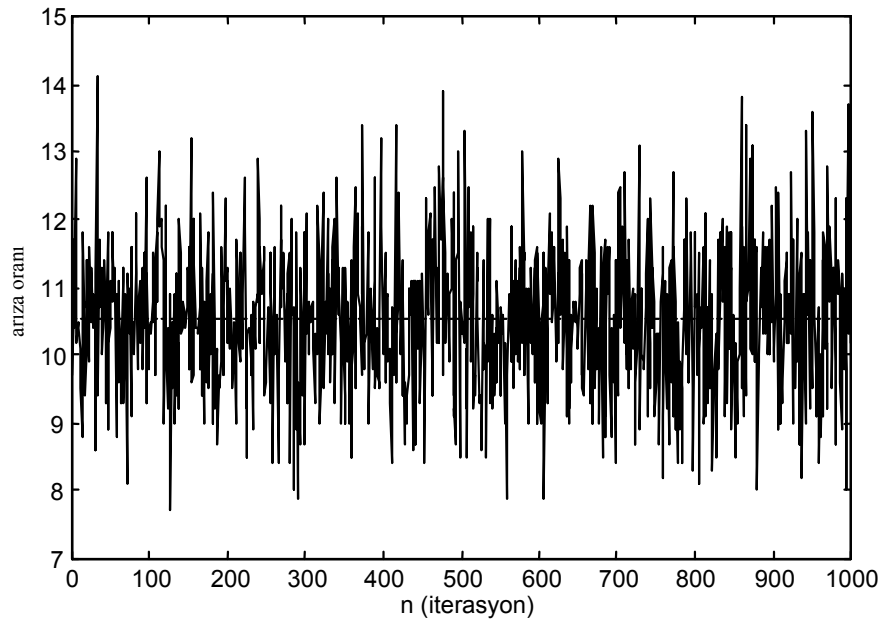
- i. Eğer işletim süresi görev süresinden küçükse 1. adıma dönülür.
- ii. Eğer işletim süresi görev süresinden büyük ya da görev süresine eşitse döngü sona erdirilir ve 5. adıma gidilir.

5. Yük noktalarına ait temel güvenilirlik indisleri hesaplanır.

6. Sistem performans indisleri hesaplanır.

Bu döngü gerekli sayıda tekrarlanır. Ayrıca analiz tüm yük noktaları için yapılır. Daha sonra sistemin performans değerlendirme indisleri hesaplanabilir. Şekil 5.5'te Sarıyer bölgesine ait 1. yük noktasının 10.000 yıllık simülasyon boyunca her simülasyonda elde edilen arıza oranının değişimi görülmektedir.

Simülasyonlar sonrası tüm sonuçların ortalaması olarak elde edilen arıza oranı değeri analitik çözümle elde edilen indise yakın 10,5 arıza/yıl değerine ulaşmaktadır.



Şekil 5.5 Sarıyer bölgesi 1. Yük noktasına ait temel indisin değişimi

Orta gerilim dağıtım şebekelerine ait yük noktası temel güvenilirlik indisleri Monte Carlo Simülasyonu ile MATLAB'da yazılmış olan ve EK C'de verilen

program ile elde edilmiştir. Simülasyon her sistem ve her deneme için 10.000 yıllık bir çalışma döngüsü düşünülerek yapılmıştır.

Yedek besleme olanağı olan ve olmayan sistemler için iki ayrı program yazılmıştır. Bunun nedeni ise radyal işleyen şebekelerin tek taraftan beslenmesi ve açık halka işleyen şebekelerde ise yüklerin birden fazla besleme imkanının olmasıdır. Bu işleyiş farkı simülasyon programının değişmesine neden olacaktır. Radyal şebekede hatta arıza olması durumunda arızalı hattın beslenen tüm yükler hat tamir edilene kadar enerjisiz kalacaktır.

Programda açık halka şebeke için her alçak gerilim yük noktaları için simülasyon yapılmış, yükün kesintiden etkilendiği tüm hatlar için hatta ait sabit arıza ve tamir oranlarından arızalanma ve tamir süreleri üreterek o noktanın kesintiden etkilenme sayısı ve sürelerini ifade eden temel yük indislerinin hesaplaması yapılmıştır. Aynı şekilde radyal şebeke için yük noktasının kesintiden etkilenme sayısı ve süresi temel indis olarak alınmıştır.

Simülasyonlar sonucu yük noktalarına ait temel indislerden yola çıkılarak sistemin performans indisleri hesaplanmıştır. Halka şebekeler için performans indisleri her iki ana besleme hattı için hesaplanmıştır. Bunun sebebi ise halkanın iki kolunun da değerlendirmesinin ayrı ayrı yapılmasının istenmesidir.

5.4 Sistem Sonuçları

5.4.1 Şebekelere Göre Sonuçlar

Şekil 5.2, Şekil 5.3 ve Şekil 5.4'te verilen ve tanımları yapılan 3 dağıtım şebekesinin analitik ve Monte Carlo yöntemiyle temel yük indisleri elde edilmiştir ve daha sonra şebekelerin her iki ana besleme hattı için performans indisleri bulunmuştur. Sistemin yük noktalarının kesintilerinin az veya kesinti sürelerinin kısa oluşu yük noktaları hakkında bilgi verir, fakat sistemin genel performansı hakkında bilgi vermez. Bu nedenle sistemleri diğerleri ile karşılaştırabilmek için EK A'da ayrıntılı olarak tanımlanmış olan performans indisleri hesaplanmalıdır. Bu indislerden, sistemin yıllık ortalama kesinti frekansının göstergesi olan SAIFI, sistemin yıllık ortalama kesinti süresinin göstergesi olan SAIDI, tüketici ortalama kesinti süresi göstergesi CAIDI, sistemin ortalama servis mümkünlüğü olan

ASAI, sağlanamayan yıllık enerji miktarını gösteren ENS hesaplanmış olup ayrıca, sistemde kesinti dolayısıyla satılamayan enerjinin maliyeti (SEM) de hesaplanmıştır. Bu hesaplamalarda elektriğin birim fiyatının 117.000 TL/kWh olarak alınmıştır. Tablolarda verilen SEM değerleri milyar TL mertebesinde. Amerika Birleşik Devletleri'nde elektrik dağıtım kurumları Tablo 5.12'de gösterilen performans indisi değerlerini indislerin ortalama kabul edilebilir değerleri olarak almaktadırlar. Bu nedenle yapılan gerçek sistem değerlendirmelerinde bu değerler ile karşılaştırmalar yapılacaktır.

Tablo 5.12 Dağıtım şebekelerinin performans indislerinin ortalama değerleri [24]

SAIFI (kesinti/yıl)	SAIDI (saat/yıl)	CAIDI (saat/yıl)	ASAI (%)
1,18	1,6	1,28	0,999375

i) İTÜ-Ayazağa Kampüsü Dağıtım Şebekesi

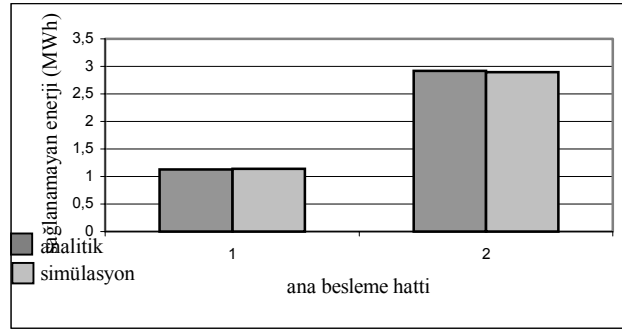
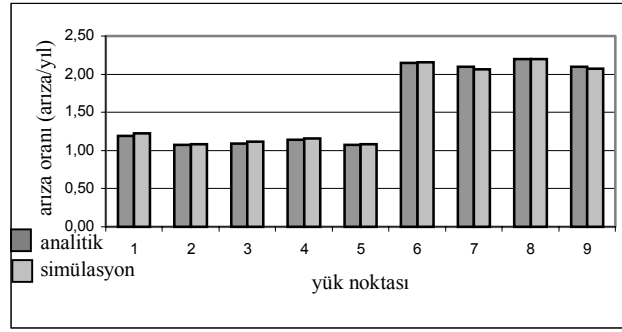
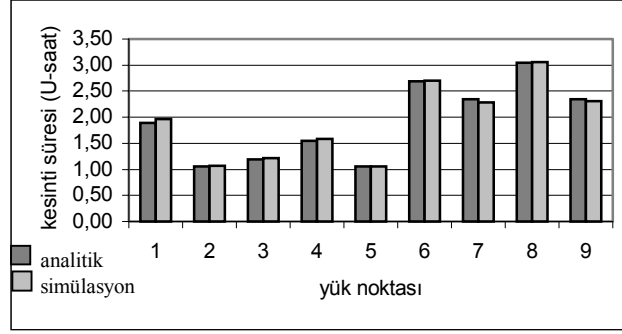
Şekil 5.2'de verilen Ayazağa kampüsü dağıtım şebekesi açık halka olarak çalışmaktadır. Sistemin geçmiş bilgilerinden yararlanarak elde edilen sonuçlar Tablo 5.13 ve Tablo 5.14'de verilmiştir. Şebekenin analitik ve simülasyon çözümleri Şekil 5.6'daki grafikte gösterilmiştir. Görüldüğü gibi analitik ve simülasyon sonuçları birbirlerine oldukça yakındır. Şebekenin bir tarafının analizi yapılırken diğer taraf analitik yöntemin aksine %100 güvenilir kabul edilmediği için simülasyon yönteminde şebekenin iki tarafı da analiz sonucunda etkili olmaktadır. Dolayısıyla simülasyon sonuçları analitik sonuçlara göre daha fazla çıkmaktadır.

Tablo 5.13 İTÜ Dağıtım Şebekesine ait analiz sonuçları

İTÜ						
HALKA ŞEBEKE						
	analitik			simülasyon		
	λ	r	$U=(\lambda \times r)$	λ	r	$U=(\lambda \times r)$
LP1	1,19	1,59	1,89	1,22	1,61	1,96
LP2	1,07	0,99	1,05	1,08	0,98	1,06
LP3	1,09	1,10	1,19	1,11	1,09	1,22
LP4	1,14	1,35	1,54	1,16	1,35	1,58
LP5	1,07	0,99	1,05	1,08	0,98	1,06
LP6	2,15	1,25	2,69	2,15	1,26	2,71
LP7	2,10	1,11	2,34	2,07	1,11	2,29
LP8	2,20	1,38	3,04	2,20	1,39	3,06
LP9	2,10	1,11	2,34	2,07	1,12	2,31

Tablo 5.14 İTÜ Dağıtım Şebekesine ait sistem performans indisleri

analitik		simülasyon	
ENS1	1,126	ENS1	1,140
ENS2	2,916	ENS2	2,897
SEM1	0,131	SEM1	0,134
SEM2	0,341	SEM2	0,338



Şekil 5.6 Ayazağa kampüsü güvenilirlik indisleri analitik ve simülasyon sonuçları

Şekil 5.6’te de görüldüğü gibi 2. ana besleme hattı arıza oranı, kesinti süresi ve sağlanamayan enerji miktarının fazlalığı nedeni ile 1. hatta oranla daha düşük güvenilirlik değerlerine sahiptir.

ii) Sarıyer Dağıtım Şebekesi

Şekil 5.3'te verilen Sarıyer dağıtım şebekesi de açık halka işlemektedir. Bu şebekeye ait arıza oranları Tablo 5.4'de görüldüğü gibi çok yüksektir. Bu nedenle yük noktalarının ortalama yıllık kesinti süreleri, sayıları ve toplam sağlanamayan enerji süresi diğer şebekeye oranla daha yüksek çıkmıştır. Bu da şebekenin Ayazağa kampüsü şebekesine oranla daha düşük güvenilirliğe sahip olması anlamına gelmektedir. Tablo 5.15 ve 5.16'da hesaplanan yük noktası ve performans indisleri verilmiştir.

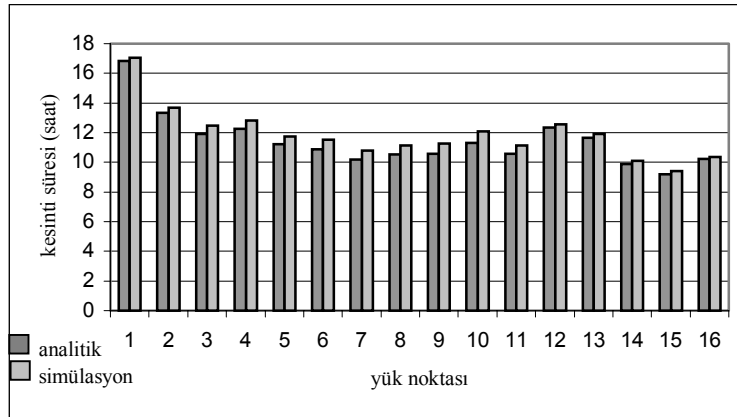
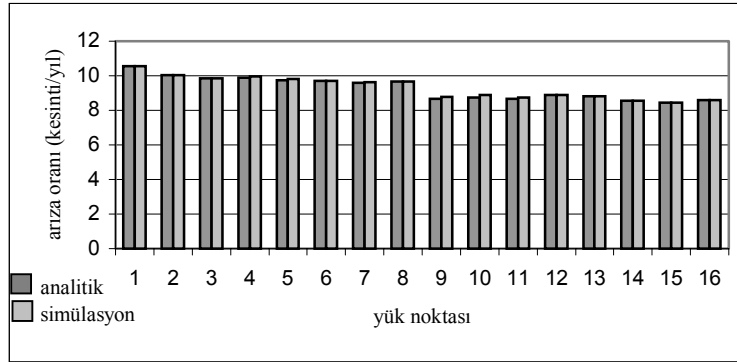
Sarıyer dağıtım şebekesine ait temel ve performans indislerinin yük noktaları ve ana besleme hatlarına göre dağılımları Şekil 5.7-5.12'de verilmiştir. Sonuçlara göre elde edilmiş olan bu grafiklerde 1. ana besleme hattının diğerine oranla güvenilirlik değerlerinin ve servis mümkünlüğünün düşük değerde olduğu görülmektedir. Bu ana besleme hattının düşük güvenilirlik değerine sahip olmasının en büyük nedeni 1. Ana besleme hattının daha yüksek arıza oranına sahip olmasıdır. Çünkü bu hat, kazı çalışmalarının çok sıklıkla yapıldığı bir bölgede tesis edilmiştir ve o bölgede kaçak elektrik kullanımı sonucu hattın yükü fazla yüklenmesi de arıza oranlarının artmasına neden olmaktadır.

Tablo 5.15 Sarıyer Dağıtım Şebekesine ait Sistem performans indisleri

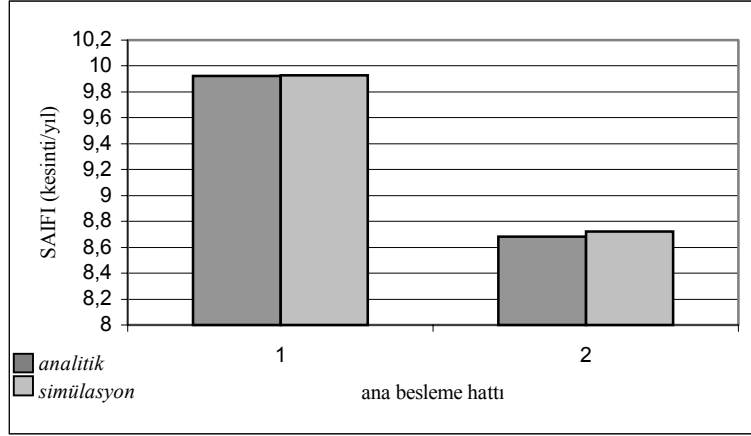
	analitik	simülasyon
SAIFI1	9,92	9,93
SAIFI2	8,68	8,72
SAIDI1	12,44	12,93
SAIDI2	10,81	11,22
CAIDI1	1,25	1,30
CAIDI2	1,24	1,28
ENS1	46,88	48,70
ENS2	55,31	57,13
SEM1	5,49	5,69
SEM2	6,47	6,68
ASAI1	0,9986	0,9985
ASAI2	0,9988	0,9987

Tablo 5.16 Sarıyer Dağıtım Şebekesine ait analiz sonuçları

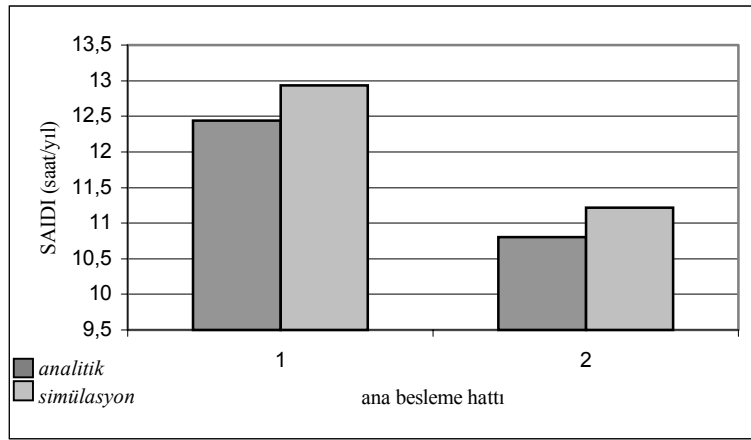
SARIYER						
HALKA ŞEBEKE						
halka	analitik			simülasyon		
	λ	r	$U=(\lambda \times r)$	λ	r	$U=(\lambda \times r)$
LP1	10,55	1,59	16,82	10,55	1,62	17,06
LP2	10,05	1,33	13,32	10,02	1,37	13,69
LP3	9,85	1,21	11,92	9,86	1,27	12,47
LP4	9,90	1,24	12,27	9,97	1,29	12,82
LP5	9,75	1,15	11,22	9,81	1,20	11,76
LP6	9,70	1,12	10,87	9,71	1,19	11,51
LP7	9,60	1,06	10,17	9,62	1,12	10,77
LP8	9,65	1,09	10,52	9,67	1,15	11,12
LP9	8,65	1,22	10,59	8,76	1,28	11,25
LP10	8,75	1,29	11,29	8,88	1,36	12,07
LP11	8,65	1,22	10,59	8,73	1,27	11,15
LP12	8,90	1,39	12,34	8,88	1,42	12,56
LP13	8,80	1,32	11,64	8,83	1,35	11,91
LP14	8,55	1,16	9,89	8,54	1,18	10,11
LP15	8,45	1,09	9,19	8,45	1,11	9,41
LP16	8,60	1,19	10,24	8,58	1,21	10,38



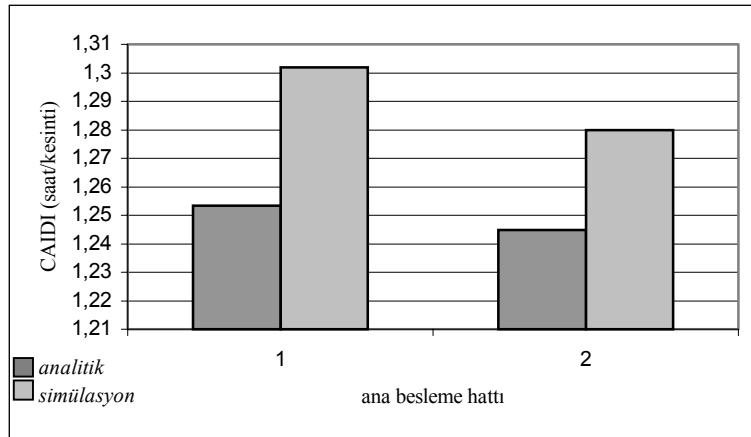
Şekil 5.7 Sarıyer şebekesi temel güvenilirlik indisleri analitik ve simülasyon sonuçları



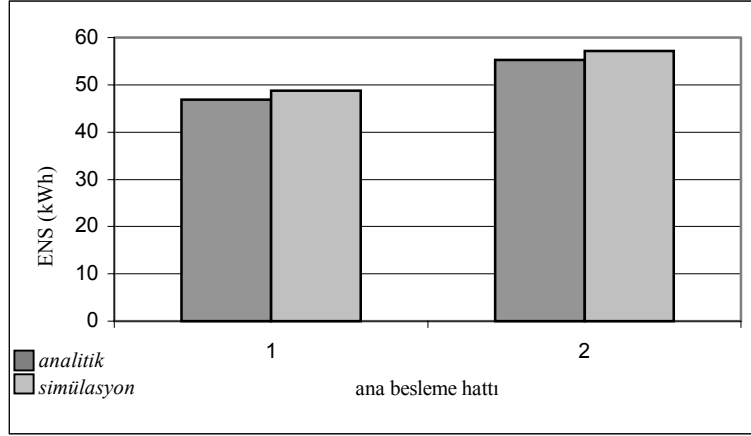
Şekil 5.8 Sarıyer şebekesi ortalama kesinti frekansı performans indisi



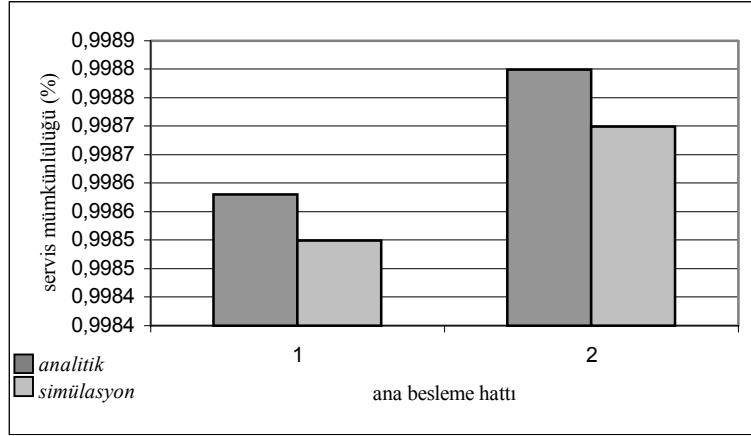
Şekil 5.9 Sarıyer şebekesi ortalama kesinti süresi performans indisi



Şekil 5.10 Sarıyer şebekesi tüketici ortalama kesinti süresi performans indisi



Şekil 5.11 Sarıyer şebekesi sağlanamayan enerji miktarı performans indisleri



Şekil 5.12 Sarıyer şebekesi ana besleme hatları mümkünlülüğü performans indisleri

iii) Maltepe Dağıtım Şebekesi

Şekil 5.4'te verilen Maltepe dağıtım şebekesi 7 yıllık bir çalışma dönemine sahip yeni bir şebekedir. Bunun da etkisiyle arıza oranları da düşük olmaktadır. Bunun da etkisiyle şebekenin Tablo 5.17 ve 5.18'de simülasyon ve analitik sonuçları verilen yük noktası ve performans indisleri Tablo 5.12'de verilen ortalama değerlere yakın olmaktadır.

Şekil 5.13, 5.14, 5.15, 5.16, 5.17 ve 5.19'da Maltepe dağıtım şebekesinin yük noktaları ve sistem performans indisleri verilmiştir. Tablolarda hem analitik hem de simülasyon sonucu elde edilen sonuçlar bulunmaktadır.

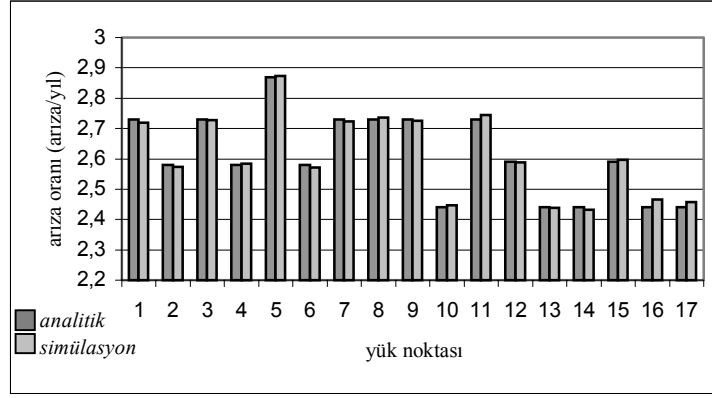
Tablo 5.17 Maltepe Dağıtım Şebekesine ait analiz sonuçları

MALTEPE						
HALKA ŞEBEKE						
Halka	analitik			simülasyon		
	λ	r	$U=(\lambda \times r)$	λ	r	$U=(\lambda \times r)$
LP1	2,73	0,901	2,460	2,72	0,902	2,453
LP2	2,58	0,837	2,160	2,57	0,838	2,156
LP3	2,73	0,794	2,170	2,72	0,793	2,1645
LP4	2,58	0,782	2,020	2,58	0,781	2,019
LP5	2,87	0,954	2,740	2,87	0,948	2,725
LP6	2,58	0,782	2,020	2,57	0,784	2,016
LP7	2,73	0,901	2,460	2,72	0,902	2,457
LP8	2,73	0,794	2,170	2,73	0,785	2,174
LP9	2,73	0,794	2,170	2,72	0,794	2,165
LP10	2,44	0,847	2,067	2,44	0,835	2,043
LP11	2,73	0,942	2,572	2,744	0,949	2,605
LP12	2,59	0,856	2,217	2,58	0,852	2,206
LP13	2,44	0,904	2,207	2,43	0,915	2,23
LP14	2,44	0,904	2,207	2,43	0,904	2,199
LP15	2,59	0,856	2,217	2,59	0,853	2,21
LP16	2,44	0,875	2,137	2,46	0,879	2,16
LP17	2,44	0,847	2,067	2,45	0,842	2,070

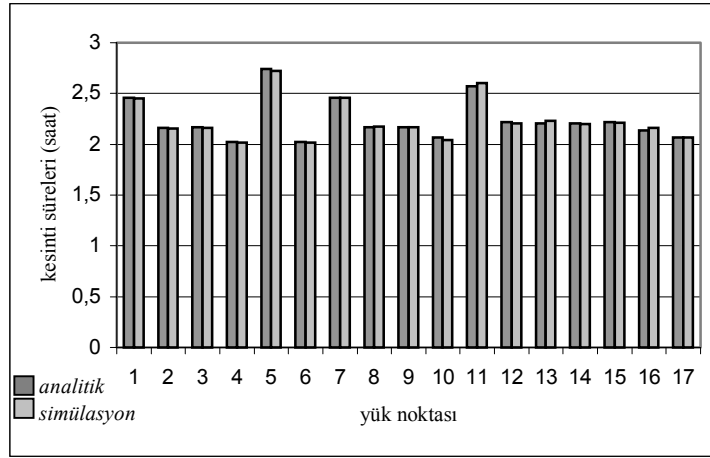
Tablo 5.18 Maltepe Dağıtım Şebekesine ait Sistem Performans İndisleri

	analitik	simülasyon
SAIFI1	2,685	2,6812
SAIFI2	2,519	2,5369
SAIDI1	2,288	2,2838
SAIDI2	2,227	2,2347
CAIDI1	0,852	0,8518
CAIDI2	0,884	0,8844
ENS1	18,463	18,4338
ENS2	15,761	15,8162
SEM1	2,160	2,156
SEM2	1,844	1,85
ASAI1	0,99973	0,9997
ASAI2	0,99974	0,9997

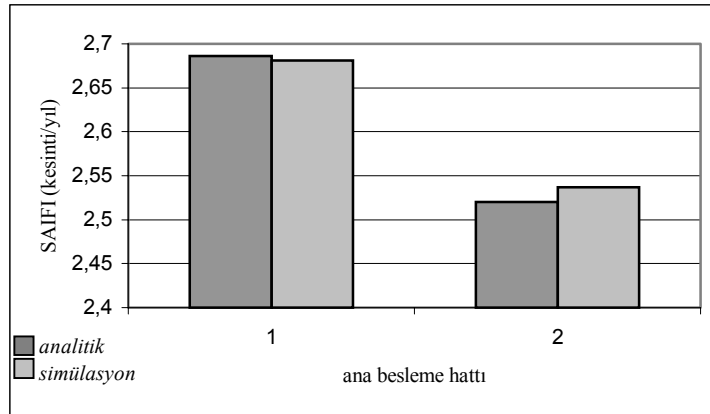
Maltepe dağıtım şebekesi, 1,5 senedir otomasyon ile kontrol edilmektedir. Fakat henüz uygulama aşamasında olduğu için sistem tam olarak işleyememektedir. Otomasyon uygulamasına tam olarak geçildiği zaman sistemin gelecekteki davranışının tahmini için Bölüm 6'da bu şebekeye ve diğerlerine ait gelecek performans tahmini yapılacaktır.



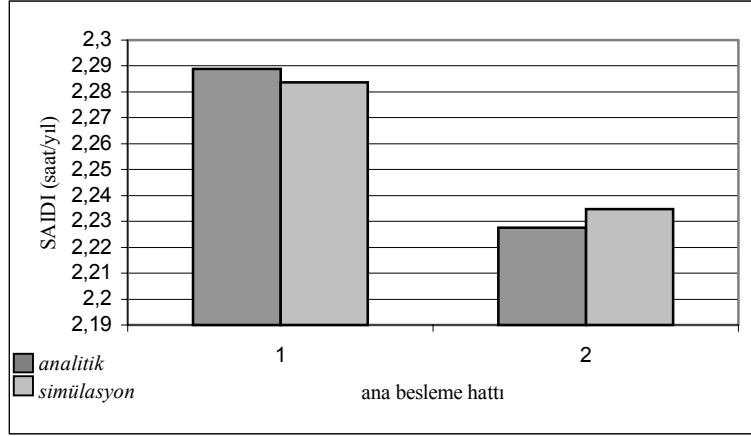
Şekil 5.13 Maltepe şebekesi arıza oranı indisi analitik ve simülasyon sonuçları



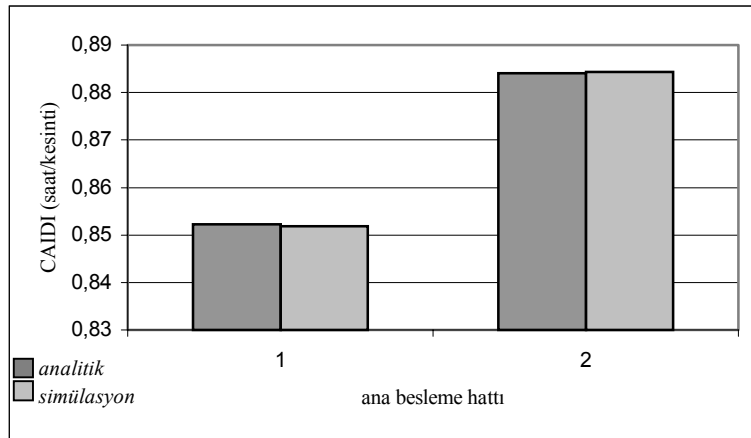
Şekil 5.14 Maltepe şebekesi kesinti süresi indisi analitik ve simülasyon sonuçları



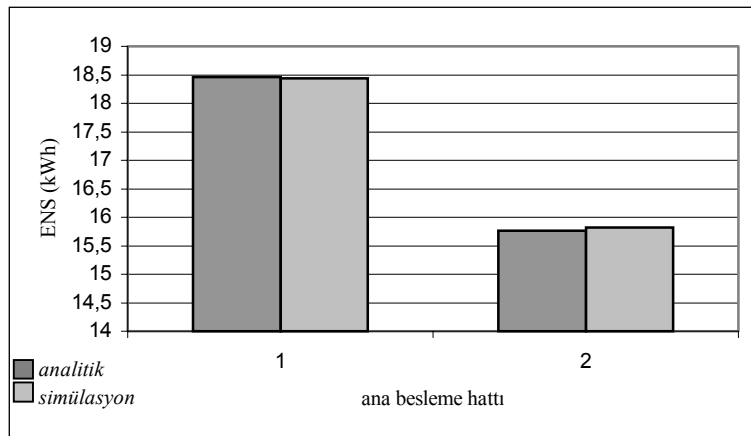
Şekil 5.15 Maltepe şebekesi ortalama kesinti frekansı performans indisi



Şekil 5.16 Maltepe şebekesi ortalama kesinti süresi performans indisi



Şekil 5.17 Maltepe şebekesi tüketici ortalama kesinti süresi performans indisi



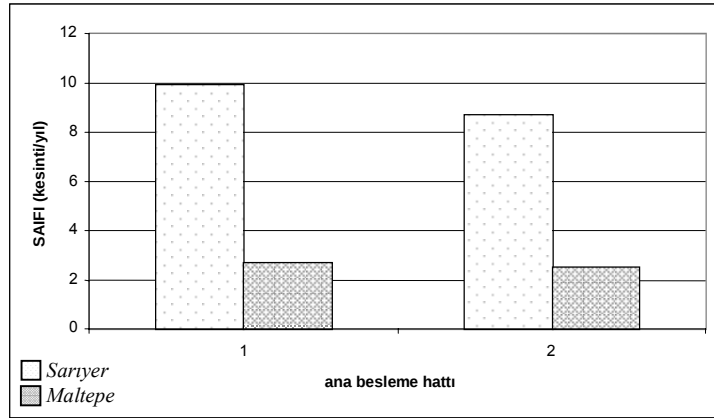
Şekil 5.18 Maltepe şebekesi sağlanamayan enerji miktarı performans indisi

5.4.2 Dağıtım Sistemlerinin Performans İndislerinin Karşılaştırılması

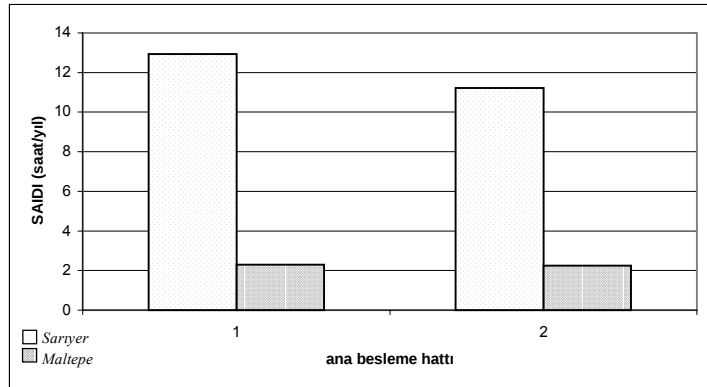
Sarıyer ve Maltepe bölgelerini besleyen dağıtım şebekesi Ayazağa kampüsünü besleyen şebekenin aksine yerleşim yerlerini beslemektedir. Bu nedenle şebekelere ait abone sayıları belirlenebilmektedir. Bunun sonucu olarak EK C’de tanımlanan performans indisleri hesaplanabilmektedir.

Şekil 5.19, 5.20, 5.21, 5.22’de, karşılaştırma yapabilmek için oluşturulmuş olan grafiklerde kullanılan performans indisleri simülasyon sonucu elde edilmiş olan indislerdir.

Şekil 5.19’de Sarıyer ve Maltepe şebekelerinin yıllık ortalama kesinti frekansları görülmektedir. Sarıyer bölgesinin her iki besleme hattının indisleri Maltepe’den daha fazla, ayrıca Tablo 5.12’deki değerden de oldukça fazladır. Bu indise göre Sarıyer bölgesi güvenilirliği düşük, Maltepe bölgesinin ise kabul edilebilir değere yakındır.

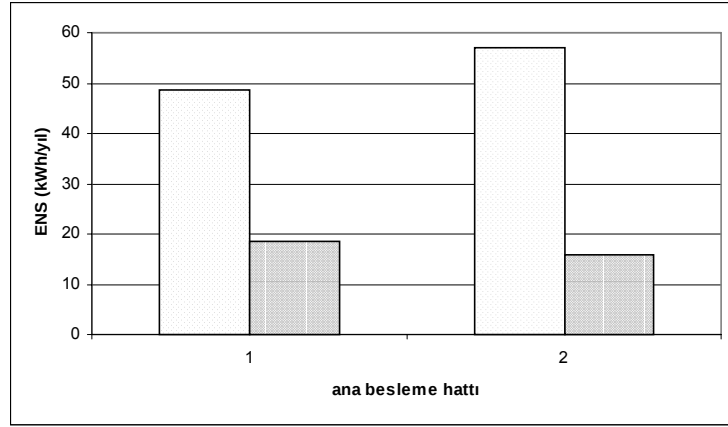


Şekil 5.19 Sarıyer ve Maltepe şebekelerinin SAIFI indislerinin karşılaştırılması

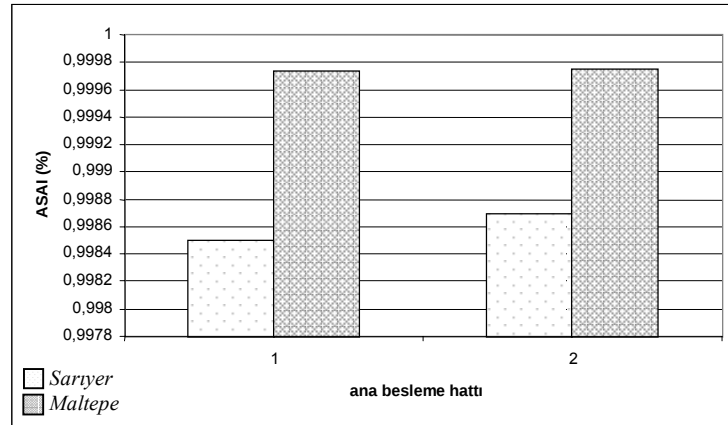


Şekil 5.20 Sarıyer ve Maltepe şebekelerinin SAIDI indislerinin karşılaştırılması

Şebekelerin ortalama kesinti sürelerinin (Şekil 5.20) ifadesi olan SAIDI indisi Sarıyer bölgesi için 10 saati aşmakta iken Maltepe bölgesinde 2 saat civarlarında kalmaktadır. Bu indisin ortalama değeri 1,6 saattir (Tablo 5.12), buna göre de Sarıyer bölgesi şebekesi güvenilirliği düşük, Maltepe'ninki ise nispeten daha yüksek olmaktadır. Şekil 5.21'de iki şebekenin yıllık sağlanamayan enerji miktarları MWh cinsinden verilmiştir. Sarıyer şebekesinin iki ana besleme hattından 100 MWh bir kayıp bulunmakta iken Maltepe'de bu değer 30 MWh civarlarında olmaktadır. Sarıyer şebekesinin sağlayamadığı enerji miktarı diğerinin 3 katı kadardır. Gerilim seviyesinin yaklaşık 3 kat fazla olduğunu düşünürsek, Sarıyer bölgesindeki kaybın değeri daha da artmaktadır.



Şekil 5.21 Sarıyer ve Maltepe şebekelerinin ENS indislerinin karşılaştırılması



Şekil 5.22 Sarıyer ve Maltepe şebekelerinin ASAI indislerinin karşılaştırılması

Son olarak Şekil 5.22'deki servis mümkünlüğü değerlerini karşılaştıracak olursak, Sarıyer bölgesi şebekesinin yetersiz kalacağı, Maltepe'nin ise sınır değerler içinde kaldığı görülmektedir.

Sonuçta tüm performans indislerini hesaba katarak bir değerlendirme yapmak gerekirse Sarıyer bölgesi dağıtım şebekesinin besleme sürekliliği açısından kötü, Maltepe bölgesi dağıtım şebekesinin ise kabul edilebilir güvenilirlik değerinde olduğu görülmektedir.

5.4.3 Analitik ve Simülasyon Sonuçlarının Karşılaştırılmaları

Tezde, gerçek dağıtım sistemleri üzerinde güvenilirlik analizi analitik ve Monte Carlo simülasyonu yöntemleri ile elde edilmiştir. Bu yöntemlerden elde edilen sonuçları karşılaştıracak olursak, halka şebeke olarak işleyen bu şebekelerin kesinti sayıları ve süreleri gibi temel yük noktası indisleri ve performans indisleri simülasyon yönteminde daha fazla çıkmaktadır. Bunun en büyük nedeni simülasyonun sistemin tüm doğal davranışını yansıtabilmesidir. Örneğin analitik yöntemde çözüm yapılırken açık halka şebeke için arıza durumunda diğer besleme hattının %100 güvenilir olduğu varsayılmaktadır. Böylelikle kesinti süresi ve arıza oranları gerçek sistem değerlerinden düşük çıkmaktadır.

Tablo 5.19’da İTÜ Ayazağa şebekesinin radyal çalışması durumunda elde edilen yük noktası indislerinin, hem analitik hem de simülasyon sonuçları verilmiştir. Bu tabloda yer alan simülasyon sonuçları Monte Carlo simülasyonu ile toplam 10.000 yıllık bir çalışma periyodu için elde edilmiştir.

Tablo 5.19 İTÜ-Ayazağa kampüsü radyal işletim sonuçları

	Analitik	MCS		analitik	MCS	
	λ	λ	fark (%)	$U=(\lambda x r)$	$U=(\lambda x r)$	Fark (%)
LP1	1,190	1,198	0,67	3,847	3,843	-0,10
LP2	1,070	1,075	0,47	3,281	3,288	0,21
LP3	1,090	1,095	0,46	4,067	4,040	-0,66
LP4	1,140	1,150	0,87	5,652	5,614	-0,67
LP5	1,070	1,073	0,28	5,420	5,410	-0,18
LP6	2,150	2,171	0,97	11,199	11,050	-1,33
LP7	2,100	2,088	-0,57	9,377	9,476	1,06
LP8	2,200	2,180	-0,92	7,636	7,728	1,20
LP9	2,100	2,101	0,05	5,850	5,804	-0,79

Tablo 5.20 İTÜ-Ayazağa kampüsü açık halka işletim sonuçları

	Analitik	MCS		analitik	MCS	
	λ	λ	fark (%)	$U=(\lambda x_r)$	$U=(\lambda x_r)$	fark (%)
LP1	1,19	1,22	2,67	1,89	1,96	3,47
LP2	1,07	1,08	1,05	1,05	1,06	0,83
LP3	1,09	1,11	2,06	1,19	1,22	1,82
LP4	1,14	1,16	1,75	1,54	1,58	2,31
LP5	1,07	1,08	0,93	1,05	1,06	0,26
LP6	2,15	2,15	0,19	2,69	2,71	0,59
LP7	2,10	2,07	-1,57	2,34	2,29	-2,26
LP8	2,20	2,20	-0,14	3,04	3,06	0,59
LP9	2,10	2,07	-1,29	2,34	2,31	-1,24

Radyal çalışma için görüldüğü gibi analitik ile simülasyon sonuçları arasındaki farklar %1'den büyük olmamaktadır. Bu nedenle radyal işleyen ve basit yapıli şebekelerin güvenilirlik analizinde analitik yöntem tercih edilmelidir. Fakat eğer sistemin işlevi analitik yöntem ile tam olarak ifade edilemiyor ve sistem büyük ise simülasyon yöntemi tercih edilmelidir.

Tablo 5.20'de açık halka işleyen dağıtım şebekesi analitik ve simülasyon sonuçları verilmiştir. Hesaplanan yük noktası indisleri iki yöntemde de yakın değerler olmakla beraber, simülasyon yönteminde 1. ana hattın arızası durumunda ikinci hattın da arızalanabilme olasılığı hesaba katıldığı için sonuçlar biraz daha fazla çıkmaktadır. 2. hattın arızalanma olasılığı, şebekelerin arıza oranlarının yüksek olması nedeniyle düşünülmüştür. Eğer oranlar düşük olsaydı bu olasılığı düşünmeye gerek kalmayacaktı.

6. SONUÇ VE ÖNERİLER

6.1 Dağıtım Sistemlerinde Güvenilirliğe Etkiyen Faktörler

Elektrik dağıtım sistemlerinin güvenilirliği bir çok faktöre bağlı kalmaktadır. Dağıtım sistemindeki gerilim seviyesi, sistem tasarımı, otomasyon, hattın çeşidi (hava hattı, kablo hattı), sistemdeki değişiklikler, çevre koşulları personel nitelikleri ve sistemde kullanılan elemanların hepsi bir bütün olarak sistemin güvenilirliğini etkilemektedir.

6.1.1 Dağıtım Şebekesinin Şeklinin Güvenilirliğe Etkisi

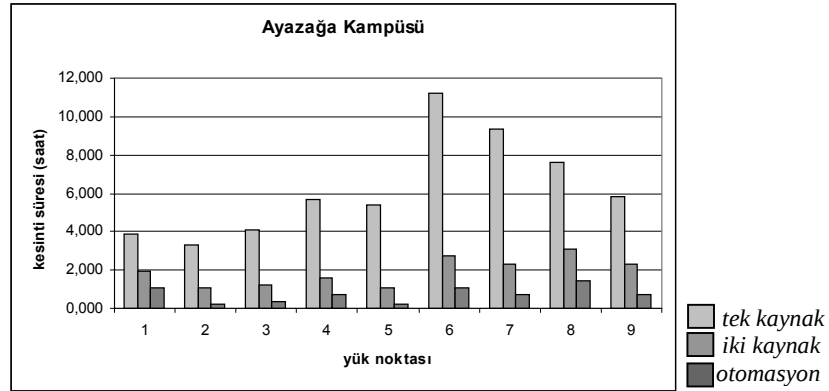
Üç fazlı dağıtım sistemleri en fazla yaklaşık olarak 40 km uzunluğunda olmaktadır. Türkiye’de gerilim seviyeleri ise 34,5 kV’a kadar olmakla birlikte yaygın olarak 10,5 kV seviyesindedir. Üç fazlı dağıtım şebekeleri, genellikle hava hattı şeklinde inşa edilmiştir, yeni yapılan hatlar genellikle yer altı hattı olarak yapılmaktadır. Yer altı kablo hatları, hava hatlarına göre rüzgar, yıldırım çarpması, hayvanların etkisi ve diğer çevre koşulları gibi, doğal etkilere karşı korumalı olduğu için daha avantajlıdır. Bir başka taraftan, yeraltı kablo hatlarında sürekli arıza durumlarında arıza yerini bulmak ve arızayı gidermek çok zordur. Dağıtım sistemleri sigorta, dağıtım trafosu, akım trafosu kesici ve ayırıcıdan oluşmaktadır. Sistemi oluşturan herhangi bir elemandaki arıza sistemin tümünün güvenilirliğini etkilemektedir.

Elektrik dağıtım sistemleri, radyal, halka, açık halka ve ya gözlü şebeke şeklinde çalışmaktadır. Türkiye’de genellikle açık işleyen halka şebekeler kullanılmaktadır, radyal şebekelere de rastlanmaktadır.

Radyal şebekeler yapıları gereği tek taraftan besleme yaptığı için, sistemdeki kesinti süresi diğer sistemlere oranla daha yüksektir. Sistemin küçük bir kısmında arıza olduğunda başka bir besleme kaynağı olmadığından tüm tüketiciler enerjisiz kalacaktır. Radyal şebeke arıza sürelerine bakıldığında ortalama olarak 20-25 saat kesinti süresi olduğu görülmektedir.

Sarıyer bölgesi ve Ayazağa kampüsü dağıtım şebekelerinin radyal, açık halka işleme durumlarında ve otomasyon ile kontrol edilmesi durumundaki simülasyon ile elde edilen yük noktalarına ait yıllık kesinti sürelerinin şebeke şekline göre gösterdiği değişim Şekil 6.1 ve 6.2’de görülmektedir. Sonuçlar şebekenin her iki ana besleme şebekesi için ayrı ayrı yapılmıştır. Şekilden de görüldüğü gibi radyal şebekelerde hattın sonlarına doğru beslenen yüklerin kesinti sürelerinde bir artış olmaktadır. Daha koyu renkli gösterilen açık halka işleme durumunda kesinti süreleri Ayazağa için 2 Sarıyer için ise 8 saate kadar düşmektedir. Şekilde en koyu olarak gösterilen kesinti süreleri beslemenin otomasyon ile kontrol edildiği sistemin sonuçlarıdır. Otomasyonun etkisi ilerideki bölümde ele alınacaktır.

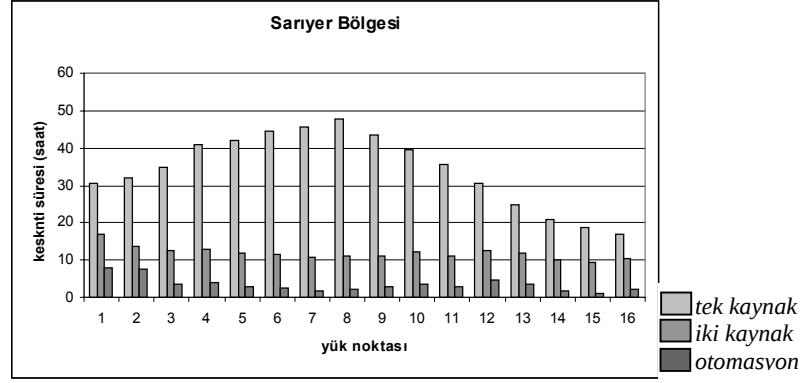
Sistemin şeklinin kesinti süreleri üzerinde etkisi büyüktür, fakat arıza oranları üzerinde bir etkisi yoktur. Çünkü sistemin herhangi bir yerinde arıza olduğunda hat başı kesici açacağı için tüm yük noktaları bundan etkilenecektir. Bu nedenle arızalanma oranları yük noktaları için şebeke şekline göre değişmemektedir.



Şekil 6. 1 Ayazağa kampüsü kesinti sürelerinin şebeke şekline göre değişimi

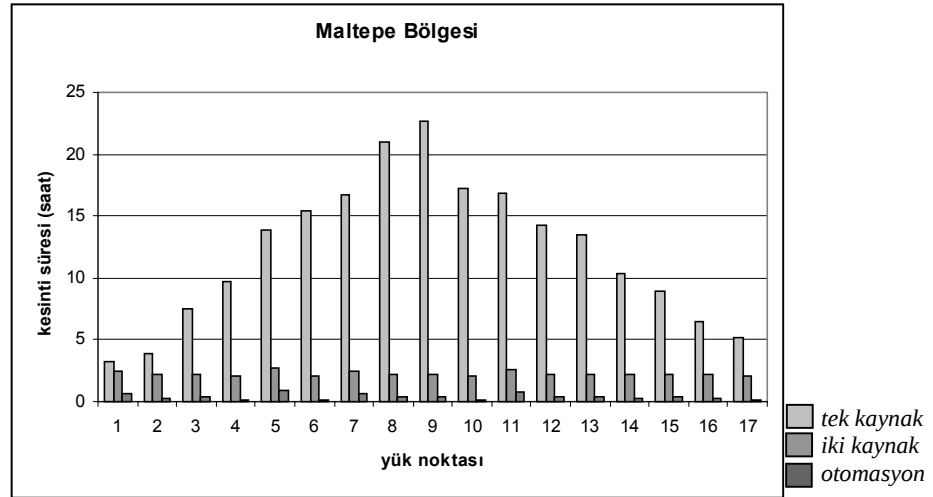
6.1.2 Dağıtım Şebekesinde Besleme Otomasyonunun Güvenilirliğe Etkisi

İstanbul’da tüm dağıtım şebekeleri gerilim seviyesinin 34,5 kV’a geçiş projesi sürdürülmektedir ve 2010 yılına kadar tüm 10,5 kV’luk sistemlerin 34,5 kV’a geçirileceği tahmin edilmektedir. Bu proje TÜBİTAK-BİLTEN tarafından yürütülmektedir [25].



Şekil 6. 2 Sarıyer bölgesi kesinti sürelerinin şebeke şekline göre değişimi

Orta gerilim dağıtımının 34,5 kV'tan düzenlenmesi durumunda besleme hatları ile 10,5 kV dağıtıma göre çok daha uzağa ve daha fazla yük taşınabildiği için, mevcut planlanan 154/34,5 kV merkezlerin dışında başka bir merkez geliştirmeye gerek kalmamaktadır. En önemlisi de büyük şehirde indirici merkezler için yer bulunması sorununun da ortadan kalkmış olmasıdır. Fakat güvenilirlik açısından sistemi inceleyecek olursak sistemin boyutunun ve dağıttığı gücün artmış olması güvenilirliğini de ters yönde etkileyecektir. Bu nedenle geçiş yapılan sistemler için besleme otomasyonu yapılmaktadır. Otomasyon arızanın yerinin tespiti, yalıtılması ve kesintideki yüklerin yeniden beslenmesi sürelerini kısalttığı görülmüştür.

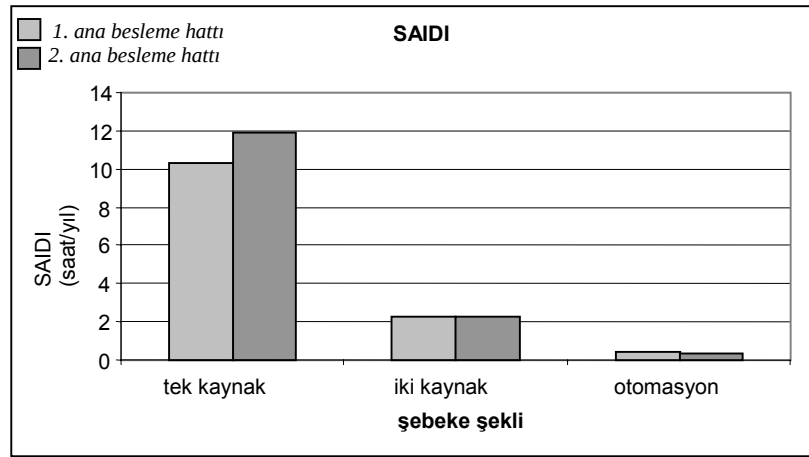


Şekil 6. 3 Maltepe bölgesi göre kesinti sürelerinin şebeke şekline göre değişimi

Açık halka işleyen sistemde bu işlem 1,5 saat sürmekteyken, otomasyonlu sistemde 1 dakikaya kadar kısalmaktadır. Fakat Maltepe şebekesinde henüz tam olarak

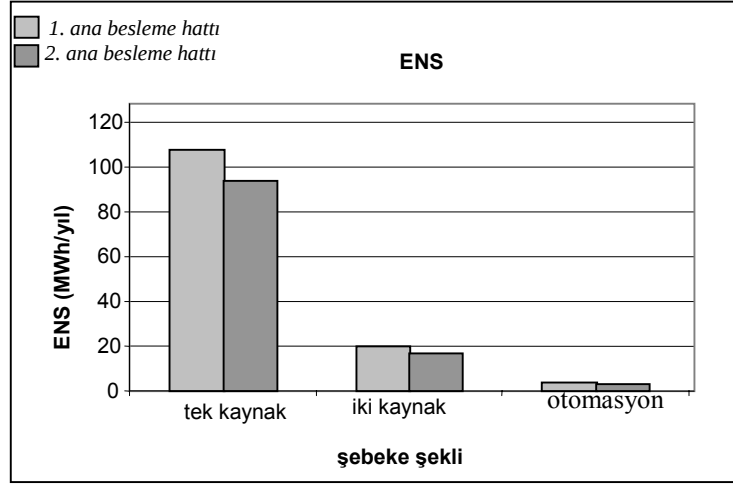
otomasyona geçilememiştir. Şekil 5.3’de verilen otomasyon uygulaması yapılmış sistem değerleri sistemin gelecek performansının değerlendirilmesi açısından önemlidir.

Sistemde arıza halinde sadece arızanın yeri her hat başı ve sonuna yerleştirilmiş olan hat başı terminalleri ile belirlenir ve ana merkeze bildirilir. Böylece arıza olduktan çok kısa süre sonra arıza algılanmış olur. Arıza belirlendikten sonra uzaktan kumandalı anahtarlar ile arıza yalıtılarak, yükler diğer taraftan beslenir. Bu işlemlerin yapılması eğer tam bir uygulama varsa 1 dakika sürecektir.

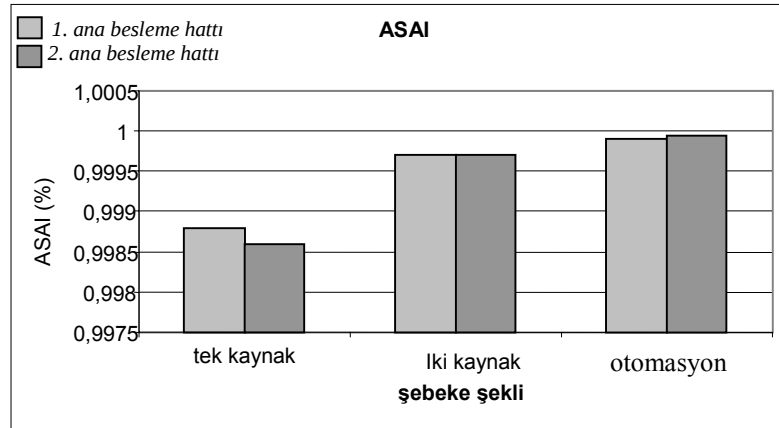


Şekil 6.4 Maltepe bölgesi şebekesi SAIDI indisinin şebeke şekline göre değişimi

Şekil 6.4, Şekil 6.5 ve Şekil 6.6’da Maltepe dağıtım şebekesinin sistem performans indislerinin şebekenin şekline göre gösterdiği değişimler verilmiştir. Şekillerdeki grafiklere göre sistemin ortalama kesinti süresi (SAIDI) radyal durumda 10 saati bulmakta iken açık halka şebekede 2 saat, otomasyon ile kontrol edilen şebekede ise 1 saatten bile az olmaktadır. Aynı şekilde sistemin sağlanamayan enerji miktarını gösteren performans indisi (ENS) şebekenin radyal, açık halka ve otomasyon ile kontrol ediliyor olması durumunda sırasıyla, 100 MWh, 20 MWh ve 2-3 MWh değerlerine ulaşmaktadır. Açıkça görüleceği gibi sistemin performansı otomasyon uygulamasına geçildiği taktirde güvenilirliği uygun değerlere ulaşmaktadır. Servis mümkünlülüğü indisi otomasyon uygulaması yapılırsa % 0,9995 değerine ulaşarak halka şebekeyi güvenilir bir şebeke haline getirmektedir.



Şekil 6. 5 Maltepe bölgesi şebekesi ENS indisinin şebeke şekline göre değişimi



Şekil 6. 6 Maltepe bölgesi şebekesi ASAI indisinin şebeke şekline göre değişimi

6.1.3 Gerilim Seviyesinin Dağıtım Güvenilirliğine Etkisi

Dağıtım sistemlerinin, daha yüksek gerilimlerde tasarlanması için uygunluğa karar vermek oldukça zordur. Tasarım yapılırken genellikle yük yoğunluğu, kayıplar ve alt istasyonların yerleşim yerleri gibi özellikler gözönünde bulundurulmaktadır. Fakat sistemin güvenilirliği hesaba katılmamaktadır.

Daha yüksek gerilim seviyelerindeki sistemler tehlikeli durumlara maruz kalabilme olasılıkları arttığı için ve güvenilirlikleri de azalmaktadır. Daha yüksek gerilimlerde sistemin tasarımı yapılırken güvenilirliği arttırmak için hattı parçalara bölmek gerekmektedir. Ancak bu şekilde sistemin güvenilirliği daha düşük gerilim seviyesindeki değerlerine ulaşabilmektedir.

Gerilim seviyelerinin farklılığının güvenilirlik üzerine etkisini göstermek için tüketici toplam kesinti süresini hesaplayıp karşılaştırma yapabiliriz. Tüketici ortalama kesinti süresi besleme hattı arıza oranının arıza giderme süresi ile çarpımı olarak tanımlanabilir.

$$\lambda = f \times l \quad (6.1)$$

$$U = \lambda \times r \quad (6.2)$$

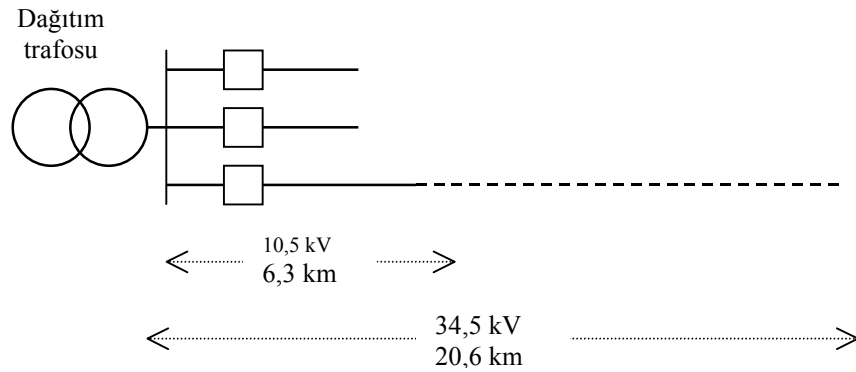
λ : arıza oranı

f : birim uzunluk arıza oranı (arıza/km)

l : hat uzunluğu (km)

r : arıza giderme süresi (saat)

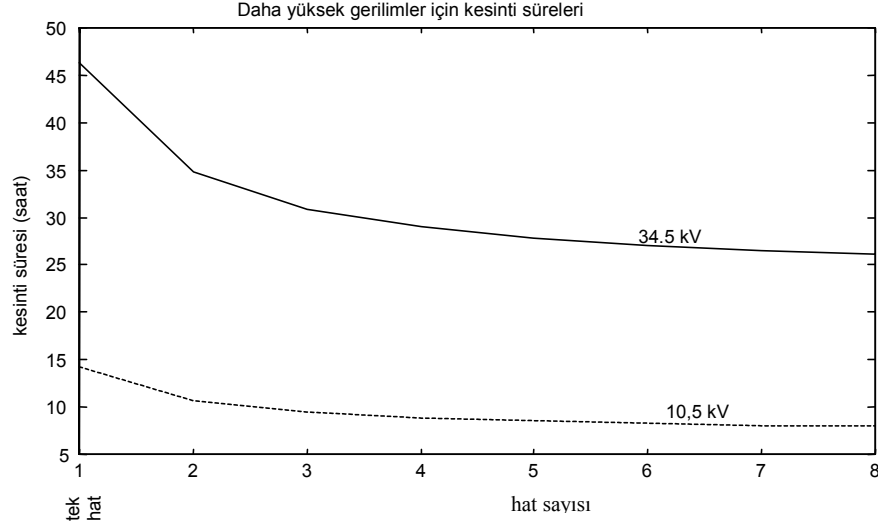
10,5 kV gerilim seviyesindeki Sarıyer dağıtım sisteminin 6,3 km olan 1. ana beslenme hattından toplam 2666 tüketici beslenmektedir (Tablo4.6). Bu hattın 34,5 kV seviyesine getirilmek istendiği, yani kapasitesi % 328 genişletilmek istendiği düşünülürse. 34,5 kV'luk sistemin 20,6 km. ve 8744 tüketiciyi beslemesi gerekmektedir.



Şekil 6. 7 Gerilim seviyesi etkisinin inceleneceği dağıtım sistemi

Her iki durumda da toplam yeniden besleme süresi 1,5 saat ve besleme hattı arıza oranı 1,5 arıza/km/yıl olarak düşünülürse. İlk durumda şebekeden beslenen tüketicilerin ortalama kesinti süresi (6.1) ve (6.2)'ye göre 14,175 saat oluyorken, ikinci halde bu değer 46,35 saate ulaşmaktadır. Daha yüksek gerilimlerde hat parçalara bölünerek güvenilirlik artırılabilir. Şekil 6.8'de 34,5 kV'luk hattın 8

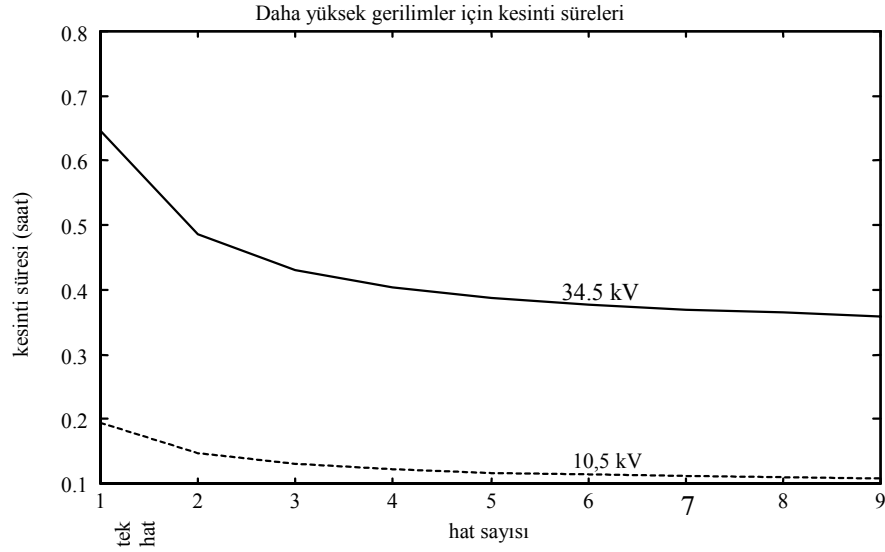
parçaya bölündüğü halda bile 10,5 kV'luk sistemden daha yüksek kesinti süresine sahip olduğu görülüyor.



Şekil 6. 8 Sarıyer şebekesinin farklı gerilim seviyesine göre değerlendirilmesi

Aynı şekilde bir değerlendirme Maltepe bölgesinin Tablo 5.7’de verilmiş olan tüm verileri alınarak 3,08 km uzunluğundaki, 4096 tüketiciyi besleyen 1. ana besleme hattı için yapılabilir. Arıza oranı 0,14 arıza/km/yıl ve toplam yeniden besleme süresi 1,5 alınarak, tüketici ortalama kesinti süresi (6.1) ve (6.2)’ye göre 0,64 saat bulunabilir.

Bu hattın 10,5 gerilim seviyesinin kV’a getirilmek istendiği yani hattın %30,4 küçültülmek istendiği düşünülürse, yeni yapılandırılacak hattın 0,93 km ve 1254 tüketiciyi besleyebilmesi gerekmektedir. (6.1) ve (6.2) kullanılarak bu yeni hattın ortalama kesinti süresinin 0,2 saat olarak tesbit edilir. Buradan açıkça görüldüğü gibi gerilim seviyesinin yüksek olması şebekenin güvenilirliğini azaltmaktadır. Şebekeyi 9 parçaya bölünce bile 10,5 kV'luk seviyedeki ortalama kesinti süresine ulaşamamaktadır (Şekil 6.9).

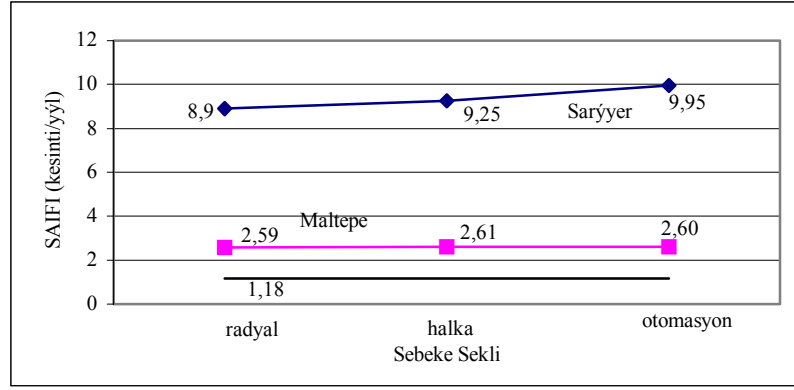


Şekil 6. 9 Maltepe şebekesinin farklı gerilim seviyesine göre değerlendirilmesi

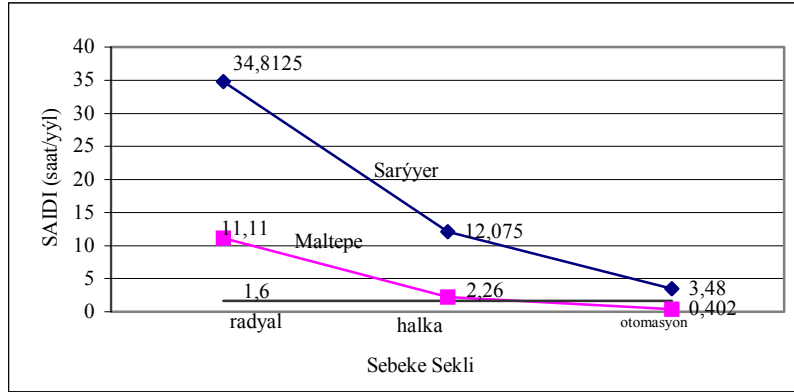
6.2 Değerlendirme ve Öneriler

Önceki bölümlerde ele alınmış olan Sarıyer 10,5 kV'luk ve Maltepe 34,5 kV'luk dağıtım şebekeleri açık halka işlemekte idi. Elde edilen SAIDI, SAIFI, CAIDI ve ASAI sistem performans indisleri bu sistemlerin geçmişteki performansı hakkında bilgi verebilir. Sistemlerin eski davranışlarından yararlanarak sistemin yapısal değişikliğe uğradığı zaman gelecekteki performansı da tahmin edilebilir.

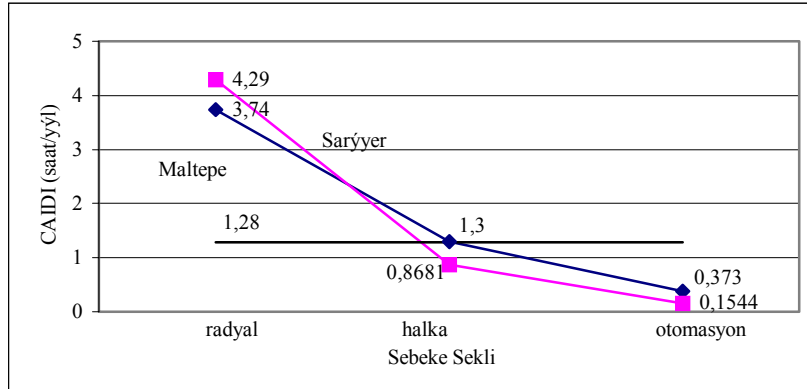
Örneğin otomasyon uygulamasına geçilmesinin sistemin güvenilirliğini ne şekilde etkileyeceği analiz sonucunda ortaya çıkar. Şekil 6.10-11-12 ve 13'te Maltepe şebekesinin tam olarak otomasyon uygulamasına geçildikten sonraki, geçmişteki performans indisleri görülmektedir. Ayrıca eğer sistem radyal işlemiş olsa idi performansının ne olacağı da şekillerde verilmiştir. Aynı şekilde Sarıyer bölgesinin de analiz sonuçları bu grafiklerde görülmektedir. Bu sonuçlar simulasyon sonucu elde edilmiş olup, ana besleme hatlarının tek tek değerlerinin ortalaması olarak elde edilmiştir. Sistemlerin indisleri Tablo 5.12'deki değerlerle karşılaştırılmıştır, şekillerde de bu değerler verilmiştir. Bu tablodaki değerler Amerika Birleşik Devletlerinde elektrik kurumlarının dağıtım şebekeleri güvenilirlik indislerinin kabul edilebilir saydığı değerler bulunmaktadır.



Şekil 6. 10 Şebekelerin şekillerine göre SAIFI indisinin değişimi

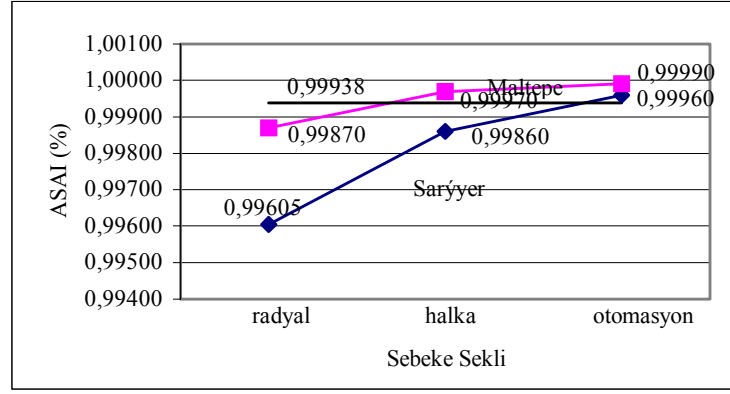


Şekil 6. 11 Şebekelerin şekillerine göre SAIDI indisinin değişimi



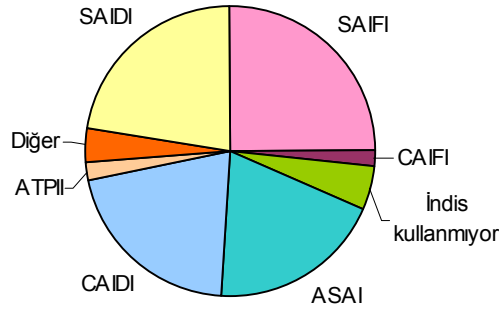
Şekil 6. 12 Şebekelerin şekillerine göre CAIDI indisinin değişimi

Şekil 6.10, 6.11, 6.12, 6.13 her 4 indise göre şebekelerin değerlendirilmesi görülmektedir. Amerika Birleşik Devletlerinde elektrik kurumları bu dört indisi daha sıklıkla kullanmaktadırlar (Şekil 6.14) [24].



Şekil 6. 13 Şebekelerin şekillerine göre ASAI indisinin değişimi

Eğer şebekelerin güvenilirlik değerlendirmelerini yıllık ortalama kesinti frekansın temel olarak yaparsak (Şekil 6.10), Sarıyer şebekesi radyal, halka ve otomasyon uygulamalı durumlarda da ortalama 1,18 değerinin çok üzerinde olduğu görülür. Maltepe şebekesi Sarıyer'e oranla daha yakın değerlere sahiptir. Fakat güvenilirlik değerlendirmesi bu indise göre yapılırsa her iki şebeke de güvenilir kabul edilemez.



Şekil 6. 14 ABD'nde elektrik kurumlarının kullandıkları güvenilirlik değerlendirme indisleri

Sistem ortalama kesinti süresi temel alınarak bir değerlendirme yapılırsa (Şekil 6.11) Sarıyer şebekesi her 3 durumda da ortalama değer üzerinde kalmaktadır. Maltepe şebekesi ise otomasyon uygulaması yapılmış olan durumda 0,42 SAIDI değeri ile güvenilir kabul edilecektir.

CAIDI güvenilirlik indisinin temel alınarak yapılan değerlendirmede Sarıyer şebekesi otomasyonlu durumunda güvenilirlik sınırlarında değerlerinde görülüyor. Maltepe şebekesi ise hem açık halka çalışma hem de otomasyon uygulaması yapılmış durumlarında 0,8631 ve 0,1544 değerleri ile olması gereken 1,28 değerinin altına düşerek güvenilir olacaktır.

Servis mümkünlülüğü (ASAI) performans değerlendirmesi için temel alınırsa, Maltepe şebekesi halka ve otomasyonlu durumlarında yüksek değerler ile güvenilir kabul ediliyor. Sarıyer şebekesi ise servis mümkünlülüğü açısından ancak otomasyon uygulamasına geçilirse güvenilir kabul edilebilecektir.

Elektrik kurumlarının güvenilirlik değerlendirmesi yapabilmeleri için öncelikle uygun bir performans indisi seçilmelidir. Ayrıca bu indislerin sınırları da belirlenmelidir ki o değerler temel alınarak bir değerlendirme yapılabilsin. Yukarıda Sarıyer ve Maltepe için yapılan değerlendirmeler ABD’nde elektrik kurumlarının temel aldığı değerler ile yapılmıştır.

Sarıyer ve Maltepe şebekeleri gerçek (açık halka) alışma durumları gözönüne alınarak değerlendirilirse güvenilir olmadıkları görülüyor. Fakat Maltepe şebekesi 1,5 yıldır otomasyon uygulamasına geçmektedir, fakat tam olarak uygulanamamaktadır. Eğer gelecekte tam bir uygulamaya geçilirse yukarıdaki değerlendirmelerden de görüldüğü gibi güvenilir bir şebeke haline gelecektir.

İstanbul Teknik Üniversitesi Ayazağa kampüsü şebekesi tek bir tüketicie hizmet verdiği için sağlanamayan enerji miktarı (ENS) dışındaki diğer indisleri hesaplanamamıştır. Fakat Şekil 5.6’da görüldüğü gibi bu şebekenin ENS değerleri diğer iki şebekeye oranla çok düşük çıkmıştır.

Sistemlerin değerlendirmeleri otomasyon uygulamasının şebeke güvenilirliğini büyük lde arttırdığını göstermiştir. Bu nedenle otomasyon uygulamasına geçilmesi tüm sistemler için uygun bir çözüm olacaktır. Ayrıca otomasyon uygulamasıyla birlikte gerilim seviyesinin düşürülmesi, şebekelerin güvenilirliğini olumlu lde etkileyecektir. Fakat gerilim seviyesinin düşürülmesi ile şebeke boyutları küçüleceği için indirici merkezlerin şehir ilerine kurulması söz konusu olacak, mali koşullar bakımından da değerlendirmelerinin yapılması gerekecektir.

KAYNAKLAR

- [1] **Billinton, R. And Allan, R. N.**, 1988. Reliability Assessment of Large Electric Power Systems, Kluwer Academic, Boston.
- [2] **Momoh, JA., Makarov, YV. and Mittelstadt WA.**, May 1999. Framework of Voltage Stability Assessment in Power System Reliability Analysis, IEEE Transactions on Power Systems, 14 (2): 484-491.
- [3] **Bak-Jensen B., Bech, J., Bjerregaard, CG. and Jensen, PR.**, Aug 1999. Models for Probabilistic Power Transmission System Reliability Calculation, IEEE Transactions On Power Systems, 14 (3): 1166-1171.
- [4] **Tomsvic, K.**, Issues of Reliability and Security in Distributed Autonomous Power Systems, School of Electrical Engineering and Computer Science, Washington State University
- [5] **Arçelik Inc.**, 1996. Reliability Engineering Workshop.
- [6] **Analysis of the Failure Data**, 1996. Reliability Engineering Workshop
- [7] **Goel, L. and Billinton, R.**, 1994, Monte Carlo Simulation Applied to Distribution Feeder Reliability Evaluation, Elsevier, Electric Power System Research, (29)
- [8] **Liang, X. and Goel, L.**, 1997. Distribution system Reliability Evaluation using the Monte Carlo Simulation Method, Elsevier, Electric Power System Research, (40),
- [9] **Goel, L. and Billinton, R.**, 1991, Evaluation of Interrupted Energy Assessment Rates in Distribution Systems, IEEE Transactions of Power Delivery, 6 (4)
- [10] **Brown, R. E., Gupta, S., Christie, R. D., Venkata, S. S., Fletcher, R.**, Oct.1997. Distribution System Reliability Assessment: Momentary Interruptions and Storms, IEEE Transactions On Power Delivery, 12 (4)

- [11] **Allan, R. N. and Da Silva, M. G.,** Feb. 1995. Evaluation of Reliability Indices and Outage Costs in Distribution Systems, IEEE Transactions On Power Systems, 10 (1) 413-419
- [12] **Brown, R. E., Gupta, S., Christie, R. D., Venkata, S. S., Fletcher, R.,** 1997. Automated Primary Distribution System Design: Reliability and Cost Optimization, IEEE Transactions On Power Delivery, 12 (2)
- [13] **Kantarıcı, A.,** Dağıtım Sistemlerinin Güvenilirlik ve Ekonomisinin Değerlendirilmesi, 1990. *Yüksek Lisans Tezi*, İ.T.Ü. Fen Bilimleri Enstitüsü, İstanbul
- [14] **Borges C. L. T., Falcao, D. M., Mello, J. C. O. and Melo, A. C. G.,** May 2001. Composite Reliability Evaluation by Sequential Monte Carlo Simulation on Parallel and Distributed Processing Environments, IEEE Transactions On Power Systems, 16 (2): 203-209
- [15] **Billinton, R., Allan, R. N.,** 1992. Reliability Evaluation of Engineering Systems, Plenum Press, New York & London.
- [16] **Billinton, R. and Wang, P.,** 1999, Teaching Distribution System Reliability Evaluation Using Monte Carlo Simulation, IEEE Transactions of Power Systems, 14 (2)
- [17] **Anders, G. J.,** 1990. Probability Concepts in Electric Power Systems, John Wiley and Sons, New York
- [18] **Villemeur, A.,** 1992. Reliability, Availability, Maintainability and Safety Assessment, John Willey&Sons, New York
- [19] **Ohring, M.,** 1998. Reliability And Failure of Electronic Materials and Devices, Academic Press, San Diego.
- [20] **Dubi, A.,** 2000. Monte Carlo Applications in System Engineering, John Wiley and Sons, Chichester.
- [21] **Billinton, R., Ringlee, R. and Wood, A. J.,** 1973. Power System Reliability Calculations, MIT Press, Cambridge, Mass.
- [22] **Çağlar, R.,** 1999. Elektrik Enerji Sistemlerinde Güvenilirlik Değerlendirmesi İçin Kısıtlılık Seçimi, *Doktora Tezi*, İ.T.Ü. Fen Bilimleri Enstitüsü, İstanbul

- [23] **Billinton, R. and Li, W.**, 1994. Reliability Assessment of Electric Power Systems Using Monte Carlo Methods, Plenum, New York.
- [24] **Burke, J. J.**, 1994. Power Distribution Engineering Fundamentals and Applications, Marcel Dekker, Inc., New York
- [25] **TÜBİTAK-BİLTEN**, 1995. İstanbul İli Elektrik İletim ve Dağıtım Sistemi Master Planlaması ve Dağıtım Otomasyonu Seminer Notları.

EK A

DAĞITIM SİSTEMLERİ GÜVENİLİRLİK ANALİZİ İNDİSLERİ

Elektrik güç dağıtım sistemlerinde güvenilirlik değerlendirmesi 3 temel indise göre yapılmaktadır. Analizlerde her yük noktasına ait arıza oranları (λ), tamir süreleri (r) ve yıllık toplam kesinti süreleri (U) temel olarak alınmaktadır. Yük noktalarına göre değişim gösteren bu üç indis; analitik olarak ya da Monte Carlo simülasyonu ile bulunabilir. Bu indisleri kullanarak, yük noktaları için daha önce tanımlanmış ve IEEE, EEI, EPRI ve CEA gibi değişik gruplar tarafından tanınmış olan sistem performans indisleri hesaplanabilir. Performans indisleri üç sınıfa ayrılmaktadır:

1. Kesintide olan tüketici sayısını temel alan performans indisleri
2. Kesinti dolayısıyla sağlanamayan yük miktarını temel alan performans indisleri
3. Maliyet değerlendirme indisleri

1. Kesintide Olan Tüketici Sayısını Temel Alan Performans İndisleri

Bu güvenilirlik performans indisleri ile, her kesinti ve kesinti süresi için tüketici sayısını temel olarak alarak güvenilirlik değerlendirmesi yapılabilmektedir. Dağıtım sistemlerinin geçmiş ve gelecek performansı bu indisler ile gösterilebilmektedir. Bu indisler:

- i. SAIFI (system average interruption frequency index): sistemin yıllık ortalama kesinti frekansı göstergesidir. Dağıtım sisteminde her yük noktasına ait (R), arıza oranları (λ_i) ve toplam tüketici sayısına (N_i) bağlı olarak sistemin kesinti frekansı bulunabilmektedir.

$$SAIFI = \frac{\sum_{i \in R} \lambda_i \times N_i}{\sum_{i \in R} N_i} \quad (\text{kesinti sayısı/yıl}) \quad (A.1)$$

- ii. SAIDI (system average interruption duration index): Sistemin ortalama kesinti süresinin göstergesidir. Şebekedeki her yük noktası için bulunan toplam tüketici kesinti süresinin toplam tüketici sayısına oranıdır.

$$SAIDI = \frac{\sum_{i \in R} U_i \times N_i}{\sum_{i \in R} N_i} \quad (\text{saat/yıl}) \quad (A.2)$$

- iii. CAIFI (customer average interruption frequency index): Tüketici ortalama kesinti frekansı göstergesidir. Sistemde, her yük noktasındaki toplam tüketici kesinti sayısının, kesintiden etkilenen tüketici sayısına oranıdır.

$$CAIFI = \frac{\sum_{i \in R} \lambda_i \times N_i}{\sum_{i \in R} M_i} \quad (\text{kesinti/yıl}) \quad (A.3)$$

- iv. CAIDI (customer average interruption duration index): Tüketici ortalama kesinti süresi göstergesidir. Sistemde, her yük noktası için toplam tüketici kesinti süresinin toplam tüketici kesinti sayısına oranı olarak tanımlanmaktadır.

$$CAIDI = \frac{\sum_{i \in R} U_i \times N_i}{\sum_{i \in R} \lambda_i \times N_i} \quad (\text{saat/kesinti/yıl}) \quad (A.4)$$

$$CAIDI = \frac{SAIDI}{SAIFI}$$

- v. ASAI (average service availability index): Ortalama servis mümkünlüğü indisidir. Toplam tüketici servis mümkünlüğünün , tüketici servis talebine oranıdır.

$$ASAI = \frac{\sum_{i \in R} 8760 \times N_i - \sum_{i \in R} U_i \times N_i}{\sum_{i \in R} 8760 \times N_i} \quad (A.5)$$

- vi. ATPII (average time until power restored): Sistemde arıza giderilene kadar geçen ortalama süre olarak tanımlanmaktadır.

$$ATPII = \frac{\sum_{i \in R} N_i \times U_i}{\lambda_i} \quad (\text{saat/kesinti sayısı/yıl}) \quad (A.6)$$

- vii. ASUI (average system unavailability index): Ortalama servis mümkünsüzlük indisidir. Tüketici servis mümkünsüzlüğünün, tüketici servis talebine oranıdır.

$$ASUI = \frac{\sum_{i \in R} U_i \times N_i}{\sum_{i \in R} 8760 \times N_i} \quad (A.7)$$

2. Kesinti Dolayısıyla Sağlanamayan Yük Miktarını Temel Alan Performans İndisleri

Güç dağıtım sistemlerinde güvenilirlik analizinde, yükü temel alarak değerlendirme yapılan performans indislerdir. Bu indisler kesintide olan tüketici sayısı ile değil kesintide nedeniyle sağlanamayan toplam yük miktarı ile ilgilidir.

Yük temelli indisler:

- i. ENS (energy not supplied): Sistemde her yük noktasına ait ortalama aktif gücün, o yük noktasına ait senelik kesinti süresi ile çarpımına eşittir. Dolayısıyla bu performans indisi yıllık sağlanamayan enerji miktarının göstergesidir.

$$ENS = \sum_{i \in R} P_{ai} \times U_i \quad (\text{kWh/yıl}) \quad (A.8)$$

- ii. AENS (average energy not supplied): Sistemdeki yıllık, tüketici başına düşen sağlanamayan ortalama enerji miktarıdır.

$$AENS = \frac{\sum_{i \in R} P_{ai} \times U_i}{N_i} \quad (\text{kWh/yıl/tüketici sayısı}) \quad (A.9)$$

$$AENS = \frac{ENS}{N_i}$$

iii. ACCI (average customer curtailment index): Sistemdeki yıllık sağlanamayan enerji miktarının kesintiden etkilenen toplam tüketici sayısına oranıdır.

$$ACCI = \frac{\sum_{i \in R} P_{ai} \times U_i}{M_i} \quad (\text{kWh/yıl/etkilenen tüketici sayısı}) \quad (\text{A.10})$$

$$ACCI = \frac{ENS}{M_i}$$

3. Maliyet Değerlendirme İndisleri

Dağıtım sisteminin performans değerlendirmesi yapılırken mali olarak güvenilirlik bedelinin de hesaplanması gerekmektedir. Güvenilirlik bedelinin doğrudan hesaplanması mümkün olmadığından güvenilirlik tutarı hesaplanabilir. Dağıtım sisteminin maliyet açısından güvenilirlik analizinde güvenilirlik bedeli olarak kesinti maliyetleri alınmaktadır. Enerji sistemlerinin her üç bölgesinde de maliyet analizi yapılırken aynı maliyet indisleri kullanılmaktadır. Güvenilirlik maliyetlerinin hesaplanması için devre dışı kalma maliyetleri hesaplanmalıdır. Bu maliyetler, sistem yapısına bağlı olarak, devre dışı kalma nedeniyle tüketicilerin maruz kalacağı zararları hesaplamaya yöneliktir. Bu hesaplamalar, çeşitli güvenilirlik istatistiklerine dayanan kestirim yöntemleri yardımıyla yapılabilmektedir.[28]. Kesinti maliyetleri tüketicinin türü ve kesintinin süresine (r_j) göre değişim göstermektedir. Analizde kullanılan kesinti maliyetleri $C_i(r_j)$, kesinti sebebiyle oluşan tüketicinin zararını karşılamamanın bedelidir.

Mali değerlendirme indisleri:

i. EIC (expected interruption cost): Sistemin kesintileri nedeniyle tüketicilerin talep ettikleri zararın yıllık miktarıdır.

$$EIC = \sum_{i \in R} C_i(r_j) \times P_{ai} \times \lambda_i \quad (\text{kTL/yıl}) \quad (\text{A.11})$$

ii. IEAR (interrupted energy assessment rate): Sistemin kesintileri nedeniyle tüketicilerin tüketimlerinin kWh başına talep ettikleri zararın miktarıdır.

$$IEAR = \frac{EIC}{ENS} \quad (\text{TL/kWh}) \quad (\text{A.12})$$

Ülkemizde elektrik dağıtımının belirli bir kuruluş tarafından yapılıyor olması nedeniyle, kuruluşlar arası bir rekabet ortamı bulunmamaktadır. Kesintiler nedeniyle ekonomik zarara giren tüketiciler, enerji sağlayan kuruluştan bunun karşılığı olan maddi zarar talep edememektedir. Dağıtım sistemimize mali güvenilirlik değerlendirmesi yapılırken, henüz kesinti maliyetlerinin hesaplanmasına yönelik bir çalışma yapılmaması nedeniyle bu performans indisleri hesaplanamamaktadır. Ancak kesinti nedeniyle enerji kurumunun satamadığı enerji olarak kaybı hesaplanacak olursa yeni bir performans değerlendirme indisi tanımlanmasına gerek duyulmaktadır. Bu indis yıllık sağlanamayan toplam enerji miktarı ENS ile elektrik enerjisinin birim fiyatının çarpımı olarak ifade edilebilir;

$$SEM = \sum_{i \in R} P_{ai} \times U_i \times F \quad (\text{TL/yıl}) \quad (\text{A.13})$$

Bu ifade de F enerjinin birim fiyatı olarak kullanılmaktadır. Bu sistem performans indisi üretici firmanın kendi mali değerlendirmesini yapması açısından oldukça önem taşımaktadır.

4. Diğer Koşulları Temel Alan Sistem Performans İndisleri

Tanımlanan bu sistem performans indisleri hava hattı ile iletimin sağlandığı dağıtım sistemlerinin güvenilirlik değerlendirmesinde kullanılmaktadır. Fırtınaların sebep olduğu anlık kesintilerin sisteme etkilerini temel alınmaktadır [10]. STAIDI ve MAIFI indisleri ile fırtınaların sebep olduğu kesinti sayısı, kesinti süreleri bulunmaktadır. Öncelikle, fırtınalı yerleri ve meydana gelen olayların modellenmesi gerekmektedir. Bu modelleme Monte Carlo simülasyonu ile yapılabilmektedir.

Ülkemizde elektrik dağıtım sistemlerinde, henüz böyle bir güvenilirlik değerlendirme çalışması yapılmamaktadır. Bu çalışmaların yapılamamasının nedeni, tek bir elektrik kurumunun olması yanında güvenilirlik değerlendirmesi yapılırken kullanılacak olan verilere kolaylıkla ulaşılabilme imkanının bulunmaması gelmektedir.

EK B

GÜVENİLİRLİK ANALİZİNDE KULLANILAN DAĞILIM FONKSİYONLARI

1. Üstel Dağılım

Yoğunluk fonksiyonu:

$$f(t) = \lambda \exp(-\lambda t) \quad (\text{B.1})$$

Kümülatif dağılım fonksiyonu:

$$F(t) = 1 - \exp(-\lambda t) \quad (\text{B.2})$$

Bu denklemlerde, $\frac{1}{\lambda}$ ortalama değer, $\frac{1}{\lambda^2}$ ise varyanstır.

2. Normal Dağılım

Yoğunluk fonksiyonu:

$$f(t) = \frac{1}{\sigma\sqrt{2\pi}} \exp\left[-\frac{(t-\mu)^2}{2\sigma^2}\right] \quad (-\infty \leq t \leq \infty) \quad (\text{B.3})$$

Yukarıdaki denklemlerde μ ortalama değer, σ^2 ise varyanstır.

3. Log-Normal Dağılım

Yoğunluk fonksiyonu:

$$f(t) = \frac{1}{t\sigma\sqrt{2\pi}} \exp\left[-\frac{(\ln t - \mu)^2}{2\sigma^2}\right] \quad (\text{B.4})$$

Bu yoğunluk fonksiyonunda bulunan, μ ve σ^2 log-normal dağılımın ortalama değeri ve varyansı değildir. Log-normal dağılımın ortalama değeri,

$$E(t) = \exp\left(\mu + \frac{\sigma^2}{2}\right) \quad (\text{B.5})$$

ve varyans,

$$V(t) = \exp(2\mu + \sigma^2) (\exp(\sigma^2) - 1) \quad (\text{B.6})$$

olarak elde edilmiştir.

4. Gama Dağılımı

Yoğunluk fonksiyonu:

$$f(t) = \frac{t^{\beta-1}}{\alpha^\beta \Gamma(\beta)} \exp\left(-\frac{t}{\alpha}\right) \quad (\infty > t \geq 0, \beta > 0, \alpha > 0) \quad (\text{B.7})$$

α ve β değerleri, gama dağılımının derece ve şekil parametreleridir.

Normal, Log-normal ve Gama dağılımlarının kümülatif dağılım fonksiyonlarının belirlenebilmesi için analitik bir ifade yoktur.

5. Weibull Dağılımı

Yoğunluk fonksiyonu:

$$f(t) = \frac{\beta}{\alpha^\beta} t^{\beta-1} \exp\left[-\left(\frac{t}{\alpha}\right)^\beta\right] \quad (\text{B.8})$$

Kümülatif dağılım fonksiyonu,

$$F(t) = 1 - \exp\left[-\left(\frac{t}{\alpha}\right)^\beta\right] \quad (\text{B.9})$$

(B.8) eşitliğinde bulunan α ve β değerleri Weibull dağılımının derece ve şekil parametreleridir.

EK C

PROGRAMLAR

Tek kaynaktan beslenen dağıtım şebekelerinin temel yük noktası ve sistem performansı güvenilirlik indislerinin hesaplanması için MATLAB’da yazılmış olan program.

```
function[] = radyal

% input('simulasyon süresini yıl olarak giriniz, m= ')
% n = input('simulasyon sayısını giriniz n, n= ')
% g = input('fiderdeki trafo sayısını giriniz, g= ')
% k = input('halkadaki hat sayısını giriniz k, k= ')
% Lmain = input('Ana hat elemanlarının arıza oranlarını(lamda) sıralı vektör olarak giriniz, Lmain= ');
% Llat = input('Dal elemanlarının arıza oranlarını(lamda) sıralı vektör olarak giriniz, Llat= ')
% MA = input('Ana hat elemanlarının anahtarlama sıklığı oranlarını sıralı vektör olarak giriniz, MA= ')
% Mmain = input('Ana hat elemanlarının tamir süresi oranlarını sıralı vektör olarak giriniz, MA=')
% Mlat = input('Dal elemanlarının tamir süresi oranlarını sıralı vektör olarak giriniz, MA=')
% TUK = input('tüketici sayılarını sıralı vektör olarak giriniz TUK, TUK= ')
% TL = input('elektriğin birim fiyatını TL olarak giriniz TL, TL= ')
% P = input('trafodan çekilen güçleri sıralı vektör olarak giriniz P, P= ')

for a=1:g
    LP=a
    C=0;
    say=0;
    ariza=0;
    kesinti=0;
    sayac=0;
    iterasyon=0;
    LA=0;
    tamir=0;
    d=0;
    LAMDA=0;
    kesinti=0;
    for n=1:n %%%% n kere program koşturulursa
        iterasyon=iterasyon+1;
        C=0;
        say=0;
        ariza=0;
```

```

kesinti=0;
sayac=0;

while C<m
    h1=0;
    sayac=sayac+1;
    for i=1:g
        R1=rand ; R2=rand;
        T1(i)=-(Lmain(i))^-1*log(R1);
    end
    T1(i+1)=-(Llat(LP))^-1*log(rand); %% dal için
    T1;
    TT1=min(T1);
    for l=1:i+1
        if (T1(l)==TT1)
            h1=l;
            i+1 ;
        end
    end
    C=C+TT1;
    if C<m
        if h1~=i+1 %%eğer arıza dalda değil ise
            if h1>LP
                AA=-(MA(h1))^-1*log(rand);
                C=C+F1;
                ariza=ariza+1;
                kesinti=kesinti+AA;
            else
                F1=-(Mmain(h1))^-1*log(rand);
                C=C+F1;
                ariza=ariza+1;
                kesinti=kesinti+F1;
            end
        else %%arıza dalda ise
            F1=-(Mlat(LP))^-1*log(rand);
            C=C+F1;
            ariza=ariza+1;
            kesinti=kesinti+F1;
        end
    end
end
sure=kesinti/m;
say=ariza/m; %1 yıla ait arıza oranı
d=d+say;
tamir=tamir+sure;
LAMDA(n)=say;
end
kesinti=tamir/n ; %%yıllık toplam kesinti süresi (yıl)
kesinti=kesinti*8760 %%yıllık toplam kesinti süresi (saat)
f=1:1:n;
plot(f,LAMDA,'c')

```

```

hold on
xlabel('n (iteration)')
ylabel('LAMDA')
title('yük noktası için arıza sıklığı')
LAMDA=d/n
R=kesinti/LAMDA
LLL(LP)=LAMDA;
UUU(LP)=kesinti;
SAF(LP)=LLL(LP)*TUK(LP);
SAD(LP)=UUU(LP)*TUK(LP);
EE(LP)=UUU(LP)*P(LP);
RRR(LP)=R;
LAMDA(1:n)=LAMDA;
j=1:1:n;
plot(j,LAMDA,'m--');
end
SAIF=0;
SAID=0;
CAID=0;
ASA=0;
EN=0;
for i=1:g
    SAIF=SAIF+SAF(i);
    SAID=SAID+SAD(i);
    EN=EN+EE(i);
end
TUKK=0;
for i=1:g
    TUKK=TUKK+TUK(i);%%toplam sistem tüketici sayısı
end
LLL
RRR
UUU
SAIFI=SAIF/TUKK
SAIDI=SAID/TUKK
CAIDI=SAID/SAIF
ASAI=(8760*TUKK-SAID)/(8760*TUKK)
ENS=EN
SEM=ENS*117000*1000 %br tüketim fiyatı=117000 TL/kWh

```

Açık halka çalışan ve iki kaynaktan beslenen dağıtım şebekelerinin temel yük noktası ve sistem performansı güvenilirlik indislerinin hesaplanması için MATLAB’da yazılmış olan program.

```
function[] = halka
%input('simulasyon süresini yıl olarak giriniz, m= ')
%n = input('simulasyon sayısını giriniz n, n= ')
%g = input('fiderdeki trafo sayısını giriniz, g= ')
%k = input('halkadaki hat sayısını giriniz k, k= ')
%Lmain = input('Ana hat elemanlarının arıza oranlarını(lamda) sıralı vektör olarak giriniz,
Lmain= ');
%Llat = input('Dal elemanlarının arıza oranlarını(lamda) sıralı vektör olarak giriniz, Llat= ')
%MA = input('Ana hat elemanlarının anahtarlama sıklığı oranlarını sıralı vektör olarak giriniz,
MA= ')
%Mmain = input('Ana hat elemanlarının tamir süresi oranlarını sıralı vektör olarak giriniz,
MA=')
%Mlat = input('Dal elemanlarının tamir süresi oranlarını sıralı vektör olarak giriniz, MA=')
%TUK = input('tüketici sayılarını sıralı vektör olarak giriniz TUK, TUK= ')
%TL = input('elektriğin birim fiyatını TL olarak giriniz TL, TL= ')
%P = input('trafodan çekilen güçleri sıralı vektör olarak giriniz P, P= ')
```

```
for a=1:g
    LP=a
    C=0;
    say=0;
    ariza=0;
    kesinti=0;
    sayac=0;
    iterasyon=0;
    LA=0;
    tamir=0;
    d=0;
    LAMDA=0;
    kesinti=0;
for n=1:n %%% n kere program koşturulursa
    iterasyon=iterasyon+1;
    C=0;
    ariza=0;
    kesinti=0;
    sayac=0;
    while C<m
        h1=0;
        sayac=sayac+1;
        for i=1:g
            R1=rand ; R2=rand;
            T1(i)=-(Lmain(i))^-1*log(R1);
        end
        T1(i+1)=-(Llat(LP))^-1*log(rand);%% lateral için
```

```

T1;    %ilk arıza oluşma süresi
TT1=min(T1);
for l=1:i+1
    if (T1(l)==TT1)
        h1=l;
        i+1 ;
    end
end
h1; %ilk arıza yeri
C=C+TT1;
if C<m
    if h1~=i+1 %%eğer arıza dalda değil ise;
        F1=-(Mmain(h1))^-1*log(rand) ;
        if h1>LP %%%%%%%%%yükü diğer koldan beslemeye gerek yok%%%%%%%%
            for j=1:(h1-1)
                R1=rand ; R2=rand;
                T2(j)=-(Lmain(j))^-1*log(R1);
            end
            T2(j+1)=-(Llat(LP))^-1*log(R1);
            TT2=min(T2);
            for q=1:j+1
                if (T2(q)==TT2)
                    h2=q;
                end
            end
            TT2;
            h2;
            if TT2<F
                if h2~=j+1
                    if h2>LP
                        AA=-(MA(h2))^-1*log(rand);
                        ariza=ariza+1;
                        kesinti=kesinti+AA;
                    else
                        F2=-(Mmain(h2))^-1*log(rand);
                        ariza=ariza+1;
                        kesinti=kesinti+F2;
                    end
                else
                    F2=-(Mlat(LP))^-1*log(rand);
                    ariza=ariza+1;
                    kesinti=kesinti+F2;
                end
            else
                AA=-(MA(h1))^-1*log(rand);
                ariza=ariza+1;
                kesinti=kesinti+AA;
                C=C+AA;
            end
            else%%%%%%%%%%%%%%%%yükü halkanın diğer kolundan beslemek gerekiyor.%%%%%%%%
                v=h1+1;

```

```

for j=1:(k-h1)
    R1=rand ; R2=rand;
    T2(j)=-(Lmain(v))^-1*log(R1);
    v=v+1;
end
T2(j+1)=-(Llat(LP))^-1*log(R1);
TT2=min(T2);
h2=0;
hh=0;
for q=h1:j+1
    if (T2(q)==TT2);
        hh=q;
    end
end
j+1;
h2=hh+h1;
TT2;
if (TT2<F1)
    if h2~j+1
        if h2>LP
            F2=-(Mmain(h2))^-1*log(rand);
            ariza=ariza+1;
            kesinti=kesinti+F2;
        else
            AA=-(MA(h2))^-1*log(rand);
            ariza=ariza+1;
            kesinti=kesinti+AA;
        end
        F2=-(Mlat(LP))^-1*log(rand);
        ariza=ariza+1;
        kesinti=kesinti+F2;
        C=C+F2;
    end
    else
        AA=-(MA(h1))^-1*log(rand);
        ariza=ariza+1;
        kesinti=kesinti+AA;
        C=C+AA;
    end
end
end
else %%%%%%%%%arıza dalda ise%%%%%%%%
    F1=-(Mlat(LP))^-1*log(rand);
    C=C+F1;
    ariza=ariza+1;
    kesinti=kesinti+F1;
end
end
end
sure=kesinti/m;
say=ariza/m; %1 yıla ait arıza sayısı
d=d+say;

```

```

    tamir=tamir+sure;
    LAMDA(n)=say;
end
kesinti=tamir/n ; %yıllık kesinti süresi (yıl)
kesinti=kesinti*8760 %yıllık kesinti süresi (saat)
f=1:1:n;
plot(f,LAMDA,'c')
hold on
xlabel('n (iteration)')
ylabel('LAMDA')
title('yük noktası için arıza sıklığı')
LAMDA=d/n
R=kesinti/LAMDA
LLL(LP)=LAMDA;
UUU(LP)=kesinti;
SAF(LP)=LLL(LP)*TUK(LP);
SAD(LP)=UUU(LP)*TUK(LP);
EE(LP)=UUU(LP)*P(LP);
RRR(LP)=R;
LAMDA(1:n)=LAMDA;
j=1:1:n;
plot(j,LAMDA,'m--');
end
SAIF=0;
SAID=0;
CAID=0;
ASA=0;
EN=0;
for i=1:g
    SAIF=SAIF+SAF(i);
    SAID=SAID+SAD(i);
    EN=EN+EE(i);

end
SAIF;
SAID;
TUKK=0;
for i=1:g
    TUKK=TUKK+TUK(i);%%toplam sistem tüketici sayısı
end
LLL
RRR
UUU
SAIFI=SAIF/TUKK
SAIDI=SAID/TUKK
CAIDI=SAID/SAIF
ASAI=(8760*TUKK-SAID)/(8760*TUKK)
ENS=EN
SEM=ENS*117000*1000

```

ÖZGEÇMİŞ

Nurşen Dünder, 1977 yılında İstanbul'da doğdu. 1994 yılında Bakırköy Lisesi'nden mezun oldu ve aynı sene İstanbul Teknik Üniversitesi, Elektrik-Elektronik Fakültesi Elektrik Mühendisliği Bölümü'ne girdi. 1994-1995 yılları arasında 1 yıl İngilizce hazırlık eğitimi aldıktan sonra 1999 yılında 3,32 ortalama ile mezun oldu. 1999 yılında İstanbul Teknik Üniversitesi, Fen Bilimleri Enstitüsü Elektrik Mühendisliği Bölümünü'nde Yüksek Lisans eğitime başladı. Halen aynı programda Yüksek lisans tez çalışmasına devam etmektedir. Aynı zamanda Elektrik Mühendisliği Bölümü, Elektrik Tesisleri Anabilim Dalı'nda Araştırma Görevlisi olarak çalışmaktadır.