İSTANBUL TEKNİK ÜNİVERSİTESİ ★ FEN BİLİMLERİ ENSTİTÜSÜ

ELEKTRİK İLETİM SİSTEMİ GÜÇ TRANSFORMATÖRLERİ İÇİN GÜVENİLİRLİK MERKEZLİ DONANIM YÖNETİMİ SÜRECİNİN KURULMASI VE DEĞERLENDİRİLMESİ

DOKTORA TEZİ

Havva Aysun KÖKSAL

Elektrik Mühendisliği Anabilim Dalı

Elektrik Mühendisliği Programı

EKİM 2016

İSTANBUL TEKNİK ÜNİVERSİTESİ ★ FEN BİLİMLERİ ENSTİTÜSÜ

ELEKTRİK İLETİM SİSTEMİ GÜÇ TRANSFORMATÖRLERİ İÇİN GÜVENİLİRLİK MERKEZLİ DONANIM YÖNETİMİ SÜRECİNİN KURULMASI VE DEĞERLENDİRİLMESİ

DOKTORA TEZİ

Havva Aysun KÖKSAL
(504042008)

Elektrik Mühendisliği Anabilim Dalı

Elektrik Mühendisliği Programı

Tez Danışmanı: Prof. Dr. Aydoğan ÖZDEMİR

EKİM 2016

İTÜ, Fen Bilimleri Enstitüsü'nün 504042008 numaralı Doktora Öğrencisi Havva Aysun KÖKSAL, ilgili yönetmeliklerin belirlediği gerekli tüm şartları yerine getirdikten sonra hazırladığı "ELEKTRİK İLETİM SİSTEMİ GÜÇ TRANSFORMATÖRLERİ İÇİN GÜVENİLİRLİK MERKEZLİ DONANIM YÖNETİMİ SÜRECİNİN KURULMASI VE DEĞERLENDİRİLMESİ" başlıklı tezini aşağıda imzaları olan jüri önünde başarı ile sunmuştur.

Tez Danışmanı :	**Prof. Dr. Aydoğan ÖZDEMİR** İstanbul Teknik Üniversitesi	.....
Jüri Üyeleri :	**Prof. Dr. Ömer USTA** İstanbul Teknik Üniversitesi	.....
	Prof. Dr. BelginTÜRKAY İstanbul Teknik Üniversitesi	.....
	Prof. Dr. Feriha ERFAN KUYUMCU Kocaeli Üniversitesi	.....
	Prof. Dr. Ayten KUNTMAN İstanbul Üniversitesi	.....

Teslim Tarihi : 22 Ağustos 2016
Savunma Tarihi : 24 Ekim 2016

Eşime ve çocuklarıma,

ÖNSÖZ

Bu tez çalışmasının hazırlanmasında teknik ve akademik bilgi ve tecrübesi, bilimsellikten ödün vermeyen tutumu, engin sabır ve anlayışıyla kendisini örnek aldığım, çalışma boyunca aynı heyecanla devam etmemi sağlayan değerli desteklerini esirgemeyen tez danışmanım, saygıdeğer hocam Sayın Profesör Doktor Aydoğan ÖZDEMİR'e, çalışmanın başından sonuna kadar aynı heyecanla beni destekleyen değerli eşim Coşkun Nuri KÖKSAL'a, sevgili annem Asuman SEZGİN, sevgili babam Orhan SEZGİN, değerli kardeşlerim Şerife SEZGİN, Selda SEZGİN ve Levent SEZGİN'e, zorlandığım zamanlarda bile varlıklarıyla daima azim ve mutluluk kaynağım olan sevgili çocuklarım Beyza ve Ahmet'e, destekleriyle beni daima yüreklendiren değerli arkadaşlarım Lütfiye ŞENGÜL, Yeşim GÖKTÜRK ve Cahide HACIOĞLU'na, ayrıca çalışma boyunca teknik yönden bizi daima destekleyen, TEİAŞ'ın değerli personeli Sayın Yener AKKAYA ile, yardım ve desteğini esirgemeyen diğer TEİAŞ bakım personeline teşekkür ederim.

Ağustos 2016

Havva Aysun KÖKSAL
(Elektrik Yüksek Mühendisi)

İÇİNDEKİLER

Sayfa

ÖNSÖZ ..... **vii**
İÇİNDEKİLER ..... **ix**
KISALTMALAR ..... **xi**
SEMBOLLER ..... **xiii**
ÇİZELGE LİSTESİ ..... **xv**
ŞEKİL LİSTESİ ..... **xvii**
ÖZET ..... **xix**
SUMMARY ..... **xixi**
1. GİRİŞ –…… **1**
1.1 Tezin Amacı 3
1.2 Literatür Araştırması 4
1.3 Hipotez 10
2. ELEKTRİK İLETİM SİSTEMLERİNDE BAKIM YÖNTEMLERİ **13**
2.1 Bakım Planlama 13
2.2 Donanım yönetimi (DY) 15
2.2.1 Zaman temelli bakım 17
2.2.2 Performans temelli bakım (PTB) 17
2.2.3 Güvenilirlik merkezli bakım (GMB) 18
Düzeltici bakım 19
Önleyici bakım 20
Kestirimci bakım 21
2.2.4 Güvenilirlik merkezli donanım yönetimi (GMDY) 24
3. GÜVENİLİRLİK MERKEZLİ DONANIM YÖNETİMİ **27**
3.1 İlk Aşama: Bileşen Düzeyi 27
3.1.1 Sistem bileşenlerinin belirlenmesi 27
3.1.2 Bileşen türü temelinde kritiklik analizi 27
3.1.3 Bileşenin mevcut bakım sürecinin araştırılması 28
3.1.4 Bileşenin bakım modelinin kurulması 28
3.1.5 Bileşen güvenilirlik ve maliyet analizlerinin yapılması 28
3.1.6 Bileşen için iyileştirilmiş bakım modelinin ortaya konulması 28
3.2 İkinci Aşama: Sistem Düzeyi 29
3.2.1 Aynı tür bileşenlerin sistem düzeyinde kririklik analizi 29
3.2.2 Maliyet-etkin bakım stratejisine karar verilmesi ve bakım planının oluşturulması 29
3.2.3 Mevcut durum için sistem güvenilirlik analizinin yapılması 30
3.2.4 Beklenen durum için sistem güvenilirlik analizinin yapılması 30
3.2.5 Mevcut ve beklenen durumlar için hesaplanan güvenilirlik göstergelerinin karşılaştırılması 30

4. ULUSAL ELEKTRİK İLETİM SİSTEMİ BAKIM VE GMDY UYGULAMASI 31
4.1 Elektrik İletim Sisteminde Bakım Uygulamaları 31
4.1.1 Güç transformatörleri 31
4.1.2 Güç Kesicileri 32
4.1.3 Enerji iletim hatları 32
4.1.4 Diğer transformatör merkezi bileşenleri 32
4.1.5 Koruma sistemleri 32
4.2 GMDY Uygulaması 33
4.2.1 İlk aşama: Bileşen düzeyi 33
4.2.1.1 Sistem bileşenlerinin tanımlanması 33
4.2.1.2 Bileşen türü temelinde kririklik analizi 34
4.2.1.3 Güç transformatörlerinin mevcut bakım sürecinin araştırılması 38
4.2.1.4 Güç transformatörünün bakım modelinin kurulması 39
4.2.1.5 Güvenilirlik ve maliyet analizleri 42
Model parametrelerinin analizi 42
Model parametrelerinin doğrulanması ve güvenilirlik analizi 43
Duyarlılık analizi 45
Maliyet analizi 46
4.2.1.6 İyileştirilmiş bakım parametrelerinin belirlenmesi 48
4.2.2 İkinci aşama: Sistem düzeyi 54
4.2.2.1 Güç transformatörlerinin sistem düzeyinde kritiklik analizi 54
Çok kriterli bulanık puanlama yönteminin uygulanması 55
4.2.2.2 Maliyet-etkin bakım stratejisine karar verilmesi ve bakım planının oluşturulması 66
4.2.2.3 Mevcut durum için sistem güvenilirlik analizi 66
4.2.2.4 Beklenen durum için sistem güvenilirlik analizi 69
4.2.2.5 Mevcut ve beklenen durumlar için hesaplanan güvenilirlik göstergelerinin karşılaştırılması 69
SONUÇLAR 71
KAYNAKLAR 77
EKLER 85
ÖZGEÇMİŞ 89

KISALTMALAR

GMB : Güvenilirlik Merkezli Bakım
GMDY : Güvenilirlik Merkezli Donanım Yönetimi
RCAM : Reliability Centered Asset Management
RCFA : Root Cause Failure Analysis
FMAS : Fuzzy Multi-Attribute Scoring
FMECA : Failure Mode Effect and Criticality Analysis
AM : Asset Management
SCADA : Supervisory Control and Data Acquisition
PTB : Performans Tabanlı Bakım
ZTB : Zaman Tabanlı Bakım
DY : Donanım Yönetimi
TEİAŞ : Türkiye Elektrik İletim Anonim Şirketi
MYTM : Milli Yük Tevzi Merkezi
DGA : Dissolved Gas Analysis
ÇKBPY : Çok Kriterli Bulanık Puanlama Yöntemi
PI : Performans İndeksi
EENS : Expected Energy Not Served
MTTF : Mean Time To Failure
MTTR : Mean Time To Repair
PSS/E : Power System Simulator for Engineering
LOLE : Loss of Load Expectation
LOEE : Loss of Energy Expectation
DNS : Demand Not Supplied
SAIDI : System Average Interruption Duration Index
SAIFI : System Average Interruption Frequency Index
CAIDI : Customer Average Interruption Duration Index
ASAI : Average Service Availability Index
PLC : Probability of Load Curtailment
EDNS : Expected Demand Not Served
EFLC : Expected Frequency of Load Curtailment
EİH : Enerji İletim Hattı
Ü : Üretim
OG : Orta Gerilim

SEMBOLLER

$\mathbf{D}$	: Normal işletme durumu
$\mathbf{F}$	: Arıza durumu
$\mathbf{M_f}$	: Arıza sonrası bakım durumu
$\mathbf{M}$	: Yoğun bakım durumu
$\mathbf{M_w}$	: Yağ değişim durumu
$\mathbf{I}$	: Denetim durumu
$\mathbf{T}$	: Test durumu
$\boldsymbol{\lambda_f}$	: Arıza hızı
$\boldsymbol{\lambda}$	: Normal çalışma koşullarında özellik yitirme (yaşlanma) hızı
$\boldsymbol{\lambda_{fd}}$	: Arızalar nedeniyle özellik yitirme (yaşlanma) hızı
$\boldsymbol{\lambda_d}$	: Periyodik test-bakım yoluyla belirlenen özellik yitirme (yaşlanma) hızı
$\boldsymbol{\pi}$	: Test hızı
$\mathbf{r}$	: Testten çalışmaya geçiş hızı
$\boldsymbol{\rho}$	: Testten yoğun bakıma geçiş hızı
$\boldsymbol{\pi_i}$	: Denetim hızı
$\mathbf{r_i}$	: Denetimden çalışmaya geçiş hızı
$\boldsymbol{\rho_i}$	: Denetimden bakıma geçiş hızı
$\boldsymbol{\pi_w}$	: Yağ uyarı hızı
$\mathbf{1/\mu_w}$	: Ortalama yağ değişim süresi
$\boldsymbol{\rho_f}$	: Arızadan yoğun bakıma geçiş hızı
$\boldsymbol{\mu_f}$	: Yoğun bakımdan çalışmaya geçiş hızı
$\mathbf{r_f}$	: Rastgele arızadan çalışmaya geçiş hızı
$\mathbf{1/\mu_i}$	: Denetim sonrası ortalama bakım süresi
$\mathbf{d_f}$	: Yeni donanımla değiştirme hızı
$\boldsymbol{\lambda_{eff}}$	: Çalışma durumundan arızaya etkin geçiş hızı
$\boldsymbol{\mu_{eff}}$	: Arızadan çalışma durumuna etkin geçiş hızı
$\mathbf{r_{eff}}$	: Ortalama etkin onarım süresi
$\mathbf{C_m}$	: Bakım maliyeti
$\mathbf{k_t}$	: Test maliyeti
$\mathbf{d_t}$	: Ortalama test süresi
$\mathbf{k_m}$	: Yoğun bakım maliyeti
$\mathbf{d_m}$	: Ortalama yoğun bakım süresi
$\mathbf{k_i}$	: Denetim maliyeti
$\mathbf{d_i}$	: Ortalama denetim süresi
$\mathbf{k_{mi}}$	: Denetim sonrası bakım maliyeti
$\mathbf{d_{mi}}$	: Denetim sonrası ortalama bakım süresi
$\mathbf{k_{mw}}$	: Yağ değiştirme maliyeti
$\mathbf{d_{mw}}$	: Ortalama yağ değiştirme süresi
$\mathbf{C_f}$	: Arıza maliyeti
$\mathbf{k_{ff}}$	: Onarım maliyeti
$\mathbf{d_{ff}}$	: Ortalama onarım (elektrik kesintisi) süresi
$\mathbf{k_f}$	: Yeni donanımla değiştirme maliyeti
$\mathbf{d_f}$	: Ortalama değişim süresi

$\mathbf{k_{mf}}$: Arıza sonrası test ve bakım maliyeti,
$\mathbf{d_{mf}}$: Arıza sonrası ortalama test ve bakım süresi
$\mathbf{L_a}$: Transformatör üzerindeki yük miktarı
CCD : Tüketicinin uğradığı zarar (kesilen enerjinin tüketiciye maliyeti)
$\mathbf{d_{out}}$: Arıza sonrası test ve bakım görevlerinin ortalama süresi
K : Risk sabiti
U : Yokluk (Unavailability)
$\mathbf{U_f}$: Arıza kaynaklı yokluk
$\mathbf{U_m}$: Bakım kaynaklı yokluk
r : Ortalama arıza (onarım) süresi
$\mathbf{L_i}$: Devre dışı süresince baradaki yük
A : Kullanılabilirlik
P : Durum olasılığı
m : Arızalar arası süre
f : Arıza sıklığı
$\mathbf{A_i}$: i. Alternatif
$\mathbf{u(A_i)}$: i. Alternatifin bulanık puanlama elemanı
x : Ölçütlerin gerçek değeri
r : Ölçütlerin bulanık değeri
y : Ağırlıkların gerçek değeri
w : Ağırlıkların bulanık değeri
$\boldsymbol{\mu_{u_i}(u_i)}$: i. üyelik fonksiyonu
$\boldsymbol{\alpha}$: Üyelik fonksiyonu kesim düzeyi
$\mathbf{D_i}$: i. üyelik fonksiyonun aidiyet bölgesi
$\mathbf{A_i}$: i. bölgenin alanı
T : süre
$\mathbf{L_{peak}}$: en yüksek yük düzeyi değeri

ÇİZELGE LİSTESİ

Sayfa

Çizelge 4.1 : Bileşen fonksiyon/arıza bilgi formu.. ..... **35**
Çizelge 4.2 : İletim sistemi bileşenleri için en uygun bakım süreci elde etmeye yönelik karar çizelgesi **36**
Çizelge 4.3 : Markov modeli parametreleri. **43**
Çizelge 4.4 : 3-durum modelinin güvenilirlik göstergeleri. **44**
Çizelge 4.5 : Duyarlılık analizi sonuçları. **46**
Çizelge 4.6 : Maliyet parametreleri. **48**
Çizelge 4.7 : Testten işletime geçiş hızı ve arızadan işletime geçiş hızı değişimleri için güvenilirlik göstergeleri, ömür ve maliyet değişimleri **50**
Çizelge 4.8 : Transformatörlerin tekli ve farklı paralel çalışma durumları için güvenilirlik göstergeleri **61**
Çizelge 4.9 : Ölçütlerin bulanık değerleri..... **65**
Çizelge 4.10: Puanlama elemanlarının α_o için değerleri **65**

ŞEKİL LİSTESİ

Sayfa

Şekil 2.1 : DY süreci akış diyagramı **16**
Şekil 2.2 : Bakım türü belirlenmesi için örnek bir sorgulama diyagramı..... **23**
Şekil 2.3 : GMDY akış şeması **25**
Şekil 4.1 : Transformatörün mevcut bakım süreci için Markov modeli..... **41**
Şekil 4.2 : Transformatörün indirgenmiş 3-durum modeli. **44**
Şekil 4.3 : Geçiş hızlarındaki değişime bağlı olarak güvenilirlik, toplam maliyet ve ömür süresi değişimleri **53**
Şekil 4.4 : Transformatör için iki durum modeli **57**
Şekil 4.5 : 3-transformatörlü transformatör merkezi için Markov diyagramı **59**
Şekil 4.6 : TEİAŞ güç sistemi için 2013 yılı tertiplenmiş yük eğrisi ve çok düzeyli yük modeli **61**
Şekil 4.7 : Tipik bir yük barasının tek hat diyagramı **62**
Şekil 4.8 : Puanlama elemanı grupları **64**
Şekil 4.9 : Puanlama elemanı gruplarının derecelendirilmesi **64**
Şekil A.1 : ÇKBPY süreci blok diyagramı **87**
Şekil A.2 : Ölçüt ve ağırlıklar için sözel ifade gösterimi **87**

ELEKTRİK İLETİM SİSTEMİ GÜÇ TRANSFORMATÖRLERİ İÇİN GÜVENİLİRLİK MERKEZLİ DONANIM YÖNETİMİ SÜRECİNİN KURULMASI VE DEĞERLENDİRİLMESİ

ÖZET

Yatay rekabetçi piyasa ve akıllı şebeke yapısına doğru evrilen elektrik endüstrisinde, artan bakım maliyetleri, bakım süreçlerinin etkinliğinin artırılması ve donanım ömrünün uzatılması için, sözkonusu süreçlerin geliştirilmesi gereksinimini ortaya çıkarmıştır. Güvenilirlik Merkezli Donanım Yönetimi, bu gereksinimin karşılanması için, zaman içinde aşamalı olarak gelişmiş bir donanım yönetimi tekniğidir.

Bakım, yönetim sürecinin önemli bir öğesidir. Yönetim süreçleri, güvenilirliğin artırılmasını ve maliyet-etkinliğini hedefleyen bakım tekniklerinin geliştirilmesini de içerir. Etkin bakım programları uygulanmamasının, tüketici ve donanım kaybına kadar varan olumsuz etkileri; etkin bakımın, rekabetçi endüstriyel yapının vazgeçilmez unsurlarından biri olmasına neden olmuştur.

Günümüz elektrik enerji sistemlerinde uygulanan bakım programları, bakım nedeniyle oluşan elektrik kesintilerini ve donanımların yaşlanarak zamanla özelliğini yitirmesinin güvenilirliğe olan olumsuz etkilerini de göz önünde bulundurmak zorundadır. Modern bakım süreçlerinin maliyet-etkin, tekil bileşenler bazında yapılacak uygulamalarla değil, elektrik sisteminin bir bütün olarak düşünülmesi ve buna uygun yapılandırma ile erişilebileceğini göstermiştir. Bu gerçek, donanım yönetimi kavramının ortaya çıkmasının ve bir teknik disiplin kabul edilerek uygulanmasının yolunu açmıştır. Donanım yönetiminin sağladığı maliyet-etkin bakım hedefinin, yüksek güvenilirlik amacıyla da desteklenmesi, Güvenilirlik Merkezli Donanım Yönetimi ile sağlanmıştır. Güvenilirlik Merkezli Donanım Yönetimi, elektrik sistem bileşenlerinin devre dışı kalmalarını en aza indirmek suretiyle, en yüksek güvenilirliği, en uygun maliyette sağlamayı hedefler.

Bu tez çalışması, Elektrik İletim Sistemi Güvenilirlik Merkezli Donanım Yönetimi sürecinin oluşturulmasını kapsamakta ve Türkiye Elektrik İletim A.Ş. Trakya bölgesine ait 154 ve 380 kV güç transformatörleriiçin bir örnek uygulama verilmektedir. Çalışma genel olarak, ilki iletim sistemi bileşenleri düzeyinde, ikincisi ise iletim sistemi düzeyinde olmak üzere iki aşamada yürütülen faaliyetleri içermektedir.

Güvenilirlik Merkezli Donanım Yönetimi, sistemin maliyet-etkinliğini artıracak Şekilde, donanımlara uygulanacak en uygun bakım tekniklerinin (düzeltici, önleyici ve kestirimci) ve parametrelerinin belirlenmesi olarak tanımlanır. Bu amaçla çalışmanın ilk fazının birinci adımında, elektrik iletim sistemi, bakım planlamasına uygun, bileşen ve alt bileşenlere ayrılmıştır. Ardından bileşenler ve alt bileşenler için, çeşitli tip arızalar, sisteme olan etkileri ve bakım gereksinimleri açısından ağırlıklandırılmış; bu ağırlık değerlerine göre, bileşenlere uygulanacak bakım yöntemlerine karar verilmiştir.

İlk fazın ikinci adımından itibaren, arz güvenilirliğine etkisi ve maliyeti dikkate alınarak, iletim sisteminin ana bileşenlerinden güç transformatörleri üzerine yoğunlaşılmıştır. Bu adımda, halen Türkiye Elektrik İletim Anonim Şirketi (TEİAŞ) tarafından güç transformatörlerine uygulanmakta olan bakım sürecinin durum uzayı (Markov) modeli oluşturulmuştur. Model oluşumunda, TEİAŞ tarafından sağlanan kayıtlı arıza/onarım verileri kullanılmış ve TEİAŞ bakım personelinin deneyime dayalı bilgilerinden yararlanılmıştır. Kurulan Markov modeli kullanılarak, mevcut durum için durum olasılıkları, kullanılabilirlik, arıza sıklığı, ortalama onarım süresi ve ortalama ömür gibi güvenilirlik indisleri ve arıza ve bakım maliyeti gibi ekonomik büyüklükler hesaplanmıştır.

İlk fazın üçüncü adımında, mevcut bakım süreci için, bakım görevlerinin içeriğinde herhangi bir değişiklik yapılmaksızın; güvenilirliği artırıp maliyeti düşürecek bir iyileştirme yapmak amacıyla, bakım parametrelerinde değişiklik önerisinde bulunulmuştur. Revize bakım parametrelerinden kaynaklanan diğer parametre değişimleri için duyarlılık analizi yapılarak, güç transformatörlerinin yokluk, arıza sıklığı ve ortalama onarım süresi üzerindeki etkileri belirlenmiştir. İlk fazın son adımında ise, önerilen yeni bakım sürecinin, bileşen düzeyinde, güvenilirlik göstergeleri ve maliyet değerlerindeki iyileşmeler, parametrik olarak hesaplanmıştır.

Çalışmanın ikinci fazında, ilk fazda yapılan bileşen düzeyindeki hesaplama ve analizler, sistem düzeyine çıkarılmıştır. İlk adımda, öncelikle TEİAŞ Trakya bölgesindeki her bir güç transformatörünün, sistemdeki öneminin (önceliğinin) belirlenmesi için kritiklik analizi yapılmıştır. Çok Kriterli Bulanık Puanlama Yöntemi kullanılarak yapılan kritiklik analizleri sonucu, transformatörler önem derecelerine göre sınıflandırılmıştır. Bu derecelerendirme de dikkate alınarak, birinci aşamada önerilen bakım parametreleri revize edilmiş ve elektrik iletim sistemi için donanım yönetimi planı oluşturulmuştur.

Çalışmanın ikinci fazının ikinci adımında, önerilen nihai bakım planının doğrulanması ve getirilerinin ortaya konması hedeflenmiştir. Bu adımda, TEİAŞ Trakya bölgesi transformatörleri için, mevcut durumda ve önerilen donanım yönetimi planının uygulanması durumunda tahmini güvenilirlik indisleri (göstergeleri) hesaplanmış ve teknik ve ekonomik karşılaştırmalar yapılmıştır. Doğaldır ki, gerçek iyileşmeler, önerilen planın belirli bir süre uygulanması sonrasında elde edilecek istatistiki sonuçlara döre belirlenebilecektir.

Yapılan Güvenilirlik Merkezli Donanım Yönetimi çalışmasında, TEİAŞ güç transformatörleri için bileşen düzeyindeki bakım süreci iyileştirme önerisinin, sistem düzeyine taşınması ile, iletim sistemi için güvenilirliği artıracak maliyet-etkin bir bakım stratejisi elde edilmiştir. Önerilen bakım planının uygulanması ile elde edilmesi olası yararlar hesaplanmıştır. Maliyet-etkin bir bakım stratejisi oluşturma konusunda yapılan çalışmaların hemen tamamı incelendiğinde, bu çalışma, elektrik iletim sistemlerinde, güç transformatörlerine ilişkin bakım parametrelerinde yapılacak değişiklikler ile, sistem düzeyinde maliyet-etkin bir bakım stratejisi sağlama açısından bir ilktir.

RELIABILITY CENTERED ASSET MANAGEMENT PROCEDURE FOR POWER TRANSFORMERS IN TURKISH NATIONAL POWER TRANSMISSION SYSTEM

SUMMARY

Restructuring process of electric power industry from conventional past to competitive and smart future has increased the importance of maintenance and brought the necessity of improved cost-effective maintenance management tasks. Conventional maintenance methods were generally concentrated on the physical conditions of the asset, its performance and environmental conditions. The new maintenance programs, however, are so organized to include the impacts of maintenance interruption and asset deterioration on system reliability degradation.

The main task of electric power utilities is to provide sufficient, reliable and high-quality electrical energy for their customers with the least costs. Deregulation in electric power systems during the last two decades has increased the competition in electricity markets. This in turn forced the energy suppliers to optimize the utilization of their equipment, focusing on technical and cost-effective aspects. The transmission network as being the back bone of the power system should be well planned, properly designed and well maintained to satisfy the expectations.

In addition to high quality asset usage and proper design methodology of the planning phase, improved cost-effective maintenance process should be applied during the operation phase of the system. Transmission lines/underground cables, towers, insulators, fittings, transformers, reactors, circuit breakers, instrument transformers and protection equipment constitute the major assets of an electric power transmission system. The strength of the components should be increased by appropriate maintenance strategies in order to increase the overall system reliability as well as to decrease the total costs.

Reliability Centered Maintenance (RCM) is the assignment of optimal maintenance strategy for each component in a system, taking into account component importance/priority as well as component failure modes and their effects on system reliability. It can be considered as an optimization of reliability and maintenance tasks with respect to operational requirements. In conventional RCM scheduling, failure modes resulting in loss of performance or lack of functioning of the components are first identified. Then, an effective maintenance method is developed thereby prioritizing those components and failure modes. The aim is to achieve cost effective maintenance procedure by controlling the maintenance performance, which implies a trade-off between corrective and preventive maintenances.

RCM experience has provided a basis for Reliability Centered Asset Management (RCAM) procedure. RCAM aims to develop an optimum maintenance process providing the maximum reliability with minimized component costs. RCAM has evolved throughout the years by removing the inadequacies of conventional RCM methods and/or by improving it to cover some additional maintenance tasks.

Power transformers are the most important assets of transmission infrastructures as their outages due to unexpected failures may create severe problems both from economic and from technical point of views. They are operated generally close to their ratings and even above it for short periods. Moreover, some of them are operated near or beyond the intended life cycles in our national electric transmission system. Therefore, RCAM studies for power transformers have been of great interest for the researchers. However, none of the aforementioned studies could be applied for a practical RCAM of all power transformers due to some site-specific operating conditions and maintenance procedures.

This study presents RCAM process for electric power transmission system and RCAM based maintenance strateg for 154 and 380 kV transformers at te Thrace part of Turkish National Power Transmission System. The proposed RCAM plan aims to improve the transmission system reliability and the cost of the components by adjusting maintenance parameters instead of revising the mainenance tasks of system components.

The study consists of two main phases. The first phase aims component-level reliability improvement using individual reliability parameters of a power transformer by Markov state model. In the second phase, this improvement is expanded to the system-level. All the power transformers of the transmission system are classified with respect to their criticality/importance for the system and a strategic maintenance plan is constructed with respect to their criticallitty measures. The second phase also includes the verification of the adventages of the proposed maintenance plan using expected parameters.

In the first step of the first phase of the study, the importance of the main components of the transmission system; i.e. transformers, circuit breakers, transmission lines, protection systems, and substations were quantified by the weighting factors using a decision table. Those components are then prioritized to determine the appropriate maintenance tasks by quantifying the failure effects and the maintenance necessity. At first, transmission system is divided into components and the components are then divided into main subcomponents. A decision-logic is applied to the subcomponents and the resulting weighing coefficients are used for component prioritization. Appropriate maintenance process for each main component was determined with respect to the resulting weights. Then current maintenance procedure of a power transformer was modeled by a semi-Markov state diagram with respect to past failure data and maintenance performance indices provided by Turkish National Power Transmission Company (TEIAS). At the second step, the concordance between the past performance and the constructed model was validated by optimizing state transition rates of a simplified 3-state model. Then sensitivity analysis was performed to determine effective transition rates of the model. At the third step, reliability indices and total maintenance and interruption (failure) costs of a power transformer were calculated for the existing maintenance procedure. Revised (optimal) maintenance rates providing technical and economic benefits were then determined. Finally, reliability indices, total cost and total life time for the proposed maintenance rates were calculated and compared with those of the existing ones to show the validity and the advantages of the proposed asset management strategy.

At the first step of the second phase of the study, RCAM study for individual transformers is extended to transmission system level. Transformer criticality assessment is used as a tool for this enhancement. Among several decision making

methods, fuzzy-logic based methods were found to be more appropriate due to uncertain and stochastic behavior of power transmission system. Many fuzzy decision making tools provide hierarchic enumeration of components with respect to their importance of criteria. However, cost-effective and applicable maintenance strategy for a large-scale power transmission system involves using limited number of transformer classes instead of their hierarchical enumeration. Fuzzy Multi-Attribute Scoring (FMAS) Method provides useful results to classify the transformers with smooth transitions between their criticality classes.

This procedure consists of three stages. At first, appropriate criticality criteria are defined and calculated. The criteria are then fuzzified and primary decision is made using the FMAS process at the second stage. Final decision is made by integration of primary decision and qualitative criteria at the third stage.

The second step of the second phase is devoted to the verification of the expected benefits from the RCAM study. At first, several reliability indices such as unavailability, failure frequency, average outage duration and life time, and total operation and maintenance cost are calculated for the current maintenance procedure. Then the same indices are calculated for the system where the proposed AM procedure is applied to the power transformers. The results are then compared to state the benefits of the proposed AM scheme. It is clear that an exact verfication involves the collection of a data at least for 5-10 years for the applied maintenance plan. Following the data collection process, system-level reliability indices should be recalculated and are used to validate if the expected benefits are satisfied or not.

The results of component-level studies (the first phase) showed that the proposed maintenance rates provided up to 19%, 36% and 19% improvements for unavailability and average annual outage duration, total lifecycle and cost of the transformer, respectively. However, those improvements were the expected uppermost values and the exact values can only be determined from the field data following the application of the proposed maintenance periods. Therefore, the improvements were given as parameter-dependent values.

The second phase of the RCAM study also provides an enhancement of the component-level improvements to transmission system-level thereby constructing a useful criticality assessment method and an Asset Management Plan. According to the assessment of the expected benefits of this plan, overall reliability indice improvement with respect to existing maintenance procedures was found to be 12,9%. However, this was a probabilistic expectation and depends on the strategic targets of the company. The real benefits of this application will be actualized following appropriate application. Note that this study is the first one that aims to achieve cost-effective maintenance process for the power transformers by optimizing the controllable transition rates of the maintenance proces. When combined with improved maintenance tasks, it will probably offer the best RCAM procedures to the transmission utilities.

1. GİRİŞ

Elektrik enerji sistemlerinin klasik dikey yapıdan rekabetçi yatay yapıya ve akıllı sistemlere doğru yeniden yapılanma süreci, bakımın önemini artırmış ve gelişmiş maliyet-etkin bakım tekniklerine gereksinimi ortaya çıkarmıştır. Bakım, yönetim sürecinin önemli bir öğesi haline gelerek; güvenilirliğin artırılması ve maliyet-etkinliği hedefleyen bakım faaliyetleri, söz konusu yönetim süreçlerinin en önemli ilgi alanlarından biri haline gelmiştir. Yetersiz bakım programlarının, donanımın kaybedilmesine varan olumsuz etkileri ve tüketicilere yansıyan sık ve uzun elektrik kesintileri, bakımın rekabetçi endüstriyel yapı için son derece önemli olmasına neden olmuştur.

Geleneksel klasik bakım teknikleri, donanımın fiziksel koşullarına ön planda tutarken, günümüzün modern bakım yöntemleri öncelikle sistem performansına ve çevresel koşullara odaklanmaktadır. Modern bakım programları, bakım nedeniyle elektrik kesilmelerinin ve donanımın yaşlanarak zamanla özelliğini yitirmesinin güvenilirliğe olan olumsuz etkilerini de içerecek Şekilde organize edilirler.

Modern bakım süreçlerinin maliyet-etkinlik hedefine tek tek bileşenler yerine, tüm bir enerji sistemi bazında ulaşma hedefi, donanım yönetimi kavramının ortaya çıkmasına ve bir disiplin olarak uygulanmasına neden olmuştur. Donanım yönetiminin sağladığı maliyet-etkin bakım hedefinin, güvenilirliğin artırılması yönüyle de desteklenmesi Güvenilirlik Merkezli Donanım Yönetimi (GMDY) ile sağlanmıştır.

GMDY kavramının temelini oluşturması açısından, bakım kavramının genel olarak gözden geçirilmesi yararlı olacaktır. Bakım, sistem bileşenlerinin çalışır halde tutulması, arızaların olabildiğince engellenmesi, özelliklerini yitiren bileşenlerin tekrar sağlıklı çalışır durumlarına getirilmesi için, belli prosedürlere uygun olarak yapılan faaliyetlerin tamamı olarak tanımlanır.

İkinci Dünya Savaşı öncesinde, endüstriyel tesisler henüz daha isan gücüne dayalı olarak çalıştıkları ve tam anlamıyla makineleşmemiş oldukları için, “bozuldukça

tamir et" prensibine dayalı bir onarıcı bakım (düzeltici bakım) uygulanmaktaydı. İkinci Dünya Savaşı sırasında ve hemen sonrasındaki yoğun endüstrileşme döneminde, donanımların olabildiğince sağlıklı çalışma sürelerinin (arızaya kadar geçen sürelerinin) uzatılarak, bakım maliyetlerinin azaltılması gereksinimi, onarıcı bakıma ek bakım türlerini ortaya çıkarmıştır. Bu sayede, sistem bileşenlerinin daha uzun ömürlü olduğu ve ekomomi ve verimliliğin ön planda tutulduğu önleyici (koruyucu) bakım teknikleri uygulanmaya başlamıştır.

1970'lerin ortasında başlayıp günümüze kadar gelen süreçte, yüksek bir ivmeyle gelişen endüstriyel faaliyetlerde, üretimde olabilecek herhangi bir aksama, büyük ölçekli üretim kaybına ve ayrıca donanımlar açısından önemli maddi kayıplara yol açmaktaydı. Bu kayıpların önlenebilmesi için, endüstrideki yatırımların önemli payı bakım çalışmalarına ayrılmış ve endüstrideki gelişmelere paralel olarak bakım teknik ve yöntemlerinde de gelişmeler olmaya başlamıştır.

Bakım yöntemlerinin gelişmesi, güvenilirlik ve uygulanabilirliğin önemini artırmıştır. Teknolojinin gelişmesi ve yoğunlaşan üretim faaliyetleri nedeniyle, bileşen arızaları çevre ve güvenlik açısından da ciddi sorunlara neden olmaya başlamıştır. Dolayısıyla, bakım faaliyetleri yeni bir bakış açısıyla gözden geçirilmiş ve yatırımların önemli bir kısmı bakım faaliyetlerine ayrılmıştır.

Böylece ivme kazanan bakım süreçleri geliştirme çalışmaları üst düzeyde güvenilirlik, uygulanabilirlik, yüksek güvenlik, kalite ve ekonomik getiri sağlamaya başlamıştır. Bakım gelişim sürecinin, bu dönemdeki en önemli öğesi kestirimci bakımdır. Bakım süreçlerindeki bu ilerlemeler, fiziksel sistemlerde fonksiyonel bütünlüğün maliyet-etkinlik çerçevesinde korunmasını amaçlayan GMB yöntemini ortaya çıkarmıştır.

GMB kavramı sivil havacılık endüstrisinde 1960'larda Boeing 747 tipi uçakların üretilmesiyle ortaya çıkmıştır. Bu uçak lisansının alınabilmesi için ön koşulu, onaylanmış bir önleyici bakım planının varlığı idi. Diğer yandan, daha önceki uçak tiplerinden daha büyük ve yapısının daha karmaşık olması nedeniyle, alışılagelmiş önleyici bakım tekniklerinin Boeing 747'lere uygulanmasının çok yüksek maliyetli olacağı görülmüştür. Dolayısıyla, yeni bir önleyici bakım stratejisine gereksinim duyulmuş ve bu amaçla, güvenliği ve işletim performansını azaltmaksızın, gereksiz bakım maliyetini en aza indiren yeni bir bakım stratejisi benimsenmiştir. Bu yeni

bakım programı, güvenilirlikte zaman yönünden farklı bir anlayışı ve sistem fonksiyonları için kritik bakım faaliyetlerini tanımlamayı gündeme getirmiştir. Uygulanan bakım programı süreç içerisinde başarılı olmuş ve giderek yaygınlaşarak diğer endüstriyel alanlarda da uygulanmaya başlamıştır.

GMB, arızaların azaltılması için, yukarıda belirtilen farklı bakım faaliyetlerinin bir bileşimini ön görür. GMB, bileşen arızalarının giderilmesinden çok, arıza nedenlerinin yok edilmesine odaklıdır. Bu yönüyle, bakımla arıza nedeni arasında mantıksal bir ilişki kurulmasını ön görür. Risk tabanlı sistematik bir bakım süreç yöntemi olan GMB'de arıza nedenleri ile uygulanacak bakım görevi doğrudan ilişkilendirilir. Uygun bakım görevinin belirlenmesi, fonksiyonel risk yönetiminin bir parçasıdır.

GMB, risk tabanlı doğası nedeni ile, sistemi oluşturan donanım parçalarının performanslarının belirlenmesini öngörür. Bunun için sistem/alt sistem fonksiyonlarının ve bileşen arızalarının sistem/alt sistem güvenilirliğinde meydana getirdiği etkisinin belirlenmesi gereklidir. Bu özelliği ile GMB, zaman temelli değil, performans temelli bir bakım süreci yöntemidir.

GMB uygulamalarından edinilen deneyim ve bilgi birikimi ile alınan sonuçlar GMDY'ye zemin hazırlamıştır. GMDY, GMB uygulaması ile elde edilen bakım planından yola çıkılarak, bileşen için maliyetle sınırlı en yüksek güvenilirliği sağlayacak bakım sürecinin elde edilmesi yöntemidir. Bir başka deyişle, GMDY, her bir sistem/alt sistem donanımı için, GMB uygulaması sonucu alınan bakım stratejisini, en yüksek sistem güvenilirliği ve en düşük maliyetle uygulamayı sağlayacak en uygun bakım süreçlerinin elde edilmesi olarak ifade edilir.

1.1 Tezin Amacı

Dünyadaki benzeri uygulamalara paralel olarak, Türkiye Ulusal Elektrik Sisteminin de dikey birleşik tekel yapısından, yatay rekabetçi piyasa yapısına dönüştürülmesi çalışmaları 1990'lı yıllardan itibaren önem kazanmış; söz konusu çalışmalar 20 Şubat 2002 tarihli Elektrik Piyasası Yasası ile resmileştirilmiştir. Yatay rekabetçi pazar ve akıllı şebeke yapısına geçiş sürecinde, yeterli, kaliteli, sürekli ve ekonomik elektrik iletiminin sağlanabilmesi için, Türkiye Ulusal Elektrik Sistemi için en uygun ve gelişmiş bakım yönetim süreçlerinin oluşturulması gerekmektedir. Bu tez

çalışması, elektriğin yeterli, güvenilir, kaliteli, sürekli ve ekonomik olarak tüketicilerin kullanımına sunulması ve iletim sistemi bileşenlerinin sağlıklı çalışma ömrünün uzatılması için Elektrik İletim Sistemi güç transformatörleri için Güvenilirlik Merkezli Donanım Yönetimi sürecinin oluşturulmasını ve geliştirilmesini amaçlar. Benzeri amaçla yapılan en uygun bakım tür ve görevlerinin belirlenmesi çalışmalarını tamamlayıcı bir unsur olarak düşünüldüğünde, yapılması önerilen bakım parametre ayarlaması sayesinde, iletim sisteminin bir bütün olarak daha maliyet-etkin bir Şekilde işletilmesi sağlanacaktır.

1.2 Literatür Araştırması

Wenyuan Li [1]'de Güvenilirlik Merkezli Bakım'ı, sistemdeki bileşen arızalarının sistem güvenilirliğine etkisinin ve bileşenlerin sistem içindeki önem ve önceliklerinin dikkate alındığı bakım stratejisi olarak tanımlar. Bu tanıma göre, GMB, işletim gerekleri yönünden, güvenilirlik ve bakım görevlerinin en iyilenmesi (optimizasyonu) olarak düşünülebilir.

Klasik GMB planlamasında ilk olarak, bileşenlerin performans kaybı ya da işlev eksikliğine yol açan arıza türleri (arıza modları) tanımlanır. Ardından bileşenlerin önceliklendirilmesi ve arıza modlarının etkileri dikkate alınarak etkin bir bakım yöntemi belirlenir. Amaç, düzeltici ve önleyici bakım görevleri arasındaki paylaşımın, dolayısıyla bakım performansının kontrol edilmesi yoluyla, maliyet-etkin bir bakım süreci oluşturmaktır [2, 3].

GMB yönteminin çeşitli sektörlerde uygulamaları mevcuttur. [4]'te, ABD'de Uzay Mekiği bakım faaliyetlerinde, bileşen önceliklendirme ve bakım kararı alma çalışmalarında görülen eksikliklerinin tamamlanması için kullanılan, klasik GMB modeline risk değerlendirme araçları eklenmiştir. [5]'te Root Cause Failure Analysis (RCFA) ve Failure Mode Effect and Criticality Analysis (FMECA) teknikleri kullanılarak pasif tepkisel bakımdan çok, proaktif bakıma dayalı GMB, Güney Carolina'da bir kağıt fabrikasında uygulanmış ve GMB'nin uygulamadaki zorluklarına rağmen ekonomik yararları ile sistem performansına katkısı belirtilmiştir. GMB'ın deniz üstü bir elektrik üretim sistemine uygulaması [6]'da sunulmuştur. [7]'de, elektrik üretim sistemi elemanlarının kullanılabilirliğini artıran önleyici bakım görevlerinin, GMB yoluyla en iyilenebileceği belirtilmektedir.

[8]'de, Transformatör merkezi bileşenlerinin (transformatör, anahtarlar, baralar vb), sistem içindeki önceliklerine göre bakım sayısının azaltılmasının, güvenilirliği azalttığı belirtilmiş; daha çok deneme-yanılma yoluyla uygulanmış programın, gerçek sonucunun alınması için yapılan 2 yıllık uygulamanın yeterli olmadığı vurgulanmıştır.

Klasik GMB uygulamasının eksiklerini gidermeye yönelik olarak Endrenyi ve Anders, mevcut bakım programlarının güvenilirlik göstergeleri üzerindeki etkilerini ve bileşen yaşlanmasını dikkate alarak, en uygun bakım aralıklarını sayısal olarak hesaplayabilecek yeni bir olasılıksal tabanlı GMB modeli önermişler ve bu modelin alışılagelmiş bakım programlarından daha etkin olduğunu belirtmişlerdir [9].

Bakım eniyilemesinde Markov ya da benzeri herhangi bir olasılıksal modelden yararlanılması, gerçek zaman verilerinden çok, geçmişte kaydedilen arıza verilerinin doğru bir Şekilde kullanılmasını gerektirir. Kayıtlı verilerin belli istatistiksel formlara dönüştürülmesi ve uygun kestirim yöntemleri kullanılması ile, arıza hızları hesaplanabilir. Gerilim regülatörlerinin, olası arızalarına göre bakım planlaması yapan bir modelin kurulduğu [10]'da, kayıtlı arıza verileri kullanılarak, yıl bazında arıza olasılıklarının elde edilmesinde, regresyon analizinden yararlanılmıştır. [11]'de, güç transformatörlerinin kayıtlı verilerine dayalı GMB donanım ve yazılımı oluşturulmuş, verilerin istatistiksel belirtimi (Weibull uyarlaması) yardımıyla bileşenlerin ömür kestirimleri yapılmıştır.

[12]'de Siqueira, iletim sistemi elemanlarının zamanla özelliklerini yitirmesi ilkesine dayanan 3 durumlu Markov modelini GMB ile birleştirmiş; kayıtlı verileri kullanarak model çözümünü yapmış, elde ettiği bakım sıklıklarını, bakım ve onarım için belirlediği katsayılarla çarpmak suretiyle amaç fonksiyonu oluşturmuş ve bu amaç fonksiyonunu en iyileyen bakım sıklığını belirlemiştir.

Donanımların yaşlanma nedeniyle özellik yitirmelerinin istatistiksel modellemesine bir örnek de [13]'te yer almaktadır. Kayıtlı arıza verilerinden yararlanılarak elde edilen ve Weibull dağılım ile modellenene zamanla değişen arıza hızının, süreç içinde arttığı gösterilmiştir. Elektrik dağıtım sistemi için, hem ortalama arıza hızı, hem de zamana bağlı arıza hızı kullanılarak yapılan güvenilirlik değerlendirmeleri karşılaştırılarak, zamana bağlı arıza hızı ile yapılanın daha gerçekçi olduğu ortaya konulmuştur.

[14]'te, güç kesicileri için arıza sayısı ve arıza şiddeti gibi kayıtlı verilerin analizi yapılmış; kesici performansındaki azalmayı (bozulmayı) gösteren olasılık bilgileri, bozulma düzeyi ile denetim ve bakım durumlarını içeren Markov diyagramı yardımıyla, bakım sıklıklarının hesaplanmasında kullanılmıştır.

Elektrik iletim sistemi için yapılan bir GMB çalışmasında, ekonomik yarardan çok teknik uygunluğa önem verilmesinin, yönetimsel çelişkilere neden olacağı vurgulanmış; bu nedenle maliyet ve yararın sayısallaştırılarakbirlikte düşünlmesi gerektiği ve GMB'nin, sonuçlarının önceden belirlenmesi gerekli bir yatırım kararı olarak kabul edilmesi gerektiği belirtilmiştir [15]. [16]'da güç kesicileri için yapılan GMB çalışmasında, arıza sonucu oluşan kesinti maliyeti dikkate alınmış ve kesicilerin sistemdeki önemi sayısallaştırılmıştır. [17]'de, elektrik iletim sistemi yönetim ve gösterge değerlendirmesi içeren bir GMB yazılımı, bir test sistemine uygulanmıştır. GMB uygulamasının, arızaları azaltarak güvenilirliği artırdığı ve maliyeti düşürdüğü belirlenmiştir.

Sistem bileşenlerinin yaşlanma durumları dikkate alınarak belirlenen sıklıkta bakım ve arıza modlarına uygun denetim yapılması öngören bir GMB önerisi ve uygulaması [18]'de sunulmuştur. Donanımların tek tek bakıma alınmayıp, blok halinde denetlenmesi, bakıma alınması veya değiştirilmesi önerisi; bu faaliyetlerin sıklıkları bakım maliyet ile ilişkilendirilerek değerlendirilmiştir. Bu haliyle, klasik Markov modelinden farklı bakım sıklığı belirleme yaklaşımı sunmaktadır.

Theil, bir yaşlanma zinciri yaklaşımını kullanarak, donanımın bakım ve devre dışı kalma durumları için üç-durumlu bir Markov modeli önermiştir [19]. En iyilenmiş önleyici bakım aralıkları, zamana bağlı üç-durumlu Markov modeli kullanılarak [20]'de hesaplanmıştır.

Bileşenlerin dayanım ve verimliliğinin artırılmasını sağlayan, uygun bir bakım stratejisi elde edilerek, tüm sistem güvenilirliğinin artırılması ve maliyetin en aza indirilmesinin olası olduğu [21] ve [22]'de belirtilmiştir. [23]'te, anahtarlama elemanları için GMB çalışması önerilmiştir. Diğer bir çalışmada ise, yaşlanma hızı dikkate alınarak yapılan derecelendirme mantığından hareketle, elektrik iletim sistemi bileşenleri için bir bakım stratejisi sunulmuştur [24]. Ghavami ve Kezunovic, Monte Carlo benzetimi yardımıyla hesapladıkları güvenilirlik göstergeleri yardımıyla, denetim, bakım ve arıza maliyetlerini elde etmişlerdir [25].

Abeygunawardane [26]'da, Monte Carlo benzetimi ve Markov modeli kullanılarak hesaplanan durum olasılıklarını karşılaştırmış, her iki yöntemin de benzer sonuçlar verdiğini göstermiştir. Tomasevicz ve Asgarpoor, en yüksek kullanılabilirliğin elde edilmesini sağlayan en uygun bakım aralığının hesaplanması ve her bir özellik yitirme aşamasında bakım uygulanıp uygulanmama kararının verilebilmesi için, sürekli zaman yarı-Markov süreci kullanmışlardır [27].

Weibull dağılımı ile temsil edilen dağıtım transformatörlerine ait arıza hızları, ağırlık katsayıları hesaplamada kullanılmış ve bu katsayılar ile transformatör performansı hesaplanmıştır [28]. [29]'da, bir elektrik üretim santrali için, olasılıksal önleyici bakım aralığı hesaplama modeli kurularak, önleyici bakımlar esnasında saptanan arızalar, en iyilenmiş bakım sıklıklarının belirlenmesinde kullanılmıştır. Modelin amacı, hatanın saptandığı ilk andan, onarımın zorunlu hale geldiği ana kadar olan sürede, onarım gerektiren bir arıza olmayacak Şekilde bir önleyici bakımın gerçekleştirilmesidir. Hava hatlarında bakım planlaması için, normal çalışma, potansiyel arıza, denetim ve arıza durumları içeren 4 durumlu Markov modeli [30]'da önerilmiştir. Denetim sırasında uygulanacak yöntemlerle, potansiyel arıza tanısı yapılmasını olası kılan modele ilişkin eşitlikler, yineleme yöntemiyle çözülerek en uygun denetim sıklıkları belirlenmiştir. İşletmeyi ve tüketiciyi etkileyen maliyetler hesaplanarak, maliyeti minimum yapan denetim sıklıkları, yıl bazında belirlenmiştir. [25-30], doğrudan GMB çalışmaları olmamakla birlikte, GMB çalışmalarında kullanılan yöntemlere benzer yöntemler içermeleri açısından dikkate değer çalışmalardır.

DY, üretim güvenilirliğinin sağlandığı bir sistemde, arızaların azaltılmasını sağlayacak en uygun bakım planlamalarının belirlenmesi yoluyla, güç sistem maliyetlerinin en aza indirilmesini amaçlayan stratejik bir bakım organizasyonu; GMDY ise, donanım yöneticisine, bakım planlaması konusunda çözümler sunan ve güç sistem donanım yönetimi sürecinde kullanılan bir köprü olarak düşünülebilir [31]. GMB ve DY deneyimleri, GMDY sürecine temel oluşturmuştur. GMDY, en düşük maliyetle en yüksek güvenilirliği sağlayan en uygun bakım sürecini elde etmeyi amaçlar [32, 33, 34, 35]. GMDY zaman içinde klasik GMB yöntemlerinin eksikliklerini giderip çeşitli ek bakım görevlerini/süreçlerini kapsayacak Şekilde geliştirilmiştir.

Yatırım getirisinin en yüksek düzeye getirilmesini amaçlayan ve bileşenlerin onarılma veya yenisiyle değiştirilme çalışmalarının önem sırasına göre yapılmasını öngören bir DY çalışması [36]'da önerilmiştir. Donanım yönetiminin ekonomik yönünü ön plana çıkararak, yatırım getirilerini en yüksek düzeye çıkarabilecek veya donanımın yenileme ve yenileştirme faaliyetlerini derecelendirebilecek çabalar içeren donanım yönetim çalışmaları da [37] ve [38]'de sunulmuştur. Bileşen yaşlanmasına dayalı bakım süreçlerinin geliştirildiği [39]'daki çalışmada, transformatör merkezi DY uygulaması ve ekonomik analizine ait algoritmalar oluşturulmuştur. Lindquist ve Bertling, devre kesicileri için güvenilirlik modeli kurarak, arıza hızı kestirimi çalışması sunmuştur [40]. GMDY'nin, bileşenler için denetim ve bakım kararının verilmesine yönelik sayısal değerlerin hesaplanmasını sağlayan ve kayıtlı verilerin kullanıldığı bir yöntem olduğuna dikkat çekilerek, kesicilerin arıza oranı ve bakım kayıtlarına dayalı güvenilirlik modeli içeren bir GMDY çalışması gerçekleştirilmiştir [41]. [42]'de ise uygun bakım yönetimi için öncelikli bileşenlerin belirlenmesi yaklaşımını içeren bir GMDY çalışması yer almaktadır.

Normal çalışma sürecindeki zorlanmalara ve aşırı gerilim ve aşırı akım zorlanmalarına en duyarlı olan ve duyarlılığı zamanla aşamalı olarak artan iletim sistemi bileşeni güç transformatörleridir. Ayrıca, beklenmedik arızaların, teknik ve ekonomik açıdan çok ciddi sonuçlar doğurabilecek olması nedeniyle, güç transformatörleri, iletim alt yapısının en önemli bileşenleri olarak bilinirler. Güç transformatörleri genellikle anma güçlerine yakın çalıştırılır ve hatta gerektiğinde kısa süreli olarak bu değerleri aşmasına da izin verilebilir. Bu nedenle bakım uygulamaları, transformatörün sağlıklı çalışma süresinin (ömrünün) uzatılması ve bir arıza yaşandığında en kısa zamanda normal koşullara dönülmesi açısından oldukça önemlidir [43]. Dolayısıyla, güç transformatörleri araştırmacıların yoğun ilgisi olan iletim sistemi donanımlarıdır.

Geçmiş deneyimler, güç transformatörlerinin, ancak bir kısmının, öngörülen ekonomik ömrüne yakın çalışabildiğini göstermektedir [44]. Sağlıklı çalışma verilerine dayalı bir güç transformatörü donanım yönetimi çalışması [45]'te yer almaktadır. Orta ve kısa-dönem için, iletim donanımı bakım planlamasını kapsayan transformatör bakım süreci ve çözüm yöntemi [46] ve [47]'de sunulmuş olup; transformatör donanım yönetim teori ve uygulamasına yer verilmiştir.

[48]'de Trappey ve diğer araştırmacılar, çeşitli işletim koşullarında, arızaların önceden belirlenmesini sağlayan bir akıllı bakım tekniği içeren donanım yönetimi çalışması sunmuşlardır. Suwnansri'nin, güç transformatörlerinin işletim ve bakım giderlerini azaltacak bir donanım yönetimi yaklaşımı [49]'da verilmiştir.

Ulusal Elektrik İletim Sistemimiz güç transformatörleri için [50]'de; kesiciler, iletim hatları, diğer transformatör merkezi bileşenleri ve koruma sistemleri için [51]'de bileşen düzeyinde maliyet-etkin bir bakım stratejisi elde edilmesine yönelik GMDY çalışmaları gerçekleştirilmiştir. Yine Ulusal Elektrik İletim Sistemimiz güç transformatörleri için iyileştirilmiş bir GMDY çalışması [52]'de; bu çalışmadaki arıza mod ve etkileri analizinin TOPSIS [53] kullanılarak gerçekleştirildiği bir çalışma [54]'te sunulmuştur. Sistem güvenilirlik göstergeleri ile bakım ayarlamaları arasındaki sayısal ilişki, [55]'teki diğer bir GMDY çalışmasında ortaya konulmuştur.

Ne var ki, bu ve benzeri çalışmaların hiç biri, güç transformatörlerinin sahaya özel işletim koşullarını ve bakım süreçlerini ele alan uygulamaya yönelik bir GMDY çalışması değildir. Ayrıca, yapılan çalışmalar incelendiğinde, önemli bir kısmında yalnızca bakım içeriği (görevleri) belirlemeye odaklanıldığı göze çarpmaktadır. Sınırlı sayıda en uygun bakım/denetim aralıklarını belirleme çalışmasında ise, bileşenlerin sistem içindeki önemlerinin bir bütün olarak gözönüne alındığı ve aynı tür bileşenlerin konum ve işlevlerinden (yük durumu vb) kaynaklanan sistem içindeki önem farklılıklarının dikkate alınmadığı veya tek bir bileşenin ele alındığı çalışmalarda, ilgili bileşenin sistemdeki diğer bileşenler arasındaki öncelik durumunun dikkate alınmadığı görülmektedir. Bunun yanında, bu çalışmaların tümünde, bakım/denetim aralıklarının olasılıksal/matematiksel hesaplamalarla ve/veya benzetimlerle teorik/parametrik olarak güvenilirliğe etkileri araştırılmakta ve fakat bu belirlemede uygulama koşulları dikkate alınmamaktadır. Bu nedenle, iddia edilen güvenilirlik iyileşmelerinin bilim ve teknoloji dünyasında kabul görmediği ve tartışıldığı görülmüştür. Ayrıca, sistem düzeyinde kritiklik analizi odaklı çalışmaların, bileşen düzeyinde yapılan güvenilirlik analizleriyle ilişkilendirilmediği görülmektedir. Bu nedenle öngörülen bakım planlarının, hem içerik yönünden, hem de bileşene özel olması nedeniyle karmaşık olduğu ve tüm sisteme uygulanma açısından gerçekçi olmadığı açıktır.

Bu tez çalışmasında, başından itibaren bakım/denetim parametreleri ve bunların durum geçiş hızlarına etkisi dikkate alınmış; bileşen kritiklik analizi, hem bileşen

bazında ve hem de sistem düzeyinde olmak üzere iki aşamalı olarak gerçekleştirilmiştir. Sonuçta elde edilen bakım planının, son derece basit ve uygulanabilir olması ve güvenilirlik ve maliyet açısından, en az hesaplanan aralıklarda kesinlikle sonuç verecek nitelikte olması sağlanmıştır. [52]'de önerilen, bileşen türlerinin kritiklik analizi ve bileşen düzeyinde elde edilen iyileştirilmiş GMDY çalışmasının, sistem düzeyine yükseltilmesi amacıyla transformatörlerin sistem içindeki kritikliklerinin analizini içeren bir çalışma [56]'da verilmiştir.

1.3 Hipotez

Birçok sistemde olduğu gibi, elektrik enerji sistemlerinde de sürdürülebilirlik, uygun bir bakım süreci ve sahadan alınacak geri besleme ile sağlanabilir. Bakım süreci, sadece teknik olarak uygulanan faaliyetleri değil, teknik ve zamansal olanakları, personel olanaklarını, bunların uygun Şekilde organize edilmesini, analizini ve sonuçlarının değerlendirilmesini de içerecek etkinlikler bütündür. Günümüz rekabetçi piyasa yapısı, maliyet-etkinliği sağlayacak Şekilde, bakım türlerinin, içeriklerinin ve parametrelerinin en doğru biçimde organize edilerek bir bakım stratejisi oluşturulmasını gerektirmektedir.

Bakım türleri, bileşen arızaları ve etkileri dikkate alınarak yapılacak bir güvenilirlik merkezli bakım planlaması ile belirlenir. Belirlenen bakım türü ve geçmiş arızalar dikkate alınarak, çeşitli sistem bileşenleri için uygulanacak bakımın içeriği (bakım görevleri), söz konusu bileşenler konusunda uzman kişilerce belirlenen unsurlardır. Bakım parametrelerinin belirlenmesi ise, geçmiş arıza verilerine dayalı olarak kurulacak modeler ve bu modellerle yapılan benzetimler sayesinde, güvenilirlik konusunda uzman kişilerce gerçekleştirilen bir çalışmadır. Bu tez içeriği, bu kapsamda değerlendirilmesi gereken bir çalışmadır. Burada, mevcut olanaklar zorlanmaksızın ve bakım içeriğinde yer alan teknik uygulamalara (bakım görevleri) dokunulmaksızın, yürütülen bakım sürecinin teknik ve ekonomik verilerine dayalı olarak, bileşenlere en uygun aralıklarla, en uygun bakımın uygulanmasını sağlayacak bir bakım stratejisi geliştirmek hedeflenmiştir. Özetle, tüketici açısından daha iyi güvenilirlik sağlayan, işletme açısından bileşenlerin sağlıklı çalışma süresini ve işletme ömrünü uzatan ve gereksiz bakım işlemlerini en aza indiren maliyet-etkin bir bakım süreci önerilmektedir.

Elektrik İletim Sistemi için en uygun güvenilirlik ve maliyeti sağlaması hedefleyen GMDY süreci aşağıdaki ana aşamalardan oluşur:

- Sistem ana bileşenlerine uygulanan mevcut bakım faaliyetlerinin araştırılıp, gerekli teknik ve güvenilirlik verilerinin elde edilmesi,
- Bu veriler ve sistem operatörlerinden alınan bilgileri kullanarak, bileşenlerin mevcut bakım ve işletim sürecini modelleyerek, güvenilirlik göstergeleri ve maliyet değerlerinin belirlenmesi,
- Daha düşük maliyetle, yeterli güvenilirlik sağlayacak (veya aynı maliyette daha yüksek güvenilirlik sağlayacak), bileşen düzeyinde uygulanabilir bir bakım iyileştirme yönteminin (farklı veya yeni bakım türlerinin ve/veya farklı bakım parametrelerinin) belirlenmesi,
- Bileşenlerin sistem içindeki önemlerine göre derecelendirilmesi sonrasında, bu iyileştirmeyi sistem düzeyinde sağlayacak bakım planı değişikliğinin yapılması ve
- Önerilen değişikliklerin uygulanması sonrasında, elde edilen sonuçların, başlangıç hedefleri ile kıyaslanması ve gerektiğinde değişikliklerin gerçekleştirilmesi

Bu adımların ayrıntıları aşağıda belirtilmiştir.

- İletim sistemi ana ve alt bileşenlerinin belirlenmesi,
- Her bir bileşene uygulanan bakım faaliyetlerinin içerik ve zamanlama yönünden ayrıntılı incelenmesi,
- İletim sistemi bileşenlerine ait arıza, kullanım ve bakım verilerinin ve bilgilerinin elde edilmesi,
- Elde edilen bileşen bakım faaliyetleri ve arıza verilerini kullanılarak, bileşen bazında işletim modellerinin oluşturulması; güvenilirlik göstergelerinin ve toplam işletme ve bakım maliyetinin ve bileşen ömrünün belirlenmesi,
- Bileşen bazında, en uygun güvenilirlik ve maliyeti sağlayacak uygulanabilir bir bakım iyileştirmesinin belirlenmesi, (bu çalışma kapsamında bakım parametrelerinin iyileştirilmesi)

- Belirlenen bileşen düzeyinde bakım iyileştirmesinin, sistem düzeyine çıkarılması için bileşenlerin sistem içindeki öncelikleri açısından derecelendirilmesi,
- Yapılan derecelendirmeye göre, bileşen düzeyinde belirlenen iyileştirmenin mevcut bakım planı üzerindeki değişikliklerle sistem düzeyine çıkarılarak GMDY stratejik bakım planının oluşturulması,
- Mevcut ve önerilen bakım planına göre beklenen sistem güvenilirlik göstergelerinin ve maliyetlerin belirlenmesi,
- Planın uzun vadede uygulanması ve bu süreç içinde bileşen ve sistem düzeyinde güvenilirlik göstergelerinin hesaplanmasını sağlayacak verilerin sistemli olarak elde edilmesi,
- Uygulamanın tamamlanması sonrasında sistem düzeyinde güvenilirlik göstergelerinin ve maliyetlerin tekrar hesaplanarak, beklenen değerlerle karşılaştırılması,
- Yapılan karşılaştırma sonucunda, uygulanan iyileştirilmiş bakım planının, stratejik hedefler yönünden güvenilirlik ve maliyete katkısının değerlendirilerek, uygulamaya devam edilmesi ya da planda değişiklik yapılması konusunda karar verilmesi.

Bu tez çalışması 5 ana bölümden ve bir Ek'ten oluşmaktadır. Giriş bölümü sonrasında 2. Bölümde, gelişim süreci içinde, elektrik enerji sistemlerinde bakım yöntemleri, diğer mühendislik sistem uygulamaları ile birlikte özetlenmiş ve 3. Bölümde güvenilirlik merkezli donanım yönetimi tanıtılmıştır. 4. Bölümde, önce geçmiş veriler ve uzman deneyimleri dikkate alınarak, ulusal elektrik iletim sistemi bileşenleri için en uygun bakım stratejileri geliştirilmiş; devamında Trakya bölgesi güç transformatörleri için GMDY uygulamasına ilişkin bir sayısal uygulama verilmiştir. Son bölümde ise uygulama sonuçları özetlenerek gelecek çalışmalara ışık tutacak bazı öneriler sunulmuştur. EK-A' da ise, güç transformatörlerinin sistemdeki önem derecelerini belirlemek üzere kullanılan Çok Kriterli Bulanık Puanlama Yöntemi'nin ayrıntıları verilmiştir.

2. ELEKTRİK İLETİM SİSTEMLERİNDE BAKIM YÖNTEMLERİ

Bakım çalışmaları, dikey elektrik enerji sistemlerinde kullanılan ve başlangıcı 1970'li yıllara dayanan bakım planlama tekniklerinden, havacılıkta 1980'lerde kullanımı yaygınlaşan GMB'a ve günümüzde maliyet-etkinliğini ön plana alan GMBY'ne doğru bir gelişme göstermiştir. Bakım tekniklerindeki bu çeşitlilik, yazılım tekniklerinin de gelişmesiyle birçok yeni bakım kavramının gelişimine ve bakım en iyilemesinin, daha kullanışlı ve gerçekçi hale getirilmesine yardımcı olmuştur.

İstenen güvenilirlikteki elektrik enerjisini, en ekonomik Şekilde sağlamayı amaçlayan bakım en iyilemesi, temelde iki farklı olguya dayanır:

- Üretim sistemi bileşenlerinin, güvenilirlik sınırlamaları içinde çalışmasını sağlayacak ve iletim ve dağıtım sistem bileşenleri için enerji kesintisini en aza indirecek bakım planlama teknikleri geliştirilmesi ve
- Elektrik kuruluşlarına, uygun işletme ve bakım yöntemleri sayesinde, donanımlarından en etkin Şekilde yararlanabilme olanağı sağlayan donanım yönetimi uygulaması.

2.1 Bakım planlama (Maintenance scheduling)

Eski dikey birleşik elektrik sistemi yapısında, öngörülen güvenilirlik düzeyinin en ekonomik Şekilde sağlanması amacıyla uygulanan ve yeniden yapılanma sürecinde, yatay rekabetçi yapıya uyarlanan bakım planlama etkinliklerinin bir çoğu, üretim ünitelerinin önleyici bakımlarını, sistem enerji gereksinimlerini ve bakım gereklerini karşılayarak, toplam işletme maliyetini en aza indirmek üzere hazırlanmıştır. 1980'li yıllara kadar, hat iletim kapasite limitleri gibi birtakım fiziksel kısıtlamalar da dikkate alınarak yapılan üretim sistemi bakım planlaması, belirgin (deterministik) bir süreçtir. Ancak daha sonraları, yatay yapılanmanın getirdiği talep belirsizlikleri ve enerji kesinti kısıtlamaları, olasılıksal tabanlı planlamalara zemin hazırlamıştır.

İletim sistemleri için olasılıksal bakım planlama yöntemi [56]'da önerilmiştir. Donanıma özel planlamanın yer aldığı [58]'de, bakım kararı, bakım planlama sistemi tarafından doğrudan verilemeyip bakım mühendisinin insiyatifine bırakıldığı için, öznel hatalar içereceği açıktır. İstatistiksel değişkenlerin, bakım planlama sürecinin doğasına uygun olmamasının bakım planlamasını zorlaştırması nedeniyle, sürecin belirleyici yapısına stokastik bir yön ekleme gereği duyulmuştur.

Üretim ve iletim sistemi bakım planlamasının yapıldığı [59]'da, şebeke ve hat güvenilirlik sınırlamaları yanında, personel, kaynak, dönemlik kısıtlamalar ve işletmenin stratejik ihtiyaçları da dikkate alınmıştır. Aynı çalışmada, kapsam genişliği ve sınırlamaların fazlalığından dolayı oluşan karmaşık problem, Benders ayrıştırma tekniği ile alt problemlere ayrılmış, doğrusal programlama ile maliyeti minimize edecek bir bakım planlaması yapılmış; yapılan bu planlama bir test sistemi üzerinde uygulanmıştır. [60]'ta, iletim hattı (termik) kapasite sınırları dikkate alınarak, elektrik enerjisinin, öngörülen güvenilirlik sınırları içinde dağıtılmasını amaçlayan üreteç bakım planlaması, doğrusal programlama kullanılarak gerçekleştirilmiştir. [61]'de arıza kayıtlarından ve bakım personeli deneyimlerinden yararlanılarak, sistem kullanılabilirliğine (availability) dayalı bir algoritma geliştirilmiş ve bu algoritma ile bakım planlaması en iyilenmiştir. Problemin basitleştirilmesi için, verilerde boyutsal azaltma yapılmıştır. [62]'de Abdulwhab ve Billinton, klasik belirgin planlama yerine, üretim sistemi donanımlarının zamana bağlı devre dışı kalma olasılıkları ve rekabet ortamındaki yük belirsizliğini, yıllık bazdaki durum seviyelendirme tekniği ve Wellbeing analizi yardımıyla haftalık önleyici bakım planlamada kullanmıştır. Böylece klasik elektrik enerji sistemi yapısında kullanılan uzun dönem planlama teknikleri, rekabetçi yapının gereksinimlerine uygun olarak kısa dönem planlamaya uyarlanmış, belirgin tabanlı kriterlere olasılık tabanlı kriterler eklenmiştir. Doğrusal programlama tekniği kullanılarak, rekabetçi pazar güvenilirlik kısıtlamaları altında, birleşik üretim ve iletim sistemi bakım planlaması [63]'te yapılmıştır. Üretim birimlerinin sağlıklı çalışma ve en düşük ve en yüksek güçte çalışma olasılıklarını temel alan Wellbeing analizi ile, yük kaybı olasılığını minimum yapan bir amaç fonksiyonu, kısıtlamalar da göz önünde bulundurularak [64]'te ortaya konmuştur.

[65]'te, şebeke bakım planlaması, güvenilirliğin bakım ekonomisi dikkate alınarak en iyilenmesi yoluyla gerçekleştirilmiştir. En iyilemede uygulanan doğrusal programlama teknikleri, bakım süresi, anlık (geçici) elektrik kesintisi, güç akışı, gerilim kısıtları ve bakım kaynak kısıtlamalarının mevsimsel durumları dikkate alınarak kullanılmıştır. [66]'da ise, üretim birimleri için klasik doğrusal programlama yönteminden farklı olarak, Markov karar süreci kullanılmış; devre dışı kalan ünitelerin enerjisi ve yedeklemelerin maliyete etkisi ile, bileşen arızaları ve bakım sürelerinin değişkenliği altında bakım planlaması en iyilenmiştir.

Bakım planlama çalışmalarının gelişimi incelendiğinde, bakım en iyilemesinde, klasik doğrusal programlama tekniklerinin yoğun olarak kullanılmış; fakat zamanla artan kısıtlama çeşitliliği ve rekabetçi yapının getirdiği üretim ve talep belirsizlikleri nedenyle, Markov süreci gibi olasılıksal yöntemlere de gereksinim duyulmuştur. Güvenilirlik sınırlamalarına ek olarak, iletim hattı kapasiteleri, donanım arıza olasılıkları, personel ve malzeme kısıtlamaları, arıza ve onarım süreleri, mevsimsel kısıtlamalar ve işletme talepleri de dikkate alınmış, rekabet ortamında yaşamsal öneme sahip maliyet geri planda bırakılmıştır.

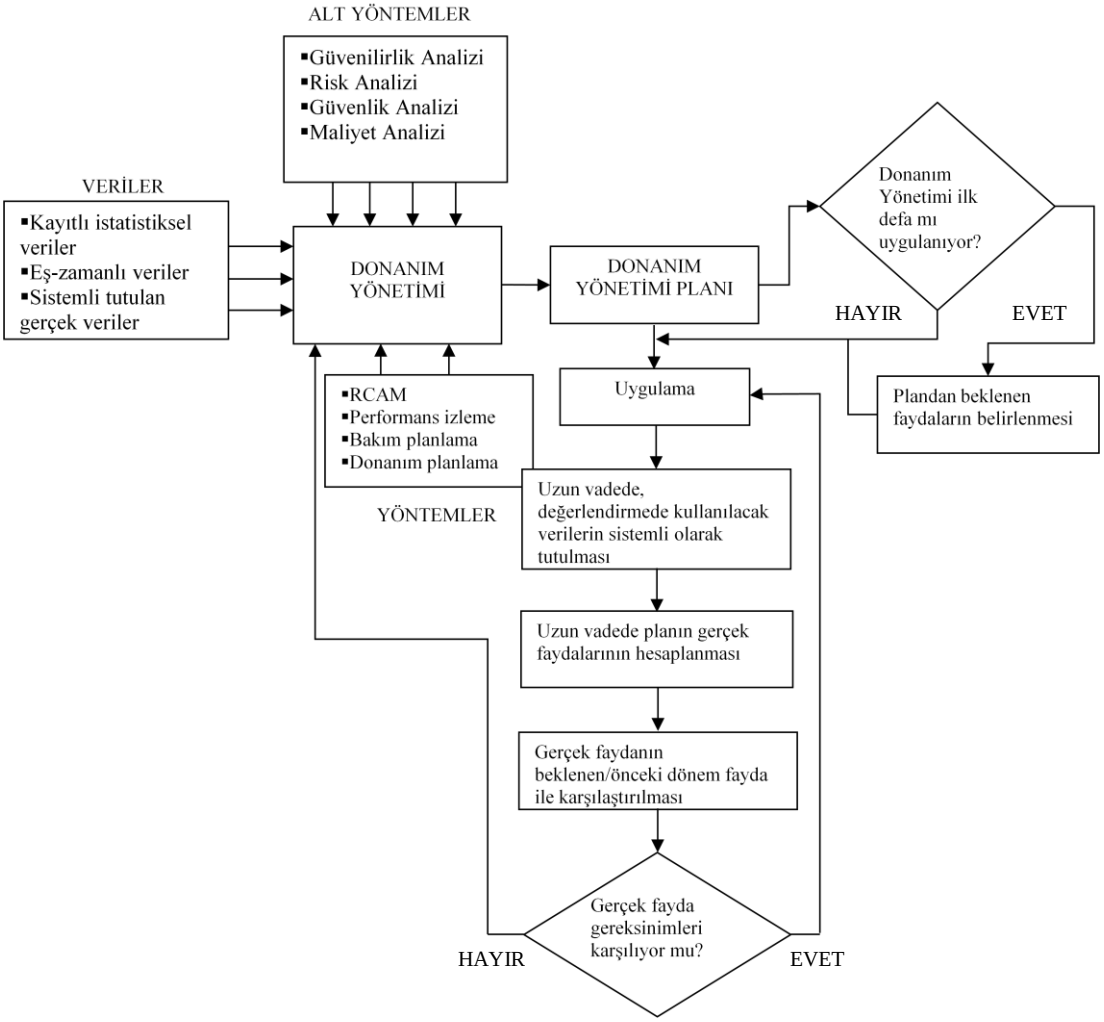
Tüketicinin beklediği güvenilirlik düzeyini sağlamaya odaklı bakım planlama yönteminde, bakım, donanım bazında değil, daha çok sistem bazında ele alınmıştır. Bakım planlamanın yukarıda belirtilen eksikliklerinin giderilmesi gereksinimi, donanım yönetimi çalışmalarının temelini oluşturmuştur.

2.2 Donanım yönetimi (DY) (Asset management)

Son yıllarda elektrik enerji endüstrisi ve diğer birçok endüstri türünde, rekabetten kaynaklanan ekonomi-verimlilik dengesinin kurulabilmesi için oluşturulan "Donanım Yönetimi" kavramı, stratejik tüm bakım yöntemlerini kapsamaktadır. Donanım yönetimi, teknolojinin gelişmesi ve üretimin artması nedeniyle genişleyen piyasada, doğru ticari stratejilerin geliştirilmesi yoluyla, ticari ve teknik risklerin en aza indirilmesidir. Dolayısıyla, risk, maliyet ve performans arasındaki ilişkinin anlaşılması ve yönetilmesi gerektiğini göstermektedir [67]. Çeşitli DY çalışma örnekleri [31-42]'de sunulmuştur.

Donanım yönetimi, istenen güvenilirliğin en az risk ve maliyette karşılanması amacıyla, zaman içinde gelişmiş bir yöntemdir. [32, 34, 42, 67, 84, 90, 91]'de

önerilen DY çalışmaları incelendiğinde, süreci özetleyen yapı, Şekil 2.1'deki gibi bir genel akış diyagramı ile verilebilir. Buna göre DY genel olarak, DY planının oluşturulması öncesi ve sonrasını kapsayan iki aşamadan oluşur. İlk aşamada, çeşitli veriler kullanılarak, güvenilirlik analizleri, risk analizleri, performans izleme, vb işlevler gerçekleştirilerek en uygun DY planı belirlenmektedir. Bu aşamanın sonunda karar verilen DY planının ardından, beklenen sonuçların doğrulanması için yapılanlar, ikinci aşamayı oluşturmaktadır. Burada, önerilen bakım planının uygulanması sonrasında, orta ya da uzun vadede elde edilecek arıza/bakım verilerinin uygun Şekilde toplanıp depolanması gerekir. Veri depolama sonrasında, sistem düzeyindeki güvenilirlik göstergeleri yeniden hesaplanarak beklenen iyileşmenin karşılanıp karşılanmadığı belirlenir.



Şekil 2.1 : DY süreci akış diyagramı.

En önemli bileşenlerinden birinin bakım planlama olduğu açıkça görülen donanım yönetimi, bakım yöntemlerinin en verimli Şekilde kullanılmasını öngörür. Bu kapsamda uygulanan bakım türleri,

- Üretici firmalardan alınan bilgilere dayalı olarak gerçekleştirilen sabit aralıklı Zaman Temelli Bakım (ZTB),
- Donanımın sürekli izlenmesi ve tanı sonuçlarına göre yapılan Performans Temelli Bakım (PTB),
- Donanım performansları yanında, donanımların sistem için önemlerini de dikkate alan Güvenilirlik Merkezli Bakım (GMB) ve
- Sistem bileşenleri bazında bakım en iyilemesi sağlayan Güvenilirlik Merkezli Donanım Yönetimi (GMDY)'dir.

2.2.1 Zaman temelli bakım (ZTB)

Donanım üreticisi firmadan alınan veriler baz alınarak, donanıma, periyodik önleyici bakım uygulanır. Bu bakım türü, günümüzde DY amacını karşılamadığından, çoğu enüdtriyel sistemde yerini PTB ve GMD'ye bırakmakta ve uygulaması giderek azalmaktadır.

2.2.2 Performans temelli bakım (PTB) (Condition Based Maintenance)

Bir sistem bileşeninin sağlıklı çalışıp çalışmadığı, bugünkü teknolojik olanaklar ölçüsünde izlenip sayısallaştırılabilmekte ve bu değerler dikkate alınarak performans temelli bakım gerçekleştirilmektedir. PTB, donanım performans ve işletme çıktılarının sürekli izlenmesini gerektirdiğinden, kullanım alanı sınırlıdır. Ancak teknolojik olanaklar elverdiği ölçüde ve ekonomik olduğu sürece uygulanabilme şansı vardır.

[68]'de, güvenilirlik modelinin oluşturulması için, bileşen çalıştığı sürece sağlıklı çalışma verilerini kullanan bir PTB yöntemi önerilmiştir. Bu Şekilde oluşturulan model, güvenilirlik-ekonomi dengelemesine dayalı bir optimal bakım kararı verilmesinde kullanılabilir.

[69]'da, iletim sisteminin farklı bölgeleri için, otomasyon sistemlerinden alınan anlık verilerin, uygun bir yazılım desteği ile, GMB modelinde kullanılabileceği açıklanmıştır.

Alman dağıtım şebekesinde mevcut yer altı kablo ve hava hattı sisteminden alınan gerçek zaman performans bilgilerinin GMB'de kullanıldığı belirtilen [70]'te, PTB-GMB entegrasyonunun mümkün olduğu gösterilmiştir. PTB'nin, bileşen performansını izleyen algılayıcılardan elde edilen performans verilerinin belli bir bakım anlayışı içinde kullanılmaması durumunda, herhangi bir üstünlük sağlamayacağı belirtilerek, PTB verilerinin GMB içinde kullanılması [71]'de önerilmiştir. Bir termik güç santrali için, donanım özellik yitirmelerine dayalı durum uzayı eşitliklerinin Monte Carlo benzetimi ile çözülmesiyle, maliyeti en küçük kılan düzeltici veya önleyici bakım zamanlamalarının elde edildiği [72], tipik bir PTB çalışması örneğidir. [73]'te ise, bakım maliyetini düşürmeyi amaçlayan GMB ile, performans izleme, durum değerlendirme ve tahmin geliştirmeye yönelik PTB uygulamasının birleştirildiği bir model anlatılmıştır. Bu modelle, bakım planlaması yerine, anlık veriler yardımıyla sistem bileşenlerine dinamik önleyici bakım uygulanması önerilmiştir. [69], [70], [71], [72] ve [73], GMB için performans belirlemede kayıtlı veriler yanında, donanımın anlık izleme verilerinden de yararlanılabileceği belirtmiştir. İzleme donanımı mevcut olan sistemler için, verilerinin GMB'de kullanımı maliyet-etkin bir işlemdir. Fakat, GMB uygulamaları için yeniden bu düzeneklerin kurulumu oldukça pahalı olduğundan, genellikle tercih edilmemektedir.

2.2.3 Güvenilirlik merkezli bakım (GMB) (Reliability Centered Maintenance)

GMB'nin temeli, havacılık sektöründe, donanımların karmaşıklığından kaynaklı bakım maliyetinin azaltılmasına yönelik olarak 1960'lı yıllarda atılmıştır. 1970'lerde Amerika Birleşik Devletlerinde sivil havayolu işletmeciliğinde geliştirilmiş, yapılan çalışmalar Federal Aviation Administration (FAA) tarafından benimsenip onaylanmış ve daha sonra nükleer elektrik santralleri, silah sistemleri ve üretim sektöründe uygulanmaya başlanmıştır. GMB'nin, işletmeye daha az zaman ve maliyette istenen güvenilirliği garanti edecek bakım kararları alınmasının yanı sıra, bu amaçla kullanılan bakım verisinin de doğru olarak tutulmasını sağlayacağı belirtilmekte, pratikliği ve esnekliği vurgulanmaktadır [74]. GMB'nin, ortaya çıktığı havacılık sektöründe yaygınlaşan kullanımı standart hale gelmiştir [75].

GMB, elektrik enerji endüstrisinde 90'lı yıllarda yaygınlaşmaya başlamıştır. Amerika Birleşik Devletleri-Florida eyaletinde bulunan bir elektrik kuruluşunda, bakım yönetimi, 1995 yılına kadar, sistemi oluşturan bölgeler için ayrı ayrı planlanıp uygulanırken; bu tarihten sonra tek bir merkezden yapılmaya başlandığı, bu amaçla kurulan otomasyon programının, sistem/alt sistem organizasyonu, bakım kayıtlarının tutulması ve bileşen performans değerlendirmeleri gibi faaliyetleri GMB uygulamasına yönelik gerçekleştirdiği belirtilmiştir [76].

Endüstriyel gelişmeler de dikkate alınarak, GMB'de kullanılmakta olan üç farklı temel bakım tekniğine ilişkin açıklamalar aşağıda yer almaktadır.

Düzeltici bakım (Corrective maintenance)

Birinci nesil bakım yöntemi olarak da bilinen düzeltici (onarıcı) bakım, "arızalandığında onar" ilkesine dayanılarak yapılan reaktif, en ilkel bakım yöntemidir. II. Dünya Savaşına kadar olan zaman diliminde uygulanmıştır. Endüstride makineleşmenin henüz yaygın olmadığı bu dönemde, bakım, endüstri açısından fazlaca önemli bulunmuyordu. Arızaya neden olan bileşenler veya malzemeler genelde basit yapıda olduklarından, değişimleri veya tekrar yapılmaları zamansal veya ekonomik açıdan ciddi sorunlara ve kayıplara yol açmıyordu. Bu nedenle arıza olana dek sistemin veya bileşenin bakıma alınması da gerekmiyordu. Fakat zamanla makineleşmenin yoğunlaşması ile, arızanın maliyeti, zaman kaybı ve üretim kayıpları giderek büyümeye başlamıştır. Bu birinci nesil bakım sistemi uygulayan tesislerde, öncelikle kritik parçalar olmak üzere büyük bir yedek parça stoğuna gerek vardı. Düzeltici bakım, maliyet açısından en kötü yöntem olmasına karşın, geçmiş uygulamalarda yaygın olarak tercih edilmiş ve halen günümüzde bile pek çok endüstriyel uygulamada uygulama alanı bulabilmektedir. Düzeltici bakımın sakınca ve üstünlükleri özetlenecek olursa;

Üstünlükleri:

1. Makineleşmemiş endüstriler için düşük maliyet,
2. Az insan gücü gereksinimi,

Sakıncaları:

1. Beklenmedik anda oluşan arızanın getirdiği parasal kaybın yüksekliği,
2. Plansız arızanın neden olduğu iş gücü kaybının yüksekliği,
3. Plansız arızanın neden olduğu başka arızaların varlığı,

4. Zaman kaybı,
5. Değişim veya onarım bedeli.

Önleyici Bakım (Preventive maintenance)

II. Dünya Savaşı süresince insan gücünün azalması, makineleşmeyi hızlandıran bir etken olmuştur. Endüstriyel faaliyetlerde makineleşme hızla artmış ve 1950'lerde karmaşık makineler endüstride yerlerini almıştır. Makineleşme sonucu endüstrideki gelişim, büyük bir ivme kazanmıştır. Bu nedenle ortaya çıkan her arıza önemli olumsuzluklara yol açmaya ve dolayısıyla daha büyük bir problem olarak görülmeye başlanmıştır. Sistemin ve kullanılan her parçanın daha uzun ömürlü olması, daha ekonomik olması ve daha yoğun üretim sağlayabilmesi önem kazanmıştır. Bu nedenle mümkün olduğu kadar arıza oluşumunu önleme yoluna gidilmiştir. Bu da önleyici bakım yönteminin ortaya çıkmasına neden olmuştur.

Önleyici bakım, cihazların ve sistemlerin, üretici firmalarının öngördüğü periyodik aralıklarla, öngörülen Şekilde gerçekleştirilen ve arıza oluşumunu geciktiren bir koruyucu bakım işlemidir. Test, ölçme, ayarlama, parça değiştirme gibi faaliyetlerin genel adı olarak da bilinir. Önleyici bakımın onarıcı bakımdan, en büyük farkı, bakım yapmak için arıza olmasının beklenmesine gerek olmamasıdır. Tahribatsız deneyler, periyodik kontrol ve önceden bakım planlama gibi teknikler, önleyici bakım görevlerine örnek olarak verilebilir. Önleyici bakım, onarıcı bakıma göre malzeme ve sistem ömrünün, tahminlere daha yakın değerde olmasını sağlayabilme açısından daha uygun bir bakım yöntemi olarak düşünülür.

Üstünlükleri:

1. Malzeme veya sistem ömrünün uzaması,
2. Enerjide ve zamanda kazanç sağlaması,
3. Donanıma veya sisteme bağlı arızaların azalması,
4. Kesintisiz üretime olanak sağlaması,
5. Onarıcı bakıma göre daha karlı olması.

Sakıncaları:

1. Beklenmedik arızalar meydana geldiğinde onarıcı bakıma gerek duyulması,
2. Planlı ve yoğun çalışma gerektirmesi,
3. Gereksiz donanım bakımının yapılma olasılığı ve buna bağlı olarak zaman kaybı, insan gücü kaybı ve para kaybı olasılığı.

Kestirimci Bakım (Predictive maintenance)

1970'lerin ortasında başlayıp günümüze kadar gelen süreçte yüksek bir ivmeyle gelişen endüstriyel faaliyetler sonrasında, raslantısal arızalar üretim faaliyetlerinde aksamalara ve büyük oranda maddi kayıplara yol açmıştır. Bu nedenle endüstrideki yatırımların önemli bir kısmı bakım faaliyetlerine aktarılmaya başlanmış ve sonuçta endüstrideki gelişmelere paralel olarak bakım teknikleri ve bakım yöntemlerinde de gelişmeler ortaya çıkmıştır. Bakım tekniklerinin gelişmesine bağlı olarak güvenilirlik ve kullanılabilirlik kavramları önem kazanmıştır Teknolojinin gelişmesi ve artan üretim faaliyetleri, oluşan her hatanın çevresel ve güvenlik açısından ciddi sonuçlarının ortaya çıkmasına neden olmuştur. Bunların önlenebilmesi veya en düşük düzeylere çekilebilmesi için, bakım faaliyetlerine yapılan harcamalar artık birinci öncelikli hale gelmiştir.

Kestirimci bakım, bu çaba ve harcamaların sonucunda ortaya çıkmış proaktif bir bakım yöntemidir. Kestirimci bakım, çeşitli ölçme ve gözlemlerle, arıza meydana gelmesi olası bileşenin saptanarak, arıza olmadan önce bakımın yapılması yöntemidir. Kestirimci bakımı önleyici bakımdan ayıran özellik, önleyici bakımın belli zaman dilimleri içinde yapılması, kestirimci bakımın ise, ölçme, gözlem ve değerlendirmeler sonucunda belirlenecek zamanda yapılmasıdır Kestirimci bakımın en önemli aşamalarından biri, sistemin veya donanımın performasındaki sapmayı görme olanağı sağlayan ölçme ve gözlemlerdir.

Ölçme ve gözlemler kestirimci bakım teknikleri açısından önemlidir. Elde edilen ölçme ve gözlem sonuçları doğru değerlendirilerek buna bağlı doğru bakım planlamaların yapılması gerekmektedir. Aksi halde elde edilen ölçme ve değerlendirme sonuçları sadece arşiv oluşturmadan öteye gidemez.

Kestirimci bakımın diğer yöntemlere göre üstünlükleri:

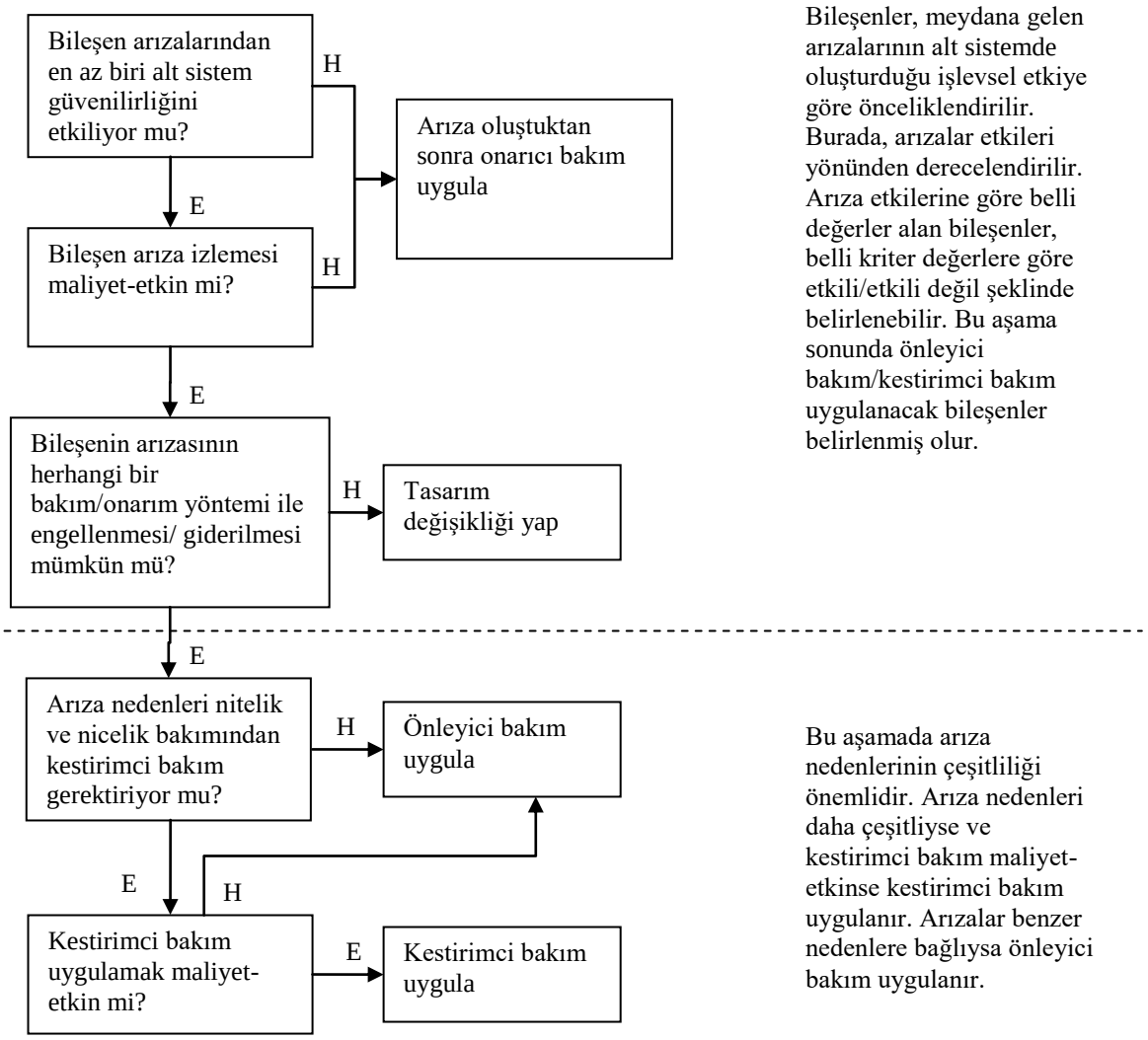
1. Önleyici bakıma göre %12 -%18 oranında daha ekonomiktir,
2. Ürün kalitesinde artış sağlar,
3. Bakıma ayrılan zamanın kısalmasını sağlar,
4. Çevre ve işgücü sağlığına katkısı vardır,
5. Malzeme veya sistem tabanlı arızalarda azalmayı sağlar,
6. Beklenmedik arıza oluşumunun neredeyse tamamen ortadan kalkmasını sağlar.

Bu üç ana başlık altında incelenen bakım yöntemlerinin, daha etkili sonuçlar alınmak üzere birbirleriyle organize edilmesi ile Güvenilirlik Merkezli Bakım (GMB) yöntemi doğmuştur.

Elektrik sistemleri için yapılan GMB çalışmaları incelendiğinde, GMB'nin temel amacının sistem işlevlerini korumak olduğu görülmektedir. Uygun bir GMB programı, işlev kaybı ya da arızalarının belirlenmesi için belirli arıza modları tanımlar ve bunları önceliklendirerek etkin ve gerçekçi bir önleyici bakım öngörür [23, 77, 78, 79, 80, 81, 82]. Bu görevin yerine getirilmesi için aşağıdaki adımlar uygulanır.

- Sistem/alt sistem işlevleri tanımlanması,
- Arızalanması durumunda sistem/alt sistem işlevlerinde etki yaratabilecek bileşenlerin belirlenmesi,
- Bu bileşenlerin arızalarının tanımlanması ve sınıflandırılması,
- Kaydedilen bu bilgilerin incelenmesi sonucunda, arızaların sistem işlevine etkisinin önemine göre bileşenin önceliklendirilmesi,
- Yüksek öneme sahip kritik bileşenlerin belirlenmesi ve arıza nedenlerinin uygun bir sorgulama akış diyagramı ile sorgulanması yardımı ile, ilgili bileşen için en uygun bakım kararının verilmesi.

GMB programı içinde bileşen kritikliğini önceliklendirmede en çok kullanılan yöntem, Arıza Modu Etkileri ve Kritiklik Analizi (FMECA)'dir. Bu yöntemin uygulanmasında, bileşen performans ve arıza bilgilerinin tutulduğu ve bileşen kritiklik düzeyine göre uygulanması gereken bakım türünün belirlendiği birtakım formlardan yararlanılır [3, 8, 9, 23, 78]. Şekil 2.2'de bileşenlere uygulanacak bakım türünün belirlenmesi için kullanılan bir sorgulama diyagramı örneği verilmiştir.



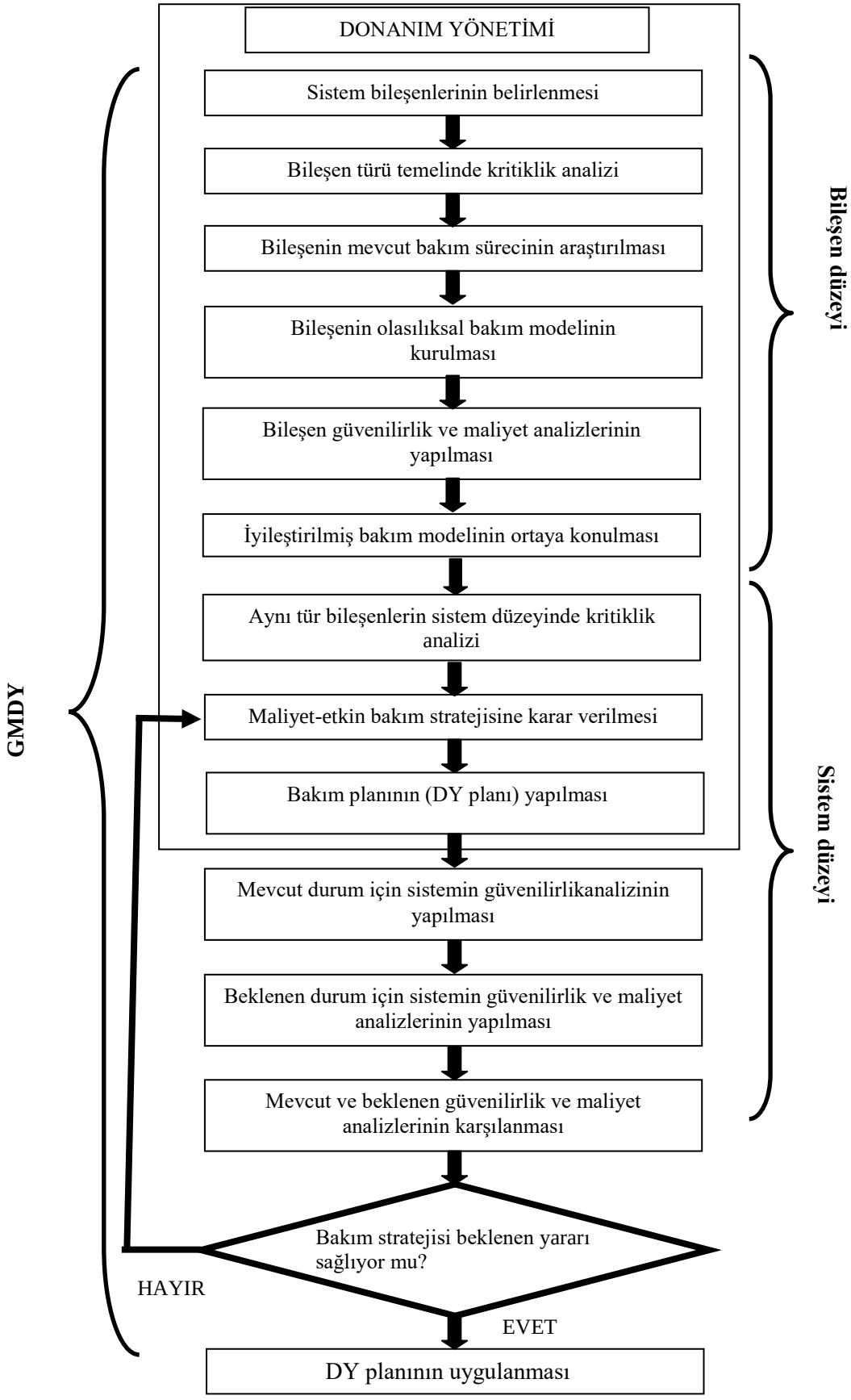
Şekil 2.2 : Bakım türü belirlenmesi için örnek bir sorgulama diyagramı.

Gerçekleştirilen bu adımlar sonrasında ilgili bileşen için düzeltici, önleyici ya da kestirimci bakım kararı alınır.

GMB'nin GMDY'ye doğru evrilmesi, donanım yönetimi adı altında geniş bir alan bulmuştur. Donanım yönetimi, klasik GMB uygulamalarından elde edilen sonuçların maliyet-etkinliğinin önceden belirlenebilmesi, bakım türü kararlarının bakım sıklığı şeklinde sayısal sonuçlara dönüştürülebilmesi konularında yapılan çalışmalarla Şekil almaya başlamıştır. Sistem bileşenleri için anlık izleme olanaklarının mevcut olması durumunda, bu verilerden performans belirleme ve bakım kararı almada yararlanılabileceği, bunların yanı sıra, kayıtlı verilerin bulunması halinde de, GMDY uygulaması içinde istatistiksel yöntemlerin gerçekçi sonuçlar verebileceği görülmektedir.

2.2.4 Güvenilirlik merkezli donanım yönetimi (GMDY) (Reliability Centered Asset Management)

GMDY genel anlamda güvenilirliğin en iyilenmesini amaçlayan maliyet-etkin bakım stratejisinin elde edilmesi yöntemidir [2, 31, 40, 41, 43, 44, 48, 89, 90]. GMDY, DY'yi içeren ve bakım nedeniyle bileşen devre dışı kalmalarının azaltılmasını da göz önünde bulundurarak, bakım parametrelerinin ayarlanması yoluyla sistem güvenilirliğinin artırılması ve maliyetinin düşürülmesini amaçlayan stratejik bir bakım yöntemidir. [31, 40, 41, 48, 89]'da önerilen çalışmalar incelenerek oluşturulan tipik bir GMDY süreci akış diyagramı Şekil 2.3' te verilmiştir.



Şekil 2.3 : GMDY akış şeması.

3. GÜVENİLİRLİK MERKEZLİ DONANIM YÖNETİMİ

GMDY, temel olarak iki aşamadan oluşur. İlk aşama, bileşen düzeyindeki hesaplama, analiz ve değerlendirmeleri kapsar. İkinci aşama ise, bileşen düzeyinde yapılan analiz ve değerlendirmelerin sistem düzeyine taşındığı ve çalışma sonuçlarının değerlendirildiği doğrulama aşamasıdır. Genel akış diyagramı Şekil 2.3'te verilen GMDY'ye ait aşamaların kapsadığı işlem adımları aşağıda özetlenmiştir:

3.1 İlk Aşama: Bileşen Düzeyi

Bu aşamayı oluşturan işlem adımları, sırasıyla, sistem bileşenlerinin tanımlanması, bileşen türü temelinde kritiklik analizinin gerçekleştirilmesi, bileşenin mevcut bakım sürecinin araştırılması, istatistiksel verilerin kullanıldığı olasılıksal bakım modelinin kurulması, bileşenin güvenilirlik ve maliyet analizlerinin ve duyarlılık analizinin yapılması, iyileştirilmiş bakım modelinin ortaya konulması ve sonuçlarının değerlendirilmesidir.

3.1.1 Sistem bileşenlerinin tanımlanması

Sistemi oluşturan bileşenlerin türleri, bakım yönünden gösterdikleri farklılıklara ve gereksinimlerine göre tanımlanır. Her tür bileşen bir ana bileşen kabul edilerek ve ana bileşenleri oluşturan alt bileşenler düzeylendirilerek listelenir. Düzey sayısı, çalışmanın amacına, gereksinimlere ve veri elde etme olanaklarına uygun olarak belirlenir.

3.1.2 Bileşen türü temelinde kritiklik analizi

Bu adımda, alt bileşenler bazında, arızalarının sistem üzerindeki etkileri ve maliyeti açısından, bileşen türlerinin sistemdeki kritiklik düzeyleri belirlenir. Bu adımın alt adımları aşağıda belirtildiği gibidir.

- Her bileşenin arıza etkilerinin belirlenmesi amacıyla, alt bileşen düzeyinde fonksiyon, arıza tipi ve arıza etki ve sonuçlarını sorgulayan bir form düzenlenir

[3, 8, 9, 23, 78]. Bu formların doldurulmasında kayıtlı verilerle, sistem bakım personelinin ifade ve deneyimlerinden yararlanılır.

- İkinci adımda, sistem bileşenlerine GMDY kapsamında uygulanması gereken bakım tipine karar verilmesi için, bileşenlerin arıza etkileri yönünden önceliklendirilmesi gerekir. Bunun için alt bileşenlerin sistemdeki arızalı kalma süreleri, arıza etkileri ve bakım gereksinimleri sorgulanır. Sorgulama için, uygun bir tablo düzenlenerek, sorgulama sonuçlarının sayısal sonuçlara dönüştürülmesi sağlanır. Elde edilen sayısal değerler kullanılarak, bileşenlerin sistem içindeki öncelik sıralaması ve gruplaması yapılır. Grupların, öncelik durumlarına uygun olarak, bileşen türlerine düzeltici, önleyici ya da kestirimci bakım görevlerinden hangisinin uygulanacağına karar verilir.

3.1.3 Bileşenin mevcut bakım sürecinin araştırılması

Bileşenlere uygulanmakta olan bakım süreçleri Bölüm 2.2'de belirtilmiştir. Ancak, ayrıntılı bir işletme ve bakım modelinin kurulabilmesi için, uygulanmakta olan bakım sürecinin en doğru haliyle öğrenilmesi, personel deneyimlerinden yararlanılması, kayıtlı verilerin araştırılması ve gerektiğinde kullanılabilir duruma getirilmesi gerekmektedir.

3.1.4 Bileşenin bakım modelinin kurulması

Bileşenlerin mevcut bakım süreçlerine ilişkin bilgi ve verilerden yararlanarak, her bileşen türü için güvenilirlik ve maliyet analizlerinin yapılmasını sağlayacak olasılıksal veya belirgin (deterministik) bir çalışma-bakım modeli oluşturulur. Model, güvenilirlik ve maliyet analizlerine ek olarak, iyileştirme amaçlı olarak da kullanılır.

3.1.5 Bileşen güvenilirlik ve maliyet analizlerinin yapılması

Bileşen türleri için oluşturulan model yardımıyla, güvenilirlik ve maliyet hesaplamaları yapılarak, modelin yapısına uygun ilgili göstergeler belirlenir.

3.1.6 Bileşen için iyileştirilmiş bakım modelinin ortaya konulması

Burada, bir önceki adımda elde edilen güvenilirlik ve maliyet göstergelerinin iyileştirilmesine yönelik olarak, uygulanmakta olan bakımın içeriği ve parametrelerinde yapılabilecek değişiklikler sorgulanır. Sorgulama, yapılması ön

görülen bu değişikliklerin mevcut güvenilirlik ve maliyet göstergelerinde meydana getirdiği parametrik ya da uygulama sonrasında gözlenebilecek değişimlerin araştırılmasıdır. Bu adımın tamamlanmasıyla bileşen düzeyi aşaması tamamlanmış olur.

3.2 İkinci Aşama: Sistem düzeyi

Bu aşamada, bileşen düzeyinde yapılan analiz ve model iyileştirme çalışmalarından yararlanılarak, sistem düzeyinde iyileşmeyi sağlayacak stratejik ve maliyet-etkin bir bakım planının oluşturulması hedeflenir. Bu aşamanın işlem adımları sırasıyla, bileşen türlerinin kendi içinde sistem açısından kritiklik analizlerinin gerçekleştirilmesi, elde edilen sonuca göre maliyet-etkin bakım stratejisinin ortaya konulması ve buna uygun bakım planının (DY planı) yapılması, mevcut durum için sistem güvenilirlik göstergelerinin hesaplanması, beklenen güvenilirlik göstergelerinin hesaplanması ve bu değerlerin karşılaştırılmasıdır. Adımların ayrıntıları aşağıda açıklanmıştır.

3.2.1 Aynı tür bileşenlerin sistem açısından kririklik analizi

Farklı tür sistem bileşenlerinin farklı bakım süreçlerine tabi tutulmalarının yanı sıra, aynı türdeki bileşenler de, bileşenin sistem açısından önemine bağlı olarak, bakım önceliği açısından farklılıklar gösterir. Bu öncelik farkının bakım planına yansıtılması amacıyla, aynı tür bileşenler, çeşitli ölçütler kullanılarak önceliklendirilir. Önceliklendirmede, bileşen düzeyinde elde edilen güvenilirlik göstergelerinden yararlanılırken, aynı zamanda birbirleriyle etkileşimlerinin de dikkate alınması ve ayrıca yapılacak önem sıralamasının, uygulamaya olanak verecek nitelikte olması gereklidir. Yalnızca hiyerarşik bir önem sıralaması, bakım planının uygulanmasında çözülmesi zor problemlere neden olsa da, hiyerarşik sıralamayı gruplara dönüştürmek bu sorunu tamamen ortadan kaldırabilecektir.

3.2.2 Maliyet-etkin bakım stratejisine karar verilmesi ve bakım planının oluşturulması

Bir önceki adımda yapılan kritiklik analizi sonrasında, bakım stratejisine nasıl karar verilebileceği, analizde kullanılacak yöntemin sonuçları itibariyle etkinliğine bağlı olacaktır. Karar mekanizmasının kritiklik analizi ile birleştirilmesi, bakım stratejisi

kararını kolaylaştırarak, bakım planının oluşturulmasını sağlayacaktır. Yeni ve gelişmiş bir bakım planı yapılırken, mevcut bakım planının dikkate alınması ve mümkünse öncelikle bu plan üzerinde revizyonlar yoluyla sonuca erişilmesinde yarar vardır. Bu husus, mevcut bakım planına uygun insan ve donanım altyapısından yararlanılması ve ani ve büyük değişikliklerin yol açacağı bazı risklerin azaltılması açılarından çok önemlidir.

3.2.3 Mevcut durum için sistem güvenilirlik analizinin yapılması

Sistem güvenilirliğini ifade etme açısından pek çok gösterge vardır. GMDY çalışmalarında, bu göstergelerden en uygun olanları ve mevcut verilerle en doğru hesaplanabilecek olanları dikkate alınır.

3.2.4 Beklenen durum için sistem güvenilirlik analizinin yapılması

Bu adımda da, bir önceki adımda hesaplanan göstergenin, uygulama sonrasında sistem düzeyinde elde edileceği ön görülen iyileşmeler/değişmeler dikkate alınarak hesaplanması gerekmektedir.

3.2.5 Mevcut ve beklenen durumlar için hesaplanan güvenilirlik göstergelerinin karşılaştırılması

Elde edilen bakım planının uygulanması sonrasında yeniden hesaplanacak güvenilirlik ve ekonomik gösterge değerleri, bir önceki adımda hesaplanan beklenen değerlerle kıyaslanır. Ancak kıyaslama ölçütü, kurum hedefleriyle doğrudan ilgili olduğundan, planın uygulanmasının hedefleri karşılayıp karşılamadığına kurum karar verecektir. Planın uygulanma süresi boyunca, güvenilirlik göstergelerinin dönem sonunda en doğru Şekilde hesaplanmasını sağlayacak verilerin belirlenmesi ve sistemli olarak biriktirilmesi mutlaka sağlanmalıdır. Uygulamanın devamı ya da revizyonu için verilecek karar da, beklenen hedefin karşılanmış olmasına bağlıdır.

Burada genel hatlarıyla anlatılan GMDY , bundan sonraki bölümde Elektrik İletim Sistemi’ne uygulanacaktır.

4. ULUSAL ELEKTRİK İLETİM SİSTEMİ BAKIM VE GMDY UYGULAMASI

Bu bölümde, ulusal elektrik iletim sistemimizde uygulanan bakım teknikleri tanıtıldıktan sonra, mevcut Trakya bölgesi verilerinden hareketle, sistem bileşenleri için en uygun bakım yöntemi belirlenecektir. Son kısımda ise, TEİAŞ-Trakya bölgesi güç transformatörleri açısından bir GMDY uygulaması gerçekleştirilecektir.

4.1 Ulusal Elektrik İletim Sistemimizde Bakım Uygulamaları

Elektrik iletim sistemi, elektriğin üretim sistemi ve dağıtım sistemi arasındaki bağlantıyı sağlayan zincir halkasıdır. Ülkemizde iletim sistem gerilimleri 66 kV, 154 kV ve 380 kV'dur. Elektrik iletim sistemi, işletme değer ve koşullarına uygun seçilmiş farklı türdeki bileşenlerden oluşur. Her iletim sisteminin konfigürasyonu farklı olmakla birlikte, GMDY uygulamaları açısından iletim sisteminin, güç transformatörleri, güç kesicileri, enerji iletim hatları/YG kabloları, diğer transformatör merkezi bileşenleri ve koruma sistemleri şeklinde bileşenlerden oluştuğu düşünülür. Bu sınıflamada, güç transformatörleri, kesiciler ve koruma sistemlerinin, transformatör merkezlerindeki diğer donanımlardan (ayırıcı, bara vb) farklı olarak tekil düşünülmesinin nedeni ekonomik değerleri ve güvenilirlik açısından taşıdıkları önemden kaynaklanmaktadır. Diğer yandan, farklı tür guruplamalara dayalı GMDY uygulamasının gerçekleştirilmesi de mümkündür.

Bileşen türlerinin sistemdeki görevlerinin farklı olması yanında bakım gereksinimleri ve bakımın güvenilirlik ve maliyetle ilişkisi de birbirlerinden farklıdır. Bu nedenle uygulanan bakım süreçlerinin de birbirinden farklı olması doğaldır. İletim sistemi bileşenlerine uygulanan bakım süreçlerinin içeriği aşağıda özetlenmiştir.

4.1.1 Güç transformatörleri

Güç transformatörlerine, denetim amaçlı olarak, performans testleri uygulanır. Performans testlerinde transformatörün durumu ve arıza potansiyeli hakkında bilgiler edinilir. Test sonuçlarına göre yapılan değer ayarlamaları ile basit parça değişimleri,

onarım ve bakım işlemleri küçük (minör) bakımı oluşturur. Ayrıca, ısıl kamera denetimleri de uygulanarak aşırı yüklenme, soğutma sorunları ve faz yüklenme sorunları belirlenir.

4.1.2 Güç Kesicileri

Kesicilere de denetimler ve yoğun bakım uygulanır. Denetimlerde ısıl kamera veya yardımcı teçhizatlar kullanılarak performans belirlenir. İç basınç ölçümleri yapılarak, gerekirse onarım uygulanır. Ayrıca günlük bakımlarda fiziksel koşulları ve elektriksel donanımları gözle kontrol edilir. Bazı kesicilerde, gaz basıncı izleme aygıtı bulunmaktadır. İzleme aygıtının verilerine göre uygun akım işlemleri de gerçekleştirilmektedir.

4.1.3 Enerji İletim hatları

Enerji iletim hatları ifadesi, hattın iletkenleri yanında, direkler, izolatörler, bağlantı malzemeleri vb. aksesuarları da içerir. İletim hatlarına uygulanan denetimlerde, direkler, izolatörler, kablolar, bağlantı elemanları ısıl kamera ve diğer yardımcı teçhizatla kontrol edilmektedir. Ayrıca hatlar yerden gözle kontrol edilerek sehim değişimleri, bitki gelişimleri, kirlenmeler ve yapısal problemler belirlenmekte, acil durumlarda hemen müdahale edilmekte, acil durum yoksa bakım planlanmaktadır. İletim hattı arızaları, mesafe röleleriyle algılanmakta ve geçici arıza sonrası tekrar kapama özelliğine sahip kesicilerle devreye alınmaktadır.

4.1.4 Diğer transformatör merkezi bileşenleri

Transformatör merkezlerinin güç transformatörleri, güç kesicileri ve koruma röleleri dışında kalan bileşenleri, yani ölçüm transformatörleri, ayırıcılar, reaktörler, baralar ve diğer bağlantı elemanları, diğer transformatör merkezi bileşenleri olarak adlandırılmaktadır. Bu alt bileşenler, çeşitli performans testlerine tabi tutulmaktadırlar. Isıl kamera denetimleri de mevcut ya da olabilecek problemlerin belirlemesine yardımcı olabilmektedir.

4.1.5 Koruma sistemleri

Koruma sistemlerine de çeşitli performans testleri uygulanmaktadır. Ancak arıza olması durumunda röleler değiştirilir. Modern sistemlerde rölelerle ilgili çalışma

verileri, eş-zamanlı izlenmekte ve güvenlik tehdidi belirlenmesi durumunda uyarı verilmektedir.

4.2 GMDY Uygulaması

Türkiye Elektrik İletim Anonim Şirketi (TEİAŞ) bünyesinde, toplam 22 adet grup müdürlüğü; 10 adet Yük Tevzi İşletme Müdürlüğü'ne bağlı 66, 154 ve 380 kV gerilim düzeylerinde toplam 56748 km enerji iletim hattı, ve toplam 122236 MVA güce sahip 1505 güç transformatörü bulunmaktadır. 2015 yılı sonu itibariyle, toplam kurulu güç 73146 MW, ani puant 43289 MW, en yüksek günlük tüketim 867,5 milyon kWh ve yıllık elektrik enerji tüketimi 258,7 milyar kWh' tir.

İletim sistemi işletim ve bakımı TEİAŞ sorumluluğunda olup ilgili kanun ve yönetmelikler çerçevesinde uygulanmaktadır [92].

TEİAŞ sistemine GMDY uygulamasının ayrıntıları bu bölümde verilecektir.

4.2.1 İlk aşama: Bileşen düzeyi

4.2.1.1 Sistem bileşenlerinin tanımlanması

Elektrik iletim sistemi bileşen türleri, bir önceki bölümde tanımlanmıştır. Bu çalışmada, elektrik iletim sistemi 5 ana bileşen türüne ve her ana bileşen de aşağıdaki gibi alt bileşenlere ayrılmıştır. Bu sınıflama bileşenlerin konum ve işlevlerine göre gerçekleştirilmiş olup, daha farklı gruplamalar da olasıdır.

1. Güç transformatörleri
    - Metal gövde
    - Sargılar ve çekirdek
    - Soğutma sistemi
    - Buşingler
    - Yağ deposu
    - Parafudrlar
    - Baralar ve bağlantı elemanları
    - Kademe değiştirici

2. Güç kesicileri

- Statik ve dinamik kontaklar
- Elektriksel elemanlar
- İşletme mekanizması

3. Enerji iletim hatları

- İletim hattı iletkenleri
- YG kablolar ve yardımcı elemanlar
- Direkler
- İzolatörler
- Hırdavatlar

4. Diğer transformatör merkezi bileşenleri

- Ototransformatörler
- Reaktörler
- Ölçü transformatörleri
- Ayırıcılar
- Bara ve bağlantı elemanları
- İzolatörler
- Dağıtım elemanları

5. Koruma sistemleri

- Uyarı küreleri
- Röleler

4.2.1.2 Bileşen türü temelinde kritiklik analizi

Bu adımda, Bölüm 3.1.2'de bahsedilen alt bileşen düzeyinde fonksiyon, arıza tipi ve arıza etki ve sonuçlarını sorgulayan ve Çizelge 4.1'de verilen form ile TEİAŞ'tan alınan arıza ve bakım verileri kullanılarak, bileşen türlerinin sistem içindeki önemleri ve bileşen türüne göre uygulanacak bakım türleri belirlenecektir.

Çizelge 4.1 : Bileşen fonksiyon/arıza bilgi formu.

Sistem: Elektrik İletim Sistemi				
Bileşen : Güç Transformatörü				
Alt Bileşen	Fonksiyon	Fonksiyonel arıza	Arıza etkileri	Arıza sonuçları
Metal gövde	Transformatör sargı ve diğer aktif aksamı korur.	Delinme, çatlama, paslanma vs.	Yalıtımı zayıflatır, sargılar zarar görebilir, atlamalara ve aşırı akıma neden olabilir.	Röle ve kesici açar. Transformatör devre dışı kalır.
Sargılar ve çekirdek	Gerilim indirme veya yükseltme yapar.	Korozyon, ipliklenme, yanma .	Transformatör ana fonksiyonunu kaybeder.	Transformatör devre dışı kalır.
Soğutma sistemi	Soğutma sağlar.	Buharlaşma, ısınma, kaçak sonucu seviye düşmesi.	Soğutma sistemi devre dışı kalır.	Bucholz rölesi açabilir. Transformatör devre dışı kalır.
Buşingler	Yalıtım yapar.	Bozulma, ısınma.	Yalıtım zayıflar, atlamalara neden olabilir.	Transformatör devre dışı kalır.
Yağ deposu	Soğutma yağını depolar.	Delinme, çatlama.	Yağ sızıntısı olur. Yağ seviyesi düşer ve soğutma sistemi devre dışı kalır.	Bucholz rölesi açabilir. Transformatör devre dışı kalır.
Parafudrlar	Aşırı gerilimlere karşı koruma yapar.	Bozulma, ısınma.	Aşırı gerilim anında koruma yapamaz.	Transformatör devre dışı kalır.
Baralar ve bağlantı elemanları	Bağlantı ve yalıtım sağlar.	Kırılma, çatlama, bağlantıda gevşeme	Atlamalar olur.	Transformatör devre dışı kalır.
Kademe değiştirici	Gerilim düzeyini ayarlar.	Kırılma veya motorunun bozulması.	Kademe ayarlama işlemi gecikir ya da yapılamaz.	Transformatör arıza durumuna geçerek devre dışı kalır.

Çizelge 4.2 : İletim sistemi bileşenleri için en uygun bakım süreci elde etmeye yönelik karar çizelgesi.

Bileşen	Alt Bileşen	Bileşenin bağıl onarım süresi (d)	Arıza etkileri yönünden			Bakım gereksinimi yönünden		Alt bileşen ağırlığı
			Alt bileşen arızası bileşenin devreden çıkmasına neden oluyor mu? (+3d)	Alt bileşen arızası bileşenin yenisi ile değiştirilmesine neden oluyor mu? (+5d)	Arızalı alt bileşen başka bileşen arızalarına neden oluyor mu (cascade)? (+6d)	Alt bileşenin onarım maliyeti bileşen fiyatına yakın düzeyde mi? (+5d)	Alt bileşene herhangi bir önleyici bakım uygulanabilir mi?(+5d)	
Güç transformatörü	Metal gövde	2	EVET	HAYIR	EVET	HAYIR	EVET	28
	Sargılar ve çekirdek	10	EVET	EVET	EVET	EVET	EVET	240
	Soğutma sistemi	3	HAYIR	HAYIR	HAYIR	EVET	EVET	30
	Buşingler	1	EVET	HAYIR	EVET	HAYIR	EVET	14
	Parafudrlar	1	HAYIR	HAYIR	HAYIR	HAYIR	EVET	5
	Bara ve bağlantı elemanları	1	HAYIR	HAYIR	HAYIR	HAYIR	EVET	5
	Kademe değiştirici	2	EVET	HAYIR	EVET	EVET	EVET	38
Güç kesicileri	Statik ve dinamik kontaklar	3	EVET	EVET	EVET	EVET	EVET	72
	Elektriksel elemanlar (kontrol paneli, anahtarlar, vs.)	1	HAYIR	HAYIR	HAYIR	HAYIR	EVET	5
	İşletme mekanizması	3	EVET	EVET	EVET	EVET	EVET	72
İletim Hatları ve Kablolar	YG kablo ve aksesuarları	5	EVET	HAYIR	HAYIR	EVET	HAYIR	40
	Direkler	6	EVET	HAYIR	HAYIR	EVET	HAYIR	48
	İletim hattı iletkenleri	2	EVET	HAYIR	HAYIR	HAYIR	HAYIR	6
	İzolatörler	1	HAYIR	HAYIR	HAYIR	HAYIR	HAYIR	0
	Hırdavatlar	1	HAYIR	HAYIR	HAYIR	HAYIR	HAYIR	0
Diğer Transformatör Merkezi Bileşenleri	Ototransformaörler	9	EVET	EVET	EVET	EVET	EVET	216
	Reaktörler	8	EVET	EVET	EVET	EVET	EVET	192
	Ölçü transformatörleri	3	EVET	EVET	EVET	EVET	EVET	72
	Ayırıcılar	1	HAYIR	HAYIR	EVET	HAYIR	EVET	11
	Bara ve bağlantı elemanları	1	HAYIR	HAYIR	HAYIR	HAYIR	EVET	5
	İzolatörler	1	HAYIR	HAYIR	HAYIR	HAYIR	EVET	5
	Saha dağıtım elemanları	1	HAYIR	HAYIR	HAYIR	HAYIR	EVET	5
Koruma Sistemleri	Uyarı küreleri	1	HAYIR	HAYIR	HAYIR	HAYIR	HAYIR	0
	Röleler	1	HAYIR	HAYIR	EVET	HAYIR	EVET	11

Çizelge 4.2'de görülen karar Çizelgesi, bileşenlerin, alt bileşenlerinin arıza etkileri ve bakım gereksinimleri açısından sistem içindeki önceliklerinin, dolayısıyla uygulanması gereken bakım tipinin belirlenmesini sağlar. Bu formda ilk sütunda bileşenlere ait alt bileşenler sıralanmıştır. İkinci sütunda yer alan ve "d" ile ifade edilen arıza süresi, 1 ile 10 değerleri arasında bağıl bir değerdir. Diğer sütunlardaki sorular her alt bileşen için EVET veya HAYIR şeklinde yanıtlanır. Her soru, arıza süresi ile doğru orantılı bir ağırlık değerindedir. Bu ağırlık değeri ilgili alt bileşen için sorunun yanıtı EVET ise 1 ile, HAYIR ise 0 ile çarpılır ve bileşen ağırlığı, ilgili satırda böylece her soru için elde edilen değerlerin toplanmasıyla elde edilerek son sütuna yazılır.

Elde edilen alt bileşen ağırlıkları incelenerek, alt bileşenler için en yüksek ağırlık, ilgili bileşen için ağırlık değeri olarak atanır. Bu yaklaşım, güvenilirlik gösterge değerleri en yüksek olan alt bileşenin, o bileşen için bakım süresi açısından belirleyici olduğu düşüncesine dayalı Arıza Mod ve Etkileri ve Kritiklik Analizi'dir [3, 8, 9, 76, 77, 84, 85].

Bakım türü, elde edilen bileşen ağırlık değerinden yararlanılarak belirlenir. Çizelge 4.2'de 4-8. sütunlar boyunca sorulan sorular, alt bileşenin önleyici bakım gereksinimini sorgulamaktadır. Bu gereksinimin derecesi, soruya atanan ağırlık değeri ile doğru orantılı olduğundan, bu sorulardan en düşük ağırlıklı olanına verilecek EVET yanıtı ve bağıl onarım süresinin en az 3 olması durumu alt bileşenin önleyici bakıma tabi tutulması gereksiniminin alt sınırını belirler. Bu önleyici bakım için alt sınır ağırlık değeri 9'dur. Diğer yandan, her soruya EVET yanıtı verilmesi durumunda, bağıl onarım süresi için en az "3" değeri, kestirimci bakım için alt sınırı belirler ve bu sınır değeri 72'dir. Dolayısıyla bileşen ağırlık değerinin

- 3'ün altında olması halinde **düzeltici bakım**,
- 3-72 aralığında olması halinde **önleyici bakım**,
- 72 ve üzeri olması halinde **kestirimci bakım** gerektiğini gösterir.

Çizelge 4.2'de görüldüğü gibi, eldeki verilere göre yapılan değerlendirmeler sonucunda, güç transformatörleri, kesiciler ve diğer transformatör merkezi bileşenleri için "kestirimci bakım", iletim hatları ve koruma sistemleri için de "önleyici bakım" uygulanması gerektiği ortaya çıkmıştır.

İletim sistemi bileşenleri için en uygun bakım tipinin elde edilmesinin ardından çalışma, sistem güvenilirliği ve maliyet açısından en öncelikli olduğu düşünülen güç transformatörleri üzerine yoğunlaştırılmıştır. Bundan sonraki adımlar, güç transformatörü ana bileşeni için gerçekleştirilmiştir.

4.2.1.3 Güç transformatörlerinin mevcut bakım sürecinin araştırılması

154 ve 380 kV güç transformatörleri yıllık bakım kapsamında 3 yılda 1 kez performans ölçüm testlerine ve genel bakıma, ayda 1 kez ısıl kamera ile denetime ve ayrıca yağ analizlerine tabi tutulmaktadır. Genel yıllık bakımlarda, transfromatörler yağ kaçağı, buşing ve soğutma sistemleri açısından kontrol edildikten sonra, aktif kısım dışındaki bölümlere, gerekiyorsa transformatör devre dışı bırakılarak, yağ kaçağı giderme, yağ ilavesi, parça değiştirme veya sıkılaştırma gibi bakım işlemleri uygulanmaktadır. Buna ek olarak güç faktörü testleri, dönüştürme oranı ve primer testleri yapılarak sistem performansını etkileyen problemler belirlenmektedir.

Transformatörlerin birçoğunda (yağ) gaz analiz cihazı bulunmakta ve analiz sonuçları düzenli olarak ilgili kontrol merkezine (MYTM) iletilmektedir. Eğer sonuçlar güvenlik sınırları dışındaysa, transformatör devre dışı bırakılarak yağ bakımına tabi tutulmaktadır. Transformatör için yaşamsal tehlike belirlenmesi durumunda, bakım-onarım merkezine götürülerek derin bakıma alınmaktadır.

Ayrıca transformatörlere, aşırı yüklenme, soğutma sorunları ve faz yüklenmeleri sorunlarının teşhis edilebilmesi için, her ay ısıl kamera denetimleri uygulanmaktadır.

Bunun dışında günlük olarak transformatörler genel temizlik, silikajel, yağ kaçağı, Buchholz rölesi vb. göz kontrolüne tabi tutulmaktadır.

Sistem güvenilirliğindeki öncelikli konumları ve herhangi bir nedenle devreden çıkmalarının yüksek maliyetlere neden olması nedeniyle, Çizelge 4.2 den de anlaşılacağı üzere, güç transformatörleri mevcut durumda kestirimci bakıma tabi tutulmaktadır. TEİAŞ sistemi verilerine göre, bu transformatörlerin ortalama ömrünün yaklaşık 40 yıl olduğu bilinmektedir. TEİAŞ bakım personeli, bu ömür süresini bakım ve denetim açısından iki faza ayırmıştır. Transformatörün daha genç olduğu ilk fazda, seyrek aralıklarla test ve bakıma tabi tutulmakta; yaşlı transformatörü temsil eden ikinci fazda ise, transformatörün bazı özelliklerindeki bozulmalar nedeniyle, tabi tutulmaları gereken bakım süreçlerinin kapsamı genişletilmekte ve daha sık bakım uygulanmaktadır. Belirtilen bakım sürecinin

zamanlamaları TEİAŞ dokümanlarından, arıza hızı vb. güvenilirlik parametreleri kayıtlı verilerden elde edilmiştir.

Mevcut bakım sürecine göre, her arıza sonrasında transformatöre düzeltici bakım uygulanırken, sabit aralıklarla yapılan ölçüm ve denetim sonuçlarına göre, gerektiğinde kestirimci bakım uygulanmaktadır. Söz konusu gözlem ve ölçümler, günlük göz kontrolü, ısıl kamera denetimleri ve testlerdir. Yağ kaçakları, silika jeldeki renk değişimi, geçit izolatörü sorunları gibi sorunlar, genellikle günlük kontrol ve gözlemlerle belirlenebilirken, aşırı ısınan bağlantı noktaları ısıl kamera yardımıyla belirlenip gerekirse bağlantı parçaları değiştirilmektedir. Testler ise, yalıtım direnci, güç faktörü, transformatör dönüştürme oranı ölçümleri ve birçok kimyasal ve fiziksel yağ özelliklerinin belirlenmesini kapsamaktadır. Söz konusu testler sadece potansiyel arızaların oluşumu hakkında fikir vermekle kalmayıp, aynı zamanda transformatörün sağlıklı çalışma durumu hakkında bilgiler sağlamayı da amaçlamaktadır. Buna ek olarak, rastgele arızalar sonrası bazı transformatörlere, düzeltici bakımı takiben, kalıcı hasar riskinin en aza indirilmesi amacıyla da testler uygulanır. Günlük kontroller, gözlemler ve bazı küçük ölçekli bakımların maliyeti, periyodik ve arıza sonrası yapılan bakımların maliyeti yanında çok küçük olduğundan, normal işletme faaliyeti olarak ele alınır ve genellikle maliyetleri ihmal edilir.

İşletmedeki birçok transformatöre Çözülmüş Gaz Analizi (DGA) aygıtı eklenmiştir. Bu aygıt transformatörün gaz analizini yapar ve sonuçlarını belli aralıklarla yerel kontrol merkezine (MYTM) gönderir. Eğer gaz analizi sonuç değerleri, belirlenmiş sınırlar içinde değilse, transformatör devre dışı bırakılır. Transformatörün yağ değişimi, yağ analiz sonuçlarına bağlıdır ve transformatörün her iki ömür fazında da rastgele kabul edilir.

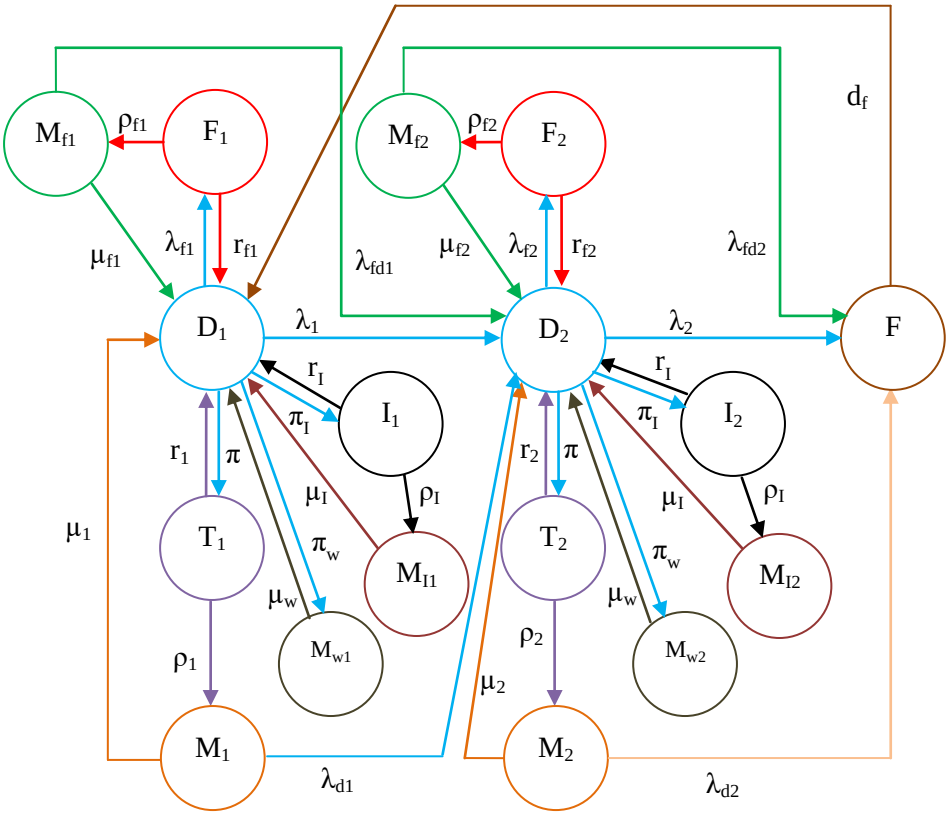
4.2.1.4 Güç transformatörünün bakım modelinin kurulması

Güç transformatörlerinin bakım modelinin oluşturulmasında, daha gerçekçi sonuçlar verdiği varsayılarak, belirgin yöntemler yerine olasılıksal yöntemler tercih edilmiştir. Bu çalışamada, gerekli güvenilirlik göstergelerinin hesaplanması için, yeterli sonuçlar verdiği kanıtlanmış olan olasılıksal Markov diyagramı yöntemi kullanılacaktır. Markov diyagramı, bileşenin herhangi bir anda bulunabileceği durumların (işletme, arıza, denetim, bakım gibi) gösterilerek, bu durumlara ilişkin

durum olasılıkları ile durumlar arası geçiş sıklıkları, durumda kalma süreleri gibi birçok güvenilirlik göstergelerinin elde edilmesine olanak sağlar. Güç transformatörü işletme ve bakım sürecinin Markov diyagramı ile modellenmesi sonrasında, yapılacak güvenilirlik analizlerinin doğru sonuçlar vermesi, bakım/arıza parametreleri ve geçiş hızlarının doğru olarak belirlenmiş olmasına ve deneyimlerden de yararlanılarak diyagram üzerinde doğru yerleştirilmesine bağlıdır.
Markov modeli ile yapılacak güvenilirlik analizi için, önceki adımlarda açıklanan bilgi ve verilerin model üzerine geçiş hızları olarak yerleştirilmesi gerekir. Böylece yapılacak analizlerle, çeşitli güvenilirlik parametreleri (durum olasılıkları, durum geçiş sıklıkları ve çeşitli işletme ve bakım durumlarında ortalama kalma süreleri), donanım ömrü ve toplam işletme ve bakım giderleri hesaplanır. Hesaplanan bu değerler bir sonraki aşamada, iyileştirme çalışmalarında kullanılabilecektir.

Mevcut işletme ve bakım sürecinin gerçekçi bir Markov modelinin oluşturulması için, süreç işleyişinin yanı sıra, modeldeki durumlar arası geçiş hızlarının da doğru olarak belirlenmesi gerekmektedir. Bu amaçla hem TEİAŞ bakım personelinden alınan bilgiler, hem de kayıtlı istatistiksel verilerin yorumlanmasıyla bu geçiş hızları belirlenmiş ve model kurulmuştur. Güç transformatörleri için kurulan Markov modeli Şekil 4.1'de verilmiştir.

Şekil 4.1'de yer alan mevcut bakım sürecine ait Markov modelinde, D_1 ve D_2, transformatörün sırasıyla daha genç ve daha yaşlı olduğu aşamaları göstermektedir. Şekildeki 1 ve 2 alt göstergeleri, sırasıyla transformatörün daha genç ve daha yaşlı olduğu fazlara karşılık gelmektedir. F_i, rastgele bir arıza sonrasında yapılan düzeltici bakımı ifade eder. M_f, rastgele arızayı takiben yapılan test ve yoğun bakım durumudur. I ve T denetim ve test durumlarını, M yoğun bakım durumunu, M_I aşırı ısınmış bağlantı elemanlarının değiştirilmesini ve M_w de yağ değişim durumunu ifade eder. Son olarak F, transformatörün yenisi ile değiştirildiği arıza durumunu göstermektedir. Şekilde görülen λ, μ, π, ρ, r ve d ise, durumlar arası geçiş hızlarını göstermektedir.



λ_f: arıza hızı.
λ: özellik yitirme hızı.
λ_{fd}: arızalar nedeniyle özellik yitirme hızı.
λ_d: periyodik test-bakım yoluyla belirlenen özellik yitirme hızı.
λ_{d1}: yoğun bakımdan sonraki faza geçiş hızı
π: test hızı.
r: testten işletime geçiş hızı.
ρ: testten yoğun bakıma geçiş hızı.
π_I: denetim hızı.
r_I: denetimden işletime geçiş hızı.
ρ_I: denetimden bakıma geçiş hızı.
π_w: yağ uyarı hızı.
$1/\mu_w$: ortalama yağ değişim süresi.
ρ_f: arızadan yoğun bakıma geçiş hızı.
μ_f: yoğun bakımdan işletime geçiş hızı.
r_f: rastgele arızadan işletime geçiş hızı.
$1/\mu_I$: denetim sonrası ortalama bakım süresi.
d_f: yenisiyle değiştirme hızı.

Şekil 4.1 : Transformatörün mevcut bakım süreci için Markov modeli.

Transformatörler, mevcut bakım sürecinin her iki işletim fazında da (D_1 ve D_2) benzer test ve denetimlere tabi tutulurlar. Her iki fazda da denetim periyodu 1 ay, test periyodu 3 yıldır. Transformatörün bakım gereksinimi denetim ve test sonuçlarına göre belirlenir. Denetim ve test sonucunda transformatörün bakım gereksinimi olmadığı belirlenmişse, bu durumda transfromatör denetim (I) ve test (T)

durumundan doğrudan normal işletim (D) durumuna geçer. Ancak bakım gerektiği belirlenmişse, bu durumda da yoğun bakım (M) ve denetim sonrası bakım (M_I) durumuna geçer.

Yağ uyarı işareti alınmasını takiben, transformatörün yağ değişimi (M_w) durumuna geçmesi söz konusudur. Yağ değişimi sonrasında transformatör tekrar çalışma durumuna (D) geçer.

Arızalı transformatör, F_1 ve F_2 durumlarında onarımdadır ve bu durumlar sonrası gerekirse eğer yoğun bakım+test durumuna (M_f) geçer. Aksi durumda normal çalışma durumuna (D) alınır. M_f'teki bakım ve testler, rastgele arıza sonrasında transformatörün performansının belirlenmesi için yapılır. Sonuçlar olumluysa, transformatör D durumuna geçer. Bakım ve testler sonucunda transformatörün performansında azalma olması durumunda, transformatör ilk işletim fazındaysa ikinci işletim fazına geçer, ikinci işletim aşamasında ise yenisiyle değiştirilir.

4.2.1.5 Güvenilirlik ve maliyet analizleri

Model parametrelerinin analizi

λ_1 ve λ_2 transformatörün ortalama ömür süresine göre belirlenen, yaşlanma (özellik yitirme) hızlarıdır. Denetim ve test periyotları TEİAŞ tarafından belirlenmiştir. Diğer geçiş hızları rastlantısal olup, TEİAŞ bakım bölümü tarafından sağlanan kayıtlı veriler yardımıyla belirlenmiştir.

Güç transformatörlerinin gerilim düzeyleri ve işletme fazları göz önünde bulundurularak tutulan arıza istatistikleri, ortalama arıza hızlarının 0,94 arıza/yıl olduğunu göstermektedir [86]. TEİAŞ'ın ilgili bakım personeli tarafından sağlanan arızalı transformatörlerin yaşlarına ilişkin bilgiler değerlendirilerek, bu değerin transformatörün ilk işletim aşamasında 0.8 arıza/yıl ve ikinci işletim aşamasında 1.2 arıza/yıl şeklinde olacağı belirlenmiştir. Geçmiş arıza kayıtları incelenerek, rastgele arıza sonrası ortalama onarım süresi 7,2 saat olarak belirlenmiştir. TEİAŞ personeli güç transformatörlerinin birinci ve ikinci işletim aşamalarında, sırasıyla yaklaşık %15 ve %25'inin 10 günlük yoğun bakım ve test sürecine girdiğini ifade etmektedir. Diğer geçiş hızları da benzer Şekilde kayıtlı istatistiksel verilerden ve TEİAŞ bakım personelinin deneyimlerine dayalı ifadelerinden yararlanılarak belirlenmiştir. Markov durum diyagramının ilgili parametre değerleri Çizelge 4.3'te verilmiştir.

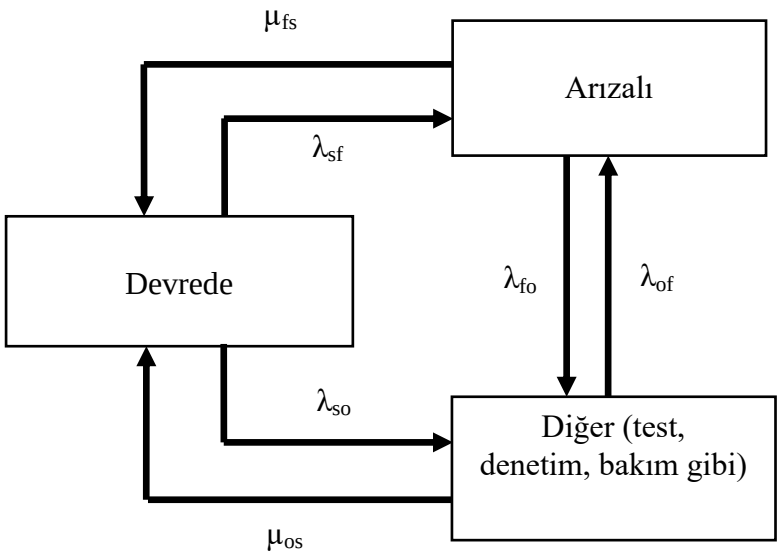
Çizelge 4.3: Markov modeli parametreleri.

Parametre	Değer (1/yıl)	Parametre	Değer (1/yıl)
λ_1	1/45	π_w	1/4
λ_2	1/35	μ_w	120
λ_{f1}	0.8	r_i	360x0.95
λ_{f2}	1.2	ρ_i	360x0.05
π	1/3	π_i	12
ρ_1	360x0.2	μ_i	90
r_1	360x0.8	μ_{f1}	36x0.9
ρ_2	360x0.4	λ_{fd1}	36x0.1
r_2	360x0.6	μ_{f2}	36x0.9
μ_1	36x0.9	λ_{fd2}	36x0.1
λ_{d1}	36x0.1	ρ_{f1}	180
μ_2	36x0.9	r_{f1}	1020
λ_{d2}	36x0.1	ρ_{f2}	300
d_f	12	r_{f2}	900

Model parametrelerinin doğrulanması ve güvenilirlik analizi

TEİAŞ tarafından sağlanan sözkonusu geçiş hızlarının doğrulanması amacıyla, Şekil 4.1'de verilen Markov modeli, Şekil 4.2'deki gibi 3-durumlu basit modele indirgenmiştir. Burada, "Devrede" olarak isimlendirilen durum, transformatörün işletmede olduğu D_1, D_2, I_1, ve I_2 durumlarının birleşimi, "arızalı" şeklinde ifade edilen durum transformatörün devre dışı olduğu F_1, F_2 ve F durumlarının birleşimi ve "Diğer" şeklinde ifade edilen durum ise transformatörün test ve bakımda olduğu T_1, T_2, M_1, M_2, M_{w1}, M_{w2}, M_{I1}, M_{I2}, M_{f1} ve M_{f2} durumlarının birleşimidir. λ_{sf}, μ_{fs}, λ_{so}, μ_{os} ve λ_{of} geçiş hızları, söz konusu birleşik durumlar arası eşdeğer geçiş hızlarıdır.

İndirgenmiş 3-durumlu modele ait durum olasılıkları, sıklıklar, ortalama devre dışı kalma süreleri ve kullanılabilirlik değerleri hesaplanarak Çizelge 4.4'te verilmiştir. Her üç durumda ortalama kalma süreleri yıl bazında hesaplanmış ve hesaplama kolaylığı açısından bir yıl 360 gün olarak alınmıştır. Markov durum indirgeme teknikleri ve hesaplamalarına ilişkin ayrıntılı bilgiler [1]'de yer almaktadır.



Şekil 4.2 : Transformatörün indirgenmiş 3-durum modeli.

Çizelge 4.4' te verilen değerler incelendiğinde, transformatörün bir yılda ortalama 6,94 gün süreyle devre dışı kaldığı görülmektedir. Bu değerin 1,01 günü (%15'i) rastgele arızalardan, kalan 5,93 günü (%85'i) ise test ve bakım programlarından kaynaklanmaktadır. Bu sonuçlar bize, transformatörün işletme dışı kaldığı sürenin, yani "yokluk" diye adlandırılan güvenilirlik fonksiyonunun büyük ölçüde bakım faaliyetlerinden kaynaklandığını göstermektedir. Dolayısıyla, güç transformatörlerinin işletmede kaldıkları ortalama süreyi uzatmak için bakım planının iyileştirilmesi gerekmektedir ki bu husus bu çalışmanın teşvik edici unsuru olmuştur.

Çizelge 4.4 : 3-durum modelinin güvenilirlik göstergeleri.

Durum	Parametre	Değer
Devrede	Durum olasılığı	0.9807
	Sıklık (1/yıl)	2.0298
	Ortalama süre (gün/yıl)	353.06
Arızalı	Durum olasılığı	0.0028
	Sıklık (1/yıl)	0.9216
	Ortalama süre (gün/yıl)	1.0112
Diğer durumda	Durum olasılığı	0.0165
	Sıklık (1/yıl)	1.2989
	Ortalama süre (gün/yıl)	5.9263

Duyarlılık analizi

Markov modelinde yer alan rastgele geçiş hızları, TEİAŞ kayıtlı verileri ve bakım personeli ifadeleri doğrultusunda belirlendiği belirtilmişti. Dolayısıyla 3-durumlu eşdeğer modeldeki birleşik durum geçiş hızları da, söz konusu verilere ve personel beyanlarına bağlı olarak hesaplanmış olup, sağlıklı ve hassas bir hesaplama için yeterince güvenilir değildir. Bu nedenle duyarlık analizi yapılarak, durum geçiş hızlarının güvenilirlik göstergelerine etkisi incelenmiştir.

Duyarlık analizi sırasıyla denetim sonrası, test sonrası ve arıza sonrası bakım/işletim hızlarını gösteren ρ_I/r_I, ρ_1/r_1, ρ_2/r_2, ρ_{f1}/r_{f1} ve ρ_{f2}/r_{f2} çiftleri için yapılmıştır. Bu geçiş hızları, denetim, test ve arıza sonrası bakıma tabi tutulan transformatörlerin yüzde cinsinden oranlarını da göstermektedir. TEİAŞ tarafından belirtilen oranlar, ρ_I, ρ_1, ρ_2, ρ_{f1} ve ρ_{f2} geçiş hızları için sırasıyla 5, 20, 40, 15 ve 25'tir. Güvenilirlik göstergeleri, bu verilen değerlerin %50'sinden başlanarak %200'e kadar artırılmasıyla hesaplanmıştır. Elde edilen sonuçlar, kullanılabilirlik, arıza sıklığı ve ortalama devre dışı kalma süresinin, yukarıda belirtilen geçiş hızlarının %50-%200 değer aralığında, hemen hemen doğrusal değiştiğini göstermektedir. Çizelge 4.5'te, TEİAŞ tarafından belirtilen geçiş hızları ve bu hızların 2 katı değerleri için hesaplanan güvenilirlik göstergeleri özetlenmiştir.

Çizelgede görüldüğü gibi, güvenilirlik göstergeleri, denetim sonrası bakım hızı ρ_I'ye, diğer geçiş hızlarına göre daha duyarlıdır. Bu durumda diğer geçiş hızlarının güvenilirlik üzerindeki etkileri ihmal edilebilir. Buna göre, kayıtlı verilerin incelenmesi ile, denetim sonrası bakım hızı (ρ_I)'nin en doğru olarak elde edilmesi, sağlıklı bir karar için yeterli olacaktır.

Çizelge 4.5 : Duyarlılık analizi sonuçları.

Parametre		Yokluk	Sıklık (1/yıl)	Yıllık ortalama devre dışı kalma süresi (gün)
ρ_I, ρ_1, ρ_2, ρ_{f1}, ρ_{f2}	Referans	0.0193	2.030	6.940
$2\rho_I$, ρ_1, ρ_2, ρ_{f1}, ρ_{f2}	Değer	0.0254	2.583	9.157
	Artış [%]	31.60	27.09	31.99
ρ_I, $2\rho_1$, ρ_2, ρ_{f1}, ρ_{f2}	Değer	0.0207	2.041	7.467
	Artış [%]	7.25	0.49	7.64
ρ_I, ρ_1, $2\rho_2$, ρ_{f1}, ρ_{f2}	Değer	0.0203	2.012	7.291
	Artış [%]	5.18	-0.98	5.04
ρ_i, ρ_1, ρ_2, $2\rho_{f1}$, ρ_{f2}	Değer	0.0218	2.049	7.850
	Artış [%]	12.95	0.98	13.11
ρ_i, ρ_1, ρ_2, ρ_{f1}, $2\rho_{f2}$	Değer	0.0212	1.995	7.639
	Artış [%]	9.84	-1.97	10.09

Maliyet analizi

Çalışmanın bu bölümü, mevcut bakım sürecine göre, bileşen düzeyinde maliyet analizini kapsar. Burada maliyet, bir transformatör için arıza ve bakım maliyetlerinin toplamı olarak hesaplanmıştır. Bakım maliyeti test, yoğun bakım, yenisiyle değiştirme ve denetim gibi faaliyetlerin maliyet toplamı; arıza maliyeti ise, onarım, onarım sonrası test ve bakım ve elektrik kesinti maliyetlerinin toplamıdır.

Bir transformatörün herhangi bir rastgele arıza sonrası F_i veya M_{fi} durumlarına geçtiğinde devre dışı kalmaktadır. Ancak, iletim sisteminin (n-1) güvenilir çalışması nedeniyle, tüketici tarafındaki elektrik kesintisi, transformatörün devre dışı kalma süresinden çok daha kısadır. Diğer yandan transformatörün arıza sonrası test+bakım faaliyetleri süresince devre dışı kalması nedeniyle sistemin (n-1) güvenilir çalışma durumu bozulur ve bu süre ilave bir risk oluşur. Bu risk, toplam maliyette uygun bir risk sabiti (K) ile ifade edilir.

USD/yıl cinsinden bakım maliyeti aşağıdaki formülle verilebilir [9, 20, 21, 92].

$$C_m = k_t d_t + k_m d_m + k_i d_i + k_{mi} d_{mi} + k_{mw} d_{mw} \quad (4.1)$$

Burada;

k_t test maliyeti (USD/gün),

d_t ortalama test süresi (gün/yıl),

k_m yoğun bakım maliyeti (USD/gün),

d_m ortalama yoğun bakım süresi (gün/yıl),

k_i denetim maliyeti (USD/gün),

d_i ortalama denetim süresi (gün/yıl),

k_{mi} denetim sonrası bakım maliyeti (USD/gün),

d_{mi} denetim sonrası ortalama bakım süresi (gün/yıl)

k_{mw} yağ değiştirme maliyeti (USD/gün),

d_{mw} ortalama yağ değiştirme süresi (gün/yıl) 'dir.

Arıza maliyeti de aşağıdaki eşitlikle USD/yıl birimiyle verilmiştir.

$$C_f = c_t + k_{ff}d_{ff} + k_f d_f + k_{mf}d_{mf} + 24\,L_a CCD d_{ff} + 24\,KL_a CCD(d_{out} - d_{ff}) \quad (4.2)$$

Burada;

c_t değiştirilen malzemenin maliyeti (USD),

k_{ff} onarım maliyeti (USD/gün),

d_{ff} ortalama onarım süresi (gün/yıl),

k_f yenisi ile değiştirme maliyeti (USD/gün),

d_f ortalama değişim süresi (gün/yıl),

k_{mf} arıza sonrası test ve bakım maliyeti, (USD/gün),

d_{mf} arıza sonrası ortalama test ve bakım süresi (gün/yıl),

L_a transformatör üzerindeki yük miktarı (kW),

CCD tüketicinin uğradığı zarar (kesilen enerjinin tüketiciye maliyeti) (USD/kWh).

d_{out} arıza sonrası test ve bakım görevlerinin ortalama süresi (gün/yıl),

K risk sabitidir.

Maliyet parametreleri, bakım personeli iş gücünü, kullanılan teçhizat ve diğer giderleri de içermekte olup, TEİAŞ tarafından alınan bilgilere göre kullanılan değerler Çizelge 4.6'da verilmiştir.

Çizelge 4.6 : Maliyet parametreleri.

Parametre	Değer (USD/gün)
k_i	526,3
k_m	894,7
k_{mi}	684,2
k_{mw}	1315,8
k_t	631,6
k_{mf}	789,5
k_{ff}	789,5
k_f	631,6
c_t	26315,8
CCD	52,6

4.2.1.6 İyileştirilmiş bakım parametrelerinin belirlenmesi

Benzer GMDY ve DY çalışmalarında, sadece kurulan model üzerinden yapılan benzetim ve matematiksel hesaplamalarla sonuca gidilmiş ve geliştirilen önerilerin uygulanabilirliği dikkate alınmamıştır. Çalışmanın bu adımında bu sakınca giderilerek, güvenilirlik/maliyet en iyilemesinde, denetim/bakım aralıklarında yapılacak değişikliklerin uygulanabilir olması ön planda tutulmuştur. En yüksek güvenilirliğin en düşük maliyette sağlaması, uygun bakım aralıklarının kestirimi ve en iyileme değerinin model üzerinden matematiksel olarak elde edilmesi olasıdır. Ancak belirlenen aralık, uygulanabilirlik yönü ile sınırlıdır. Ayrıca, seçilen bakım aralığının, uygulamaya başlanmasından itibaren diğer geçiş parametrelerinde yapabileceği olası değişimlerin dikkate alınmasıyla, yapılacak güvenilirlik ve maliyet hesaplamalarının belirtilen benzer çalışmalara göre çok daha gerçekçi sonuçlar vereceği açıktır. Bu adımda ayrıca, kullanılan parametrelerdeki hata olasılığı da göz önünde bulundurularak, duyarlılık analizleri yapılmalı ve sonuçlar yorumlanmalıdır**.**

GMDY en yüksek güvenilirliğin en düşük maliyette elde edilmesini amaçlar. Bu amaca ulaşılabilmesi için, mevcut bakım stratejisinin iyileştirilmesi ve/veya uygun bakım parametrelerinin kullanılması gereklidir. Dünyada transformatör bakım görev ve araçları ile ilgili az çok bir standartlaşma mevcut olduğundan, bu çalışmada en

yüksek güvenilirliğin en düşük maliyette elde edilmesi amacının karşılanması için daha iyi bakım parametrelerinin belirlenmesi konusuna yoğunlaşılmıştır.

Şekil 4.1'de verilen güç transformatörü işletim ve bakım modelinde, sadece denetim ve test hızları kontrol edilebilen parametrelerdir. Diğer yandan 3-durum modeli hesaplamaları da, transformatör yokluğunu belirleyici unsurun bakım parametreleri olduğunu göstermiştir. Bu nedenle, ilk olarak, test hızının bileşen güvenilirliği ve toplam maliyet üzerinde etkisi araştırılmıştır. Mevcut bakım sürecine göre, test hızı 1/3 test/yıl olup, uzun zamandır kullanılan bu değerin doğruluğu, geçerliliği ve değiştirilmesi konusu hiç gündeme gelmemiştir.

İlk olarak birçok test hızı denenmiş ve olası sonuçları yönünden bu değerlere karşılık gelen güvenilirlik göstergeleri, toplam maliyet ve ömür süreleri hesaplanmıştır. Artırılan test hızının, testten işletime geçiş hızı (r_1 ve r_2), denetimden işletime geçiş hızı (r_I) ve arızadan işletime geçiş hızını (r_{f1} ve r_{f1}) artıracağı ve arızadan bakıma geçiş hızını da (ρ_{f1} ve ρ_{f2}) azaltacağı beklenen bir durumdur [12]. Ancak bu artım ve azalmalar tahmini değerler olup, gerçek değerleri, önerilen bakım parametrelerinin uygulanması sonrasında elde edilecek saha verileri ile belirlenebilecektir. Bu nedenle, değişimler parametrik olarak verilmiştir. Ayrıca, burada denetimden işletime geçiş hızı sabit kabul edilmiş, yalnızca testten işletime geçiş hızı ve arızadan işletime geçiş hızlarında değişimler olabileceği varsayılmıştır. Testten işletime geçiş hızı ve arızadan işletime geçiş hızlarındaki tahmini artış %0-%15 aralığında alınmıştır. Bu yeni 1/2 test/yıl test hızı ve bunun etkileyeceği geçiş hızlarının parametrik değerlerine bağlı olarak, güvenilirlik göstergeleri, transformatör ömrü ve toplam maliyet hesaplanmış ve sonuçlar Şekil 4.3'te ve Çizelge 4.7'de verilmiştir.

Çizelge 4.7 : Testten işletime geçiş hızı ve arızadan işletime geçiş hızı değişimleri için, güvenilirlik göstergeleri, ömür ve maliyet değişimleri.

	Δr_{f1}, Δr_{f2}			
%	0	5	10	15
Arıza kaynaklı yokluk değişimi, ΔU_f (%)				
Δr_1, Δr_2	0	7.14	0.00	-3.57	-10.71
	5	3.57	-1.79	-7.14	-14.29
	10	0.00	-3.57	-10.71	-16.43
	15	-3.57	-7.14	-14.29	-19.64
Bakım kaynaklı yokluk değişimi, ΔU_m (%)				
Δr_1,Δr_2	0	9.09	3.64	-3.64	-9.09
	5	6.06	0.00	-6.67	-12.73
	10	3.03	-3.03	-10.30	-15.76
	15	0.00	-6.06	-13.33	-18.79
Yokluk değişimi, ΔU (%)				
Δr_1, Δr_2	0	8.81	3.11	-4.15	-9.33
	5	5.70	0.00	-7.25	-12.44
	10	2.59	-3.11	-10.36	-16.06
	15	-0.52	-6.22	-13.47	-19.17
Arıza sıklığı değişimi, Δf (%)				
Δr_1, Δr_2	0	-0.04	-0.24	-0.67	-1.10
	5	-0.35	-0.56	-1.03	-1.49
	10	-0.66	-0.90	-1.41	-1.91
	15	-0.99	-1.27	-1.82	-2.37
Yıllık ortalama devre dışı kalma süresi değişimi, Δm (%)				
Δr_1, Δr_2	0	9.12	3.18	-3.77	-9.29
	5	6.03	0.08	-6.92	-12.48
	10	2.91	-3.06	-10.11	-15.72
	15	-0.25	-6.24	-13.34	-25.23
Ömür süresi değişimi, ΔL (%)				
Δr_1, Δr_2	0	-7.72	-1.06	8.12	16.73
	5	-4.33	2.87	12.91	22.42
	10	-0.65	7.17	18.21	28.80
	15	3.38	11.92	24.13	36.00
Maliyet değişimi (ΔC), K=0.0 için (%)				
Δr_1, Δr_2	0	0.56	0.13	-0.47	-0.99
	5	0.22	-0.23	-0.85	-1.39
	10	-0.14	-0.60	-1.24	-1.80
	15	-0.51	-0.98	-1.65	-2.23
Maliyet değişimi (ΔC), K=0.05 için (%)				
Δr_1, Δr_2	0	0.89	-2.68	-6.86	-10.19
	5	0.37	-3.20	-7.42	-10.79
	10	-0.15	-3.75	-8.00	-11.41
	15	-0.69	-4.31	-8.60	-12.06
Maliyet değişimi (ΔC), K=0.10 için (%)				
Δr_1, Δr_2	0	1.10	-4.56	-11.15	-16.38
	5	0.48	-5.21	-11.84	-17.11
	10	-0.16	-5.87	-12.55	-17.87
	15	-0.82	-6.55	-13.28	-18.66

Bu sonuçların daha iyi yorumlanabilmesi için, transformatör yokluk değerini, toplam maliyet eşitliğindekine benzer şekilde iki kısma ayırmakta yarar vardır.

$$U = U_f + U_m \tag{4.3}$$

Burada U_f ve U_m, sırasıyla, rastgele arızalardan kaynaklanan arıza temelli yokluk ve bakım görevlerinden kaynaklanan bakım temelli yokluk değerleridir. Mevcut bakım süreci için $U_f$ve U_m bileşenleri, toplam yokluk değerinin sırasıyla %15 ve %85'idir.

Çizelge 4.7'ye göre, önerilen küçük test periyodu için, diğer geçiş hızlarında bir değişim olmaması halinde, transformatör yokluğu %8,81 artmaktadır. Bu artış büyük ölçüde U_m'deki artıştan kaynaklanmaktadır. Testten işletime geçiş ve arızadan işletime geçiş hızlarının artırılmasıyla, $U_m$ve U_f değerleri azalır. Ancak burada arızadan işletime geçiş hızı daha etkilidir. Değişimler hemen hemen doğrusaldır ve beklenen uç durum için yokluktaki azalma %19,7'dir.

Devre dışı kalma sıklığı, beklenen geçiş hızı değişimlerinden ciddi oranda etkilenmemektedir. Söz konusu sıklığın arıza hızına duyarlı olması ve burada arıza hızının sabit alınması nedeniyle, bu beklenen bir durumdur. Yapılan GMDY çalışmasının arıza hızında da bir iyileşmeye neden olması beklense de, bu çalışmada transformatörün her iki işletim fazında da arıza hızlarının sabit olduğu kabul edilmiştir. Ortalama devre dışı kalma süresi de yokluğa benzer bir davranış göstermiştir. Beklenen devre dışı kalma süresi, uç durumda, mevcut durumdaki devre dışı kalma süresine göre %25,23 azalmaktadır.

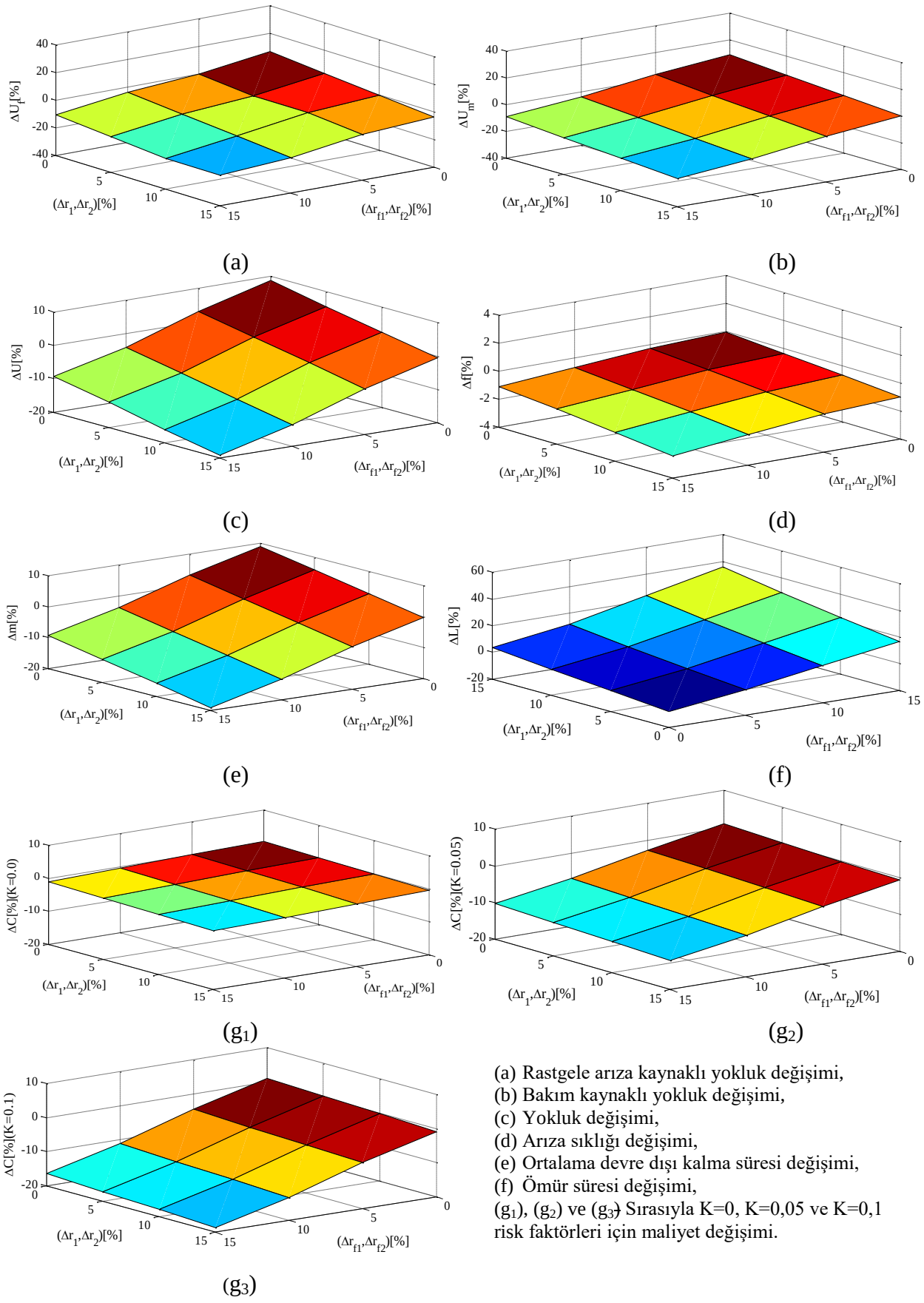
Transformatör ömrü, önerilen test hızı için %7,72 oranında azalmaktadır. Ömür, testten işletime geçiş ve arızadan işletime geçiş hızlarındaki artış ile artmaktadır. Değişim hemen hemen doğrusaldır ve transformatörün her iki işletim fazında da benzerlik göstermektedir. Uç durumda ömür, mevcut ömürden %36 daha uzundur. Bu da, önerilen yeni test hızı ile, şu an 40 yıl olan transformatör ömrünün 55 yıla kadar arttırılabileceğini göstermiştir.

Maliyetin, arıza ve bakım maliyetlerinin toplamı olduğu belirtilmişti. Arıza maliyeti risk faktörüne bağlıdır ve toplam maliyette daha baskındır. Toplam maliyet önerilen daha sık test için %0,6-%1,1 artar. Toplam maliyetteki azalma, testten işletime geçiş ve arızadan işletime geçiş hızlarının artırılmasıyla başlar. Ancak testten işletime geçiş hızının maliyetteki etkisi oldukça düşüktür ve maliyetteki azalmayı, arızadan işletime geçiş hızı belirler. Uç durumda maliyetteki iyileşme, risk faktörüne bağlı

olarak, %2-%19 mertebelerindedir. Yüksek risk faktörleri durumunda, maliyetteki azalma daha belirginleşmektedir.

Bu sonuçlara göre, azalan test periyodu sonucu, testten işletime geçiş ve arızadan işletime geçiş hızlarında meydana gelen iyileşmeden dolayı, güvenilirlik, ömür ve maliyette de iyileşmeler olmaktadır. Söz konusu iyileşmeler, tahmini değerler olup, geçiş hızlarındaki değişimlere bağlı olarak parametrik Şekilde ifade edilmektedir. Gerçek iyileşme düzeyi, bu GMDY çalışma planının uygulanması sonrasında alınacak saha verileri ile belirlenebilecektir.

Bileşen düzeyindeki çalışmanın bu ilk fazında, önerilen test periyodunun yokluk ve ortalama devre dışı kalma süresinde %19'a kadar, ömür süresinde ise %36'ya kadar iyileşme sağlayabileceği; dolayısıyla transformatörün ömrünü 15 yıl daha etkileyebileceği belirlenmiştir. Maliyetteki iyileşme ise %2 ile %19 arasındadır. Benzetimler ayrıca arıza sıklığı ve toplam maliyetin, arızadan işletime geçiş hızından daha fazla etkilendiğini de göstermiştir.



(a) Rastgele arıza kaynaklı yokluk değişimi,
(b) Bakım kaynaklı yokluk değişimi,
(c) Yokluk değişimi,
(d) Arıza sıklığı değişimi,
(e) Ortalama devre dışı kalma süresi değişimi,
(f) Ömür süresi değişimi,
(g_1), (g_2) ve (g_3) Sırasıyla K=0, K=0,05 ve K=0,1 risk faktörleri için maliyet değişimi.

Şekil 4.3. : Geçiş hızlarındaki değişime bağlı olarak güvenilirlik, toplam maliyet ve ömür süresi değişimleri.

4.2.2 İkinci aşama: Sistem düzeyi

Şimdiye dek, ulusal elektrik iletim sistemimiz bileşen ve alt bileşenlerine ayrılmış, bileşenlere uygulanması uygun bakım tipleri belirlenmiş, güç transformatörlerine mevcut durumda TEİAŞ tarafından uygulanan bakım süreci ve ilgili parametreler belirlenmiş, mevcut durum için güvenilirlik ve maliyet göstergeleri hesaplanmış ve mevcut durum üzerinde yapılabilecek bakım parametre iyileştirmelerinin güvenilirlik, maliyet ve transformatör ömründe meydana getirebileceği tahmini iyileştirmeler hesaplanmıştır. Bu bölümünde, bileşen düzeyinde yapılan çalışmalar, iletim sistemi düzeyine genişletilecektir.

4.2.2.1 Güç transformatörlerinin sistem düzeyinde kririklik analizi

GMDY çalışması, güç transformatörleri bakım sürecinde yapılacak iyileştirmelerin, sistemdeki tüm bileşenlere, en yüksek güvenilirliği en düşük maliyetle sağlama amacını karşılayabilecek stratejik bir plan dahilinde uygulanmasını öngörür. Bu amaçla öncelikle, bileşenlerin iletim sistemi içindeki kritiklik düzeylerinin (önem dereceleerinin) belirlenmesi ve bu önceliğe uygun parametrelere (zamanlamaya) uygun bakıma tabi tutulmas gerekir. Burada, güç transformatörlerinin sistemdeki önem derecelerini belirlemek üzere Çok Kriterli Bulanık Puanlama Yönteminden (Fuzzy Multi-Attribute Scoring Method) (ÇKBPY) yararlanılmıştır. Yöntemin ayrıntıları EK A'da verilmiştir.

Elektrik iletim sistemindeki her transformatörün fonksiyonel ve işletim koşulları genellikle birbirinden farklıdır. Bu nedenle güvenilirlik ve maliyet değerlendirmelerinde, benzer/sabit parametrelerin kullanılması, sağlıklı bir GMDY çalışması için gerçekçi olmaz. Günümüzde bazı kuruluşlar, transformatörlerini, konum, yaş, yük merkezlerine uzaklık, merkezilik ve kısıtlılık durumunda yüklenme gibi nitel veya nicel kriterlere göre derecelendirmektedir. Ancak bu kuruluşlar arasında kritiklik göstergelerinin değerlendirilmesi konusunda henüz bir standartlaşma yoktur.

Amaç, güvenilirlik ve maliyet değerlerinin iyileştirilmesi yanında, transformatörlerin daha doğru derecelendirilebilmesini sağlayacak bir takım sayısal kritiklik ölçütlerini ortaya koymaktır. Diğer yandan, yapılacak hesaplamaların pratik olması ve ayrıntılı analizlerin vereceği farklı sonuçların transformatörlere uygulanma açısından kullanışlı olmayacağı açıktır. Bu nedenle derecelendirilmede, her transformatör için

temel durum yükü ve ortalama sağlanamayacak enerji (expected energy not served) gibi iki temel performans göstergesi kullanılacaktır.

Çok kriterli bulanık puanlama yönteminin uygulanması

ÇKBPY, ulusal elektrik iletim sisteminin Trakya bölümünde yer alan 154 ve 380 kV anma gerilim düzeylerinde toplam 121 güç transformatörü için uygulanmıştır. Uygulamanın amacı, sistemdeki transformatörlerin bakım önceliklerini göz önünde bulundurarak, her biri için en uygun test/bakım periyotlarının belirlenmesidir.

Kritiklik çalışması için geliştirilmiş birçok karar verme yöntemi vardır. Elektrik enerji sistemlerinin belirsiz doğası nedeniyle, bulanık yöntemlerin bu konuda daha kullanışlı olacağı açıktır. Bulanık Analitik Hiyerarşi (Fuzzy Analytic Hierarchy), Çok Kriterli Karar Verme (Multi-Criteria Decision Making) gibi bazı bulanık karar verme araçları, bileşenlerin sistemdeki önemlerine göre hiyerarşik olarak sıralanmasını sağlarlar. Ancak, iletim sisteminin büyük ölçekli olması nedeniyle daha maliyet-etkin ve daha uygulanabilir bir bakım stratejisi oluşturulabilmesi açısından hiyerarşik sıralamadan çok, hiyerarşik gruplama tercih edilmiştir. Bu nedenle tercih edilen ÇKBPY [85], derecelendirilen gruplar arasında yumuşak geçiş sağladığı için daha gerçekçi ve uygulanabilir bir gruplama sunmaktadır.

Söz konusu derecelendirme çalışması üç aşamadan oluşmaktadır. İlk aşamada kritiklik ölçütleri belirlenip, Bulanık Modül'de kullanılmak üzere bulanık değerleri hesaplanır. İkinci aşamada söz konusu ölçütler kullanılarak ÇKBPY yardımıyla transformatör hiyerarşik sıralaması oluşturulur. Son aşamada, bu sıralama, derece gruplarına dönüştürülerek karar aşamasına geçilir.

Kritiklik ölçütlerinin belirlenmesi ve hazırlanması

İletim sisteminde, bileşenlerinin devreden çıkmasının doğuracağı sonuçların önemi, devre yapısı, yük durumu ve üreteçlerin bağlantı ve çıkış değerlerine bağlıdır. Söz konusu sonuçların değerlendirilmesinde tercih edilen ölçütler;

- Tüketici ortalama yük kaybı,
- Diğer iletim bileşenlerinin (aşırı) yüklenmesi,
- Bazı bölgelerde aşırı yüksek ya da düşük gerilim oluşması,
- Devre dışı kalan üreteç nedeniyle üretim kaybı,

- Sistemdeki farklı konumlar arasında iletim kapasitesindeki azalma ve böylece sistem işletim maliyetinin yükselmesi.

dir. Amaca ve olanaklara bağlı olarak, derecelendirmede birden fazla ölçütün kullanılması da olasıdır [87, 88]. Bu çalışmada kullanılan ölçütler ve bu ölçütlerin hazırlanması ile ilgili ayrıntılar aşağıda açıklanmıştır.

İlk kritiklik ölçütü olarak transformatörlerin, temel durumdaki bağıl yükleri seçilmiştir.

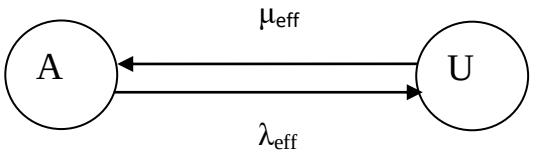
$$PI_i = \left.\frac{\text{Transformatörün temel durum yükü}}{\text{Transformatör anma gücü}}\right|_i , i = 1,2, \ldots, m \qquad (4.4)$$

Burada m transformatör sayısıdır. Temel durum güç akışları ve yüklenmeler, TEİAŞ verilerinin kullanıldığı Power System Simulator for Engineering (PSS/E) programı yardımıyla elde edilmiştir. Söz konusu yüklenmeler, 2013 yılının en yüksek değerli yüklenmesinin olduğu güne aittir.

İkinci kritiklik ölçüsü olarak, güvenilirlik göstergelerinden, EENS seçilmiştir. İletim sisteminin (n-1) güvenli çalışma ilkesi nedeniyle, tek bir transformatörlerin devre dışı kalması yük kaybına yol açmaz. Ancak, bu süreçte oluşabilecek ve herhangi bir önlemle tolere edilemeyecek rastgele bir arıza meydana geldiğinde elektrik kesintisi oluşabilir. Ayrıca, anahtarlamalarla devre konfigürasyonunda yapılan değişiklikler sonucu, daha fazla sayıda transformatörün devre dışı kaldığı bazı durumlarda da yük kaybının önlenmesi olasıdır. Bir transformatör için $EENS_i$ değeri aşağıdaki bağıntıyla hesaplanır.

$$EENS_i = \lambda_i r_i L_i \qquad i = 1,2, \ldots, m \qquad (4.5)$$

Burada λ_i transformatörün arıza hızı (arıza/yıl), r_i ortalama arıza (onarım) süresi (saat/yıl) ve L_i devre dışı kalma süresi boyunca baradaki yüktür (MW). Transformatör merkezinde tek transformatör olması durumunda, (4.5) eşitliğindeki λ_i ve r_i değerleri, Şekil 4.1'deki Markov modelinin, Şekil 4.4'te verilen indirgenmiş iki durumlu eşdeğeri kullanılarak hesaplanır. Birden fazla sayıda paralel bağlı transformatör içeren baralar için, bara yüküne bağlı olarak, eşdeğer çalışma/devre dışı kalma durumlarının oluşturulması ve buradan hareketle eşdeğer arıza hızı ve onarım sürelerinin belirlenmesi gerekir.



Şekil 4.4. : Transformatör için iki durum modeli.

Şekil 4.4'teki A ve U durumları, sırasıyla transformatörün devrede olduğu ve devre dışı olduğu eşdeğer birleşik durumları göstermektedir. U birleşik durumu, Şekil 4.1'de yer alan Markov modelinde transformatörün arızalı ve arıza nedeniyle devre dışı olduğu F_1, F_2 ve F durumlarının bileşimi, A ise kalan durumların birleşimidir. Transformatör rastgele bir arıza nedeniyle devre dışı kaldığında μ_{eff} ve λ_{eff} değerleri, her iki durum arasındaki etkin geçiş hızlarıdır. Transformatörün indirgenmiş iki durum modelinden elde edilen yokluk (U_e), sıklık (f), ortalama süre ($r_e = 1/\mu_{eff}$) ve arızalı duruma geçiş hızı (λ_{eff}) hesaplanarak Çizelge 4.8'de verilmiştir.

Transformatör merkezlerinde, gerektiğinde birbirlerinin yedeği gibi çalıştırılabilen birbirine paralel bağlı transformatörler vardır. Böyle bir transformatör merkezinde bir (ya da daha fazla) transformatör herhangi bir nedenle devre dışı kaldığında yük, kalan transformatörler arasında, bu transformatörlerin yüklenme durumları dikkate alınarak paylaştırılır. Yük kaybı riskinin transformatör sayısına bağlı olarak azalması, dolayısıyla tek transformatör için belirlenen güvenilirlik göstergelerinin de buna uygun olarak değişmesi beklenir. Bu durumda, çok transformatör içeren transformatör merkezleri için EENS değerinin de yeniden hesaplanması gerekir.

Birden fazla transformatörün bağlı olduğu bir bara için ortalama sağlanamayan enerji

$$EENS_i = \sum_{j=1}^{N_L} \sum_{s \in F_i} P(s) L(s) T_j \tag{4.6}$$

eşitliği ile hesaplanır. Bu eşitlikte F_i, i. transformatör merkezindeki transformatörlerin baradan çekilen yük miktarına göre seri/paralel çalışma durumlarının kümesi, $P(s)$, s durumunun olasılığı ve $L(s)$, s durumundaki yük kısıtlamasıdır. , T_j, belirli bir yük durumunun süresi, N_L, ise tertiplenmiş yıllık yük eğrisinin bölündüğü yük düzeyi sayısını göstermektedir. Tertiplenmiş yük eğrisi ve bölünmüş düzeyler Şekil 4.6'da gösterilmiştir.

(4.5) eşitliği bu durumda (4.6) eşitliğinden yararlanılarak

$$EENS_i = \sum_{j=1}^{N_L} \sum_{s \in F_i} \lambda_{eff}(s) r_{eff}(s) L_i \frac{T_j}{T} \frac{L_j}{L_{peak}} \tag{4.7}$$

olarak yazılabilir. Bu eşitlikte $\lambda_{eff}(s)$ ve $r_{eff}(s)$, s durumu için sırasıyla eşdeğer arıza hızı ve eşdeğer ortalama araıza süresi, T yıllık yük eğrisinin toplam süresi, L_j j. yük düzeyindeki yük değeri ve L_{peak} en yüksek yük düzeyi değeridir.

s durumları için güvenilirlik değerlerinin hesaplanabilmesi için paralel çalışabilen transformatörlerin devrede/devre dışı olma durumlarını göz önünde bulunduran Markov diyagramlarından yararlanılır. Farklı her paralel çalışma durumu için durum olasılıkları ile, ortalama onarım süresi ve arıza hızına ait yeni değerler hesaplanarak tablo haline getirilir. EENS hesaplanmasında, her durum için kullanılacak parametreler, devre dışı olmayan transformatörlerin kalan kapasitelerinden yararlanılarak, oluşturulan tablodan seçilir.

Ek olarak, PSS/E yazılımı kullanılarak EENS hesaplanarak, bu değere katkısı olan hatların transformatörleri de belirlenir ve katkı miktarı EENS değerine eklenir.

Buna göre, her bir transformatör için EENS hesaplaması 3 aşamada yapılır:

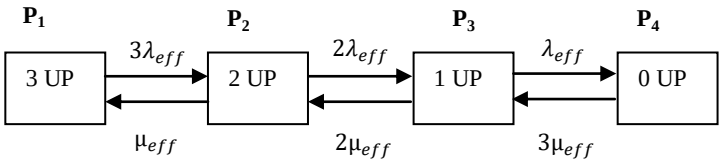
Adım 1. Bir transformatör merkezinde bulunan tek bir transformatör için EENS hesaplaması, daha önce bileşen düzeyinde hesaplanmış güvenilirlik göstergeleri kullanılarak yapılır. Paralel çalışan birden fazla transformatör bulunması durumunda, bu transformatörlerin eşdeğer devrede/devre dışı durumları göz önünde bulundurularak güvenilirlik göstergeleri yeniden hesaplanır ve (4.7) eşitliği ile EENS değeri hesaplamasında bu yeni değerler dikkate alınır.

Adım 2. PSS/E yazılımı yardımıyla, çeşitli yük durumları için yük akışları yapılarak her bir baraya ilişkin EENS değeri hesaplanır.

Adım 3. Yukarıda hesaplanan iki farklı EENS değeri birleştirilerek, sistem EENS değeri hesaplanır.

Bu açıklamalar dikkate alınarak, aşağıda üç transformatör içeren bir transformatör merkezi için EENS hesaplama örneği verilmiştir. 2,4 veya daha fazla sayıda paralel transformatör için EENS hesabı, benzer Şekilde yapılır.

Adım 1. Arıza/onarım hızları λ/μ olan ve üç transformatörün de aynı anda onarım olanağı olduğu varsayılan sisteme ilşkin 4-durumlu Markov modeli Şekil 4.5'te gösterilmiştir. Onarım olanaklarının kısıtlı olması durumunda onarım→çalışma geçiş hızları buna göre revize edilmesi gerekir.



Şekil 4.5 : 3-transformatörlü transformatör merkezi için Markov diyagramı.

Şekil 4.5'te, sırasıyla P_1, P_2, P_3 ve P_4 durum olasılıkları, üç transformatörün, iki transformatörün, bir transformatörün ve sıfır transformatörün devrede olma olasılıklarını göstermektedir. Yükün değerine bağlı olarak 3 farklı düzey söz konusudur.

- 3/3 durum: Yükün tamamının beslenebilmesi için her üç transformatör de çalışır durumda olmalıdır ve yedek yoktur. Fazlalıksız (seri) düzen.
- 2/3 durum: Yükün tamamının beslenebilmesi için en az 2 transformatörün çalışması yeterlidir. Burada ya üç transformatör düşük yükte çalıştırılır veya iki transformatör çalışır, üçüncüsü yedekte bekler. Kısmi fazlalıklı (k/n) sistem.
- 1/3 durum: Yükün tamamının beslenebilmesi için 1 transformatörün çalışması yeterlidir. Burada ya üç transformatör de düşük yükte çalıştırılır veya iki transformatör düşük yükte çalıştırılır biri yedek kalır veya 1 transformatör çalışır, diğer ikisi yedek kalır. Tam fazlalıklı (paralel) sistem.

3/3 durum için kullanılabilirlik,

$$A = P_1 \tag{4.8}$$

yokluk,

$$U = P_2 + P_3 + P_4 \tag{4.9}$$

ve arıza sıklığı

$$f = P_1 3\lambda_{eff} = P_2 \mu_{eff} \tag{4.10}$$

şeklinde,

2/3 durum için kullanılabilirlik

$$A = P_1 + P_2 \tag{4.11}$$

yokluk

$$U = P_3 + P_4 \quad (4.12)$$

ve arıza sıklığı

$$f = P_2 2\lambda_{eff} = P_3 2\mu_{eff} \quad (4.13)$$

şeklinde,

1/3 (3-paralel) durum için kullanılabilirlik

$$A = P_1 + P_2 + P_3 \quad (4.14)$$

yokluk

$$U = P_4 \quad (4.15)$$

ve arıza sıklığı

$$f = P_3\lambda_{eff} = P_4 3\mu_{eff} \quad (4.16)$$

şeklinde hesaplanır.

Bu sonuçlara göre, eşdeğer arıza hızı

$$\lambda_{eff}(s) = \frac{1}{m} = \frac{1}{MTTF} \quad (4.17)$$

$$MTTF = \frac{A}{f} \quad (4.18)$$

‘dir. Eşdeğer onarım süresi

$$r_{eff} = MTTR.\,8760 \text{ saat} \quad (4.19)$$

$$MTTR = \frac{U}{f}. \quad (4.20)$$

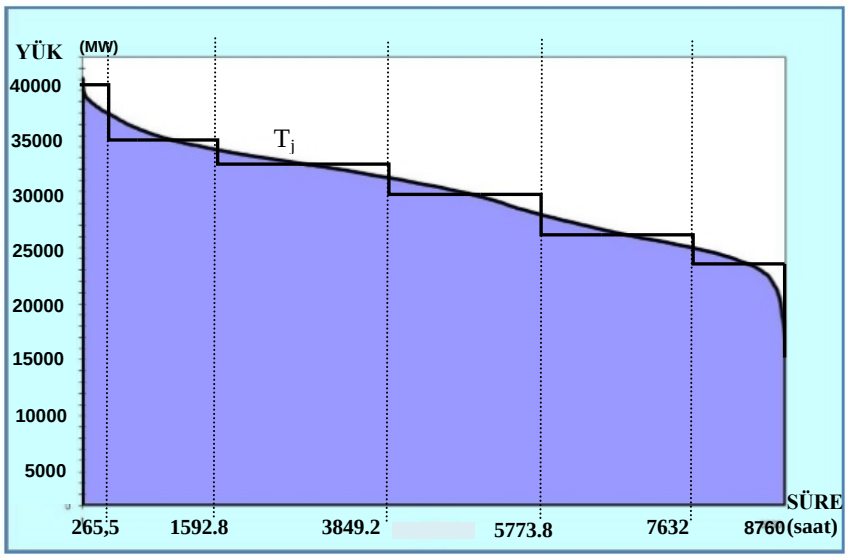
‘dir.

1, 2, 3 ve 4 transformatör içeren transformatör merkezleri için, farklı yük durumları için hesaplanan eşdeğer güvenilirlik göstergeleri Çizelge 4.8’de verilmiştir.

Çizelge 4.8 : Transformatörlerin tekli ve farklı paralel çalışma durumları için güvenilirlik göstergeleri.

Sistem durumu (s)	U_e	f (1/yıl)	r_e (gün)	λ_{eff} (1/yıl)
1	0,0028	0,9216	1,0112	0,9242
2/2	0,0056	1,8380	1,0988	1,8484
1/2 (2 paralel)	$7,89.10^{-6}$	0,0052	0,5486	0,0052
3/3	0,0208	2,7493	1,1000	2,7700
2/3	$2,36.10^{-5}$	0,0155	0,5491	0,0155
1/3 (3 paralel)	$2,10.10^{-8}$	$2,18.10^{-5}$	0,3658	$2,18.10^{-5}$
4/4	0,0112	3,6554	1,1019	3,6968
3/4	$4,71.10^{-5}$	0,0309	0,5497	0,0309
2/4	$8,84.10^{-8}$	$8,70.10^{-5}$	0,3660	$8,70.10^{-5}$
1/4 (4 paralel)	$6,22.10^{-11}$	$8,18.10^{-8}$	0,2743	$8,18.10^{-8}$

Adım 2. PSS/E ile gerçekleştirilen yük akışlarında, en yüksek bara yükleri dikkate alınmıştır. Ancak yıllık yük eğrileri incelendiğinde, tüketimin hem dönemsel olarak, hem de günün belli saatlerinde farklılıklar gösterdiği görülür. Şekil 4.6'da verilen tertiplenmiş yük eğrisinde [86], yıl boyunca saatlik puant yüklerin dağılımı görülmektedir.



Şekil 4.6 : TEİAŞ güç sistemi için 2013 yılı tertiplenmiş yük eğrisi ve çok düzeyli yük modeli.

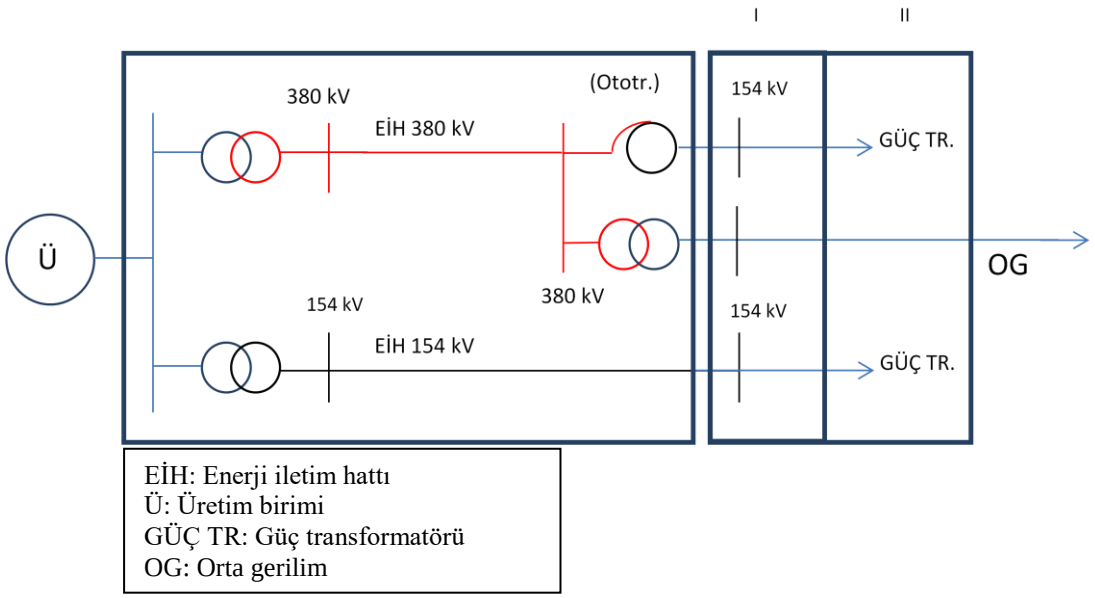
Hassas hesaplamalarda, her saat için saatlik puant yükler esas alınarak yük akışı yapılması gerekir. Fakat, her baradaki tertiplenmiş yük eğrisinin farklı olması ve burada öngörülen GMDY tabanlı bakım için bir perspektif sunabilmesi için daha az sayıda değerle hesaplama yoluna gidilecektir. Bu amaçla, Şekil 4.6'da verilen saat bazında tertiplenmiş yük eğrisi, çok düzeyli yük modeli ile ifade edilmiştir. Her bir yük düzeyinin hem süre ve hem de yük değeri açısından $EENS_i$ değerine katkısı söz konusudur. (4.7)'deki $\frac{T_j}{T}$, j. yük düzeyinin $EENS_i$ değerine süre bazında ve $\frac{L_j}{L_{peak}}$ ise yük değeri bazında normalize etkisini göstermektedir.

Adım 3: Şekil 4.7'de tek hat şeması verilen iletim sisteminin I ile numaralandırılan bölümü, birleşik elektrik üretim ve iletim sistemini temsil eden, yük baralarına kadar olan kısımdır. Bu kısma ilişkin EENS değeri, yük akışlarından elde edilmektedir ($EENS_{(PSS/E)i}$). II numaralı kısım ise transformatör merkezlerini göstermekte olup, bu kısma ilişkin EENS değeri (4.7) eşitliği ile hesaplanır ($EENS_i$). Sonuçta EENS değeri,

$$EENS_{(son)i} = EENS_{(PSS/E)i} + EENS_i \tag{4.21}$$

olur.

Ölçütlerin hazırlanmasının ardından, içeriği EK A'da verilen ÇKBPY'nin bulanık süreç aşamasına geçilir.



Şekil 4.7: Tipik bir yük barasının tek hat diyagramı.

Bulanık süreç

Bulanıklaştırma

PI ve EENS ölçütleri pratik işletim sonuçlarına göre sırasıyla $x_1 \in [0.0, 1.0]$ ve $x_2 \in [0.0, 7600.0]$ aralıklarında alınır. Her iki ölçüt x_1 ve x_2,bulanıklaştırılmadan önce Şekil A.1'de görüldüğü gibi üyelik fonksiyonlarının skalası olan [0.2, 1.0] aralığına normalize edilir. Ayrıca w_1, w_2 ağırlıkları da Şekil A.1'de {kötü, iyi, daha iyi ve çok iyi} sözel değerlerine karşılık gelen {önemsiz, önemli, daha önemli ve çok önemli} sözel değerlerinden uygun olanı ile belirlenmesiyle bulanık değer almış olur. Burada w_1, w_2 ağırlıklarının sözel değerleri sırasıyla "önemli" ve "çok önemli"dir.

Bulanık Modül

Bu aşamada x_{ij} ve w_j değerleri, α_o=0.0, 0.5 ve 1.0 değerleri için hesaplanır. Ardından puanlama elemanları $u_i^{\alpha_o} = \left(u_{ilow}^{\alpha_o}, u_{ihigh}^{\alpha_o}\right)$ da α_o=0.0, 0.5 ve 1.0 için (6) kullanılarak her bir transformatör için hesaplanır. Puanlama elemanının α_o-kesim değerine karşılık gelen alt sınırı $u_{ilow}^{\alpha_o}$ ve üst sınırı $u_{ihigh}^{\alpha_o}$ 'dır. Burada (4.6)'daki alt göstergelerden $i = 1, \dots, m$ bulanık modülde hesaplamaya katılan transformatör sayısını ve $j = 1, \dots, n$ de ölçüt sayısını ifade eder. Bulanık puanlama elemanları $u_i^{\alpha_o} = \left(u_{ilow}^{\alpha_o}, u_{ihigh}^{\alpha_o}\right)$ ile $\mu_{u_i}^{\alpha_o}\left(u_i^{\alpha_o}\right) = \alpha_o$ eşitlikleri kullanılarak hesaplanır. Bu işlemlerin sonucunda toplam 121 transformatör için 8 puanlama elemanı grubu elde edilir. Söz konusu puanlama elemanı grupları Şekil 4.8'dedir. Farklı α_o değerleri için ölçütlere ait bulanık değerler Çizelge 4.9'da verilmiştir. Söz konusu ölçütler için elde edilen her bir derecelendirme grubunda bulunan transformatör sayısı ve ilgili değerler de Çizelge 4.10'da yer almaktadır.

Dönüştürme ve karar süreci

Dönüştürme işlemi, derece grupları için sınıflandırma yapılması ile gerçekleşmiş olur. Şekil 4.9'da görüldüğü gibi, u-$\mu_u(u)$ koordinat düzlemi Derece I, Derece II ve Derece III olarak adlandırılan 3 bölgeye ayrılmıştır. Derece grupları oluşturma işlemi sonucu çok fazla etkilemeyeceğinden, bu işlem yapılırken, makul aralıkların belirlenmesi yeterlidir.

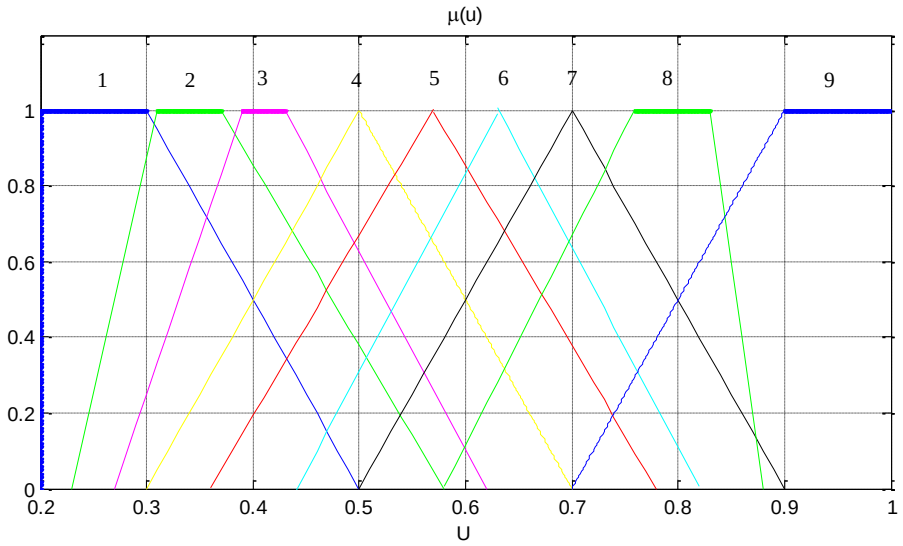
Bir puanlama elemanı tümüyle tek bir bölgede kalıyorsa, o bölgeye aittir. Ancak iki bitişik bölge arasındaysa, ait olduğu bölge aşağıdaki bağıntı ile belirlenir.

$$D_i = \max\{A_1(u_i), A_2(u_i)\}, i = 1, \dots, m \qquad (4.22)$$

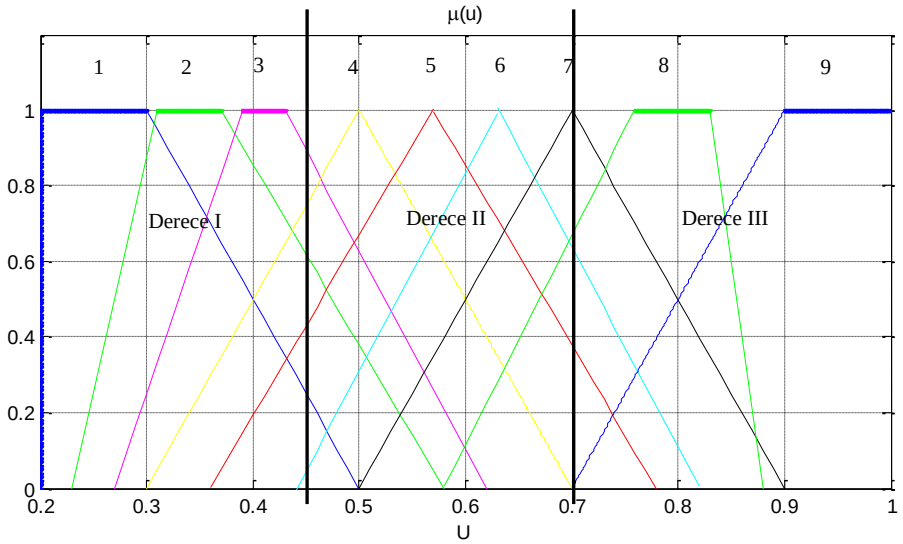
Burada $A_1(u_i)$, puanlama elemanının altında kalan alanın ilk bölgede kalan kısmı, $A_2(u_i)$ ise aynı puanlama elemanının altında kalan alanın ikinci bölgede kalan kısmıdır.

121 adet transformatör için ÇKBPY yöntemiyle önem sıralaması hesaplamasında kullanılan ölçütlerin bulanık değerleri Çizelge 4.9'da ve sıralamayı veren puanlama elemanları değerleri Çizelge 4.10'da görülmektedir.

Sonuç olarak, Şekil 4.9'da görüleceği gibi, 1, 2 ve 3. gruplar Derece I; 4, 5 ve 6. gruplar Derece II ve 7 ve 8. gruplar da Derece III şeklinde sınıflandırılmıştır. Buna göre transformatörlerden 85 adedi Derece I, 27 adedi Derece II ve 9 adedi de Derece III şeklinde sınıflandırılmıştır. Derecelerin öneminin soldan sağa doğru arttığı belirtilmelidir.



Şekil 4.8 : Puanlama elemanı grupları.



Şekil 4.9 : Puanlama elemanı gruplarının derecelendirilmesi.

Çizelge 4.9 : Ölçütlerin bulanık değerleri.

	α_o =0,0				α_o=0,5				α_o=1,0			
Grup No	x_{1L}	x_{1u}	x_{2L}	x_{2u}	x_{1L}	x_{1u}	x_{2L}	x_{2u}	x_{1L}	x_{1u}	x_{2L}	x_{2u}
1	0,20	0,50	0,20	0,50	0,20	0,40	0,20	0,40	0,20	0,30	0,20	0,30
2	0,30	0,70	0,20	0,50	0,40	0,60	0,20	0,40	0,50	0,50	0,20	0,30
3	0,20	0,50	0,30	0,70	0,20	0,40	0,40	0,60	0,20	0,30	0,50	0,50
4	0,30	0,70	0,30	0,70	0,40	0,60	0,40	0,60	0,50	0,50	0,50	0,50
5	0,50	0,90	0,30	0,70	0,60	0,80	0,40	0,60	0,70	0,70	0,50	0,50
6	0,30	0,70	0,50	0,90	0,40	0,60	0,60	0,80	0,50	0,50	0,70	0,70
7	0,50	0,90	0,50	0,90	0,60	0,80	0,60	0,80	0,70	0,70	0,70	0,70
8	0,30	0,70	0,70	1,00	0,40	0,60	0,80	1,00	0,50	0,50	0,90	1,00
9	0,70	1,00	0,70	1,00	0,80	1,00	0,80	1,00	0,90	1,00	0,90	1,00

Çizelge 4.10 : Puanlama elemanlarının α_o için değerleri.

		α_o=0,0		α_o=0,5		α_o=1,0	
Grup Numarası	Gruptaki Transformatör Sayısı	u_L	u_U	u_L	u_U	u_L	u_U
1	2	0,20	0,50	0,20	0,40	0,20	0,30
2	41	0,23	0,58	0,27	0,48	0,31	0,37
3	20	0,27	0,62	0,33	0,53	0,39	0,43
4	12	0,30	0,70	0,40	0,60	0,50	0,50
5	13	0,36	0,78	0,47	0,68	0,57	0,57
6	2	0,44	0,82	0,53	0,73	0,63	0,63
7	3	0,50	0,90	0,60	0,80	0,70	0,70
8	2	0,58	0,88	0,67	0,85	0,76	0,83
9	4	0,70	1,00	0,80	1,00	0,90	1,00

ÇKBPY, yüksek ağırlıklı ölçütün sonuç üzerinde daha etkili olmasını sağlamıştır. Burada EENS ölçütüne, doğrudan olası enerji kesintisini temsil ettiği için, ikincil öneme sahip PI ölçütünden daha yüksek bir ağırlık değeri atanmıştır. Çizelge 4.9'da görüldüğü gibi, ikinci ölçüt (EENS) değerleri, derece gruplarının öneminin arttığı yönde (grup 1'den grup 9'a doğru) düzenli olarak artmaktadır. Bunun anlamı, ikinci ölçütün sonuç üzerinde doğrudan etkili olmasıdır. Ancak ilk ölçüt değişimi, grup önem sırasına uygun, fakat düzenli değildir. Bu da bize, ikinci ölçütün de etkin olduğunu, ancak ilk ölçütün daha baskın olduğunu göstermektedir.

Çalışmanın son aşaması olan grupların sınıflandırması aşamasında yapılan işin her ne kadar öznel olduğu düşünülse de, kısıtlı bir deneyim sayesinde çok daha esnek ve kullanışlı bir sonuç elde edildiği görülür.

Sonuç olarak ÇKBPY'nin, transformatörlerin önem sınıflandırmasında kullanılmasının doğru ve kullanışlı sonuçlar verdiği görülmektedir. Sonuç incelendiğinde, sınıflandırılmış gruplar arasındaki yumuşak geçişlerin, yöntemin son derece kullanışlı sonuçlar verdiğini göstermektedir. Bunun yanısıra, ölçüt sayısında herhangi bir sınırlama olmaması, yöntemin son derece esnek olduğunu göstermektedir.

4.2.2.2 Maliyet-etkin bakım stratejisine karar verilmesi ve bakım planının oluşturulması

Derecelendirme çalışması sonucunda elde edilen transformatörler için üç farklı önem (öncelik) grubu, TEİAŞ'ın mevcut yıllık bakım planında yapılacak değişiklikle, sistemdeki kritikliklerine göre plana alınırlar. Mevcut bakım planında tüm transformatörler 3 yılda bir teste alınmakta, yıllık plan transformatörlerin buna uygun bir sıralama ile bakıma alınmasını sağlamaktadır. Donanım yönetimi planının da, yapılan derecelendirme sonucunda mevcut yıllık planın aşağıda belirtildiği gibi değiştirilmesi sonrasında Şekilleneceği düşünülmektedir.

Derece 1: Test periyodu 3 yıl olarak kalacak ve bakım planındaki durumu korunacak,

Derece 2: Test periyodu 2 yıl olarak değiştirilecek, ancak bundan sonraki teste, bakım planındaki sıralamaya göre alınacak (değişiklik ilk testten sonra başlayacak),

Derece 3: Test periyodu 2 yıl olarak değiştirilecek ve acilen yıllık bakım planına alınacak.

Çalışmanın bundan sonraki aşaması, DY ile elde edilen değişmiş bakım planının doğrulanması aşamasıdır.

4.2.2.3 Mevcut durum için sistem güvenilirlik analizi

GMDY sürecinin, sistem düzeyindeki çalışmaları içeren ikinci fazının, ikinci kısmı doğrulama aşamasıdır.

Çalışmanın bileşen düzeyinde gerçekleştirilen ilk bölümünde, güç transformatörlerine uygulanan bakım süreci için önerilen bakım parametre değişikliğinin, transformatörün güvenilirlik göstergeleri, ömrü ve toplam maliyeti üzerindeki etkileri incelenmişti. Buna göre bir transformatörün yokluk ve ortalama devre dışı kalma süresinde %19'a varan iyileşmeler olabileceği sonucuna varılmıştı.

Ancak hesaplanan iyileşme, olası en iyi iyileşme olup; gerçek değeri, kesin olarak bilinmeyen bazı parametrelere bağlıdır. Beklenen iyileşmelerin sağlanıp sağlanamayacağının belirlenmesi, saha uygulamalarını gerektirmektedir.

Elektrik enerji sistemlerinde çeşitli güvenilirlik göstergeleri kullanılmaktadır. LOLE (Beklenen Yük Kaybı/Loss of Load Expectation), LOEE (Beklenen Enerji Kaybı/Loss of Energy Expectation), DNS (Karşılanmayan Talep/Demand Not Supplied), SAIDI (Ortalama Sistem Kesinti Süresi İndisi/System Average Interruption Duration Index), SAIFI (Ortalama Sistem Kesinti Sıklığı İndisi/System Average Interruption Frequency Index), CAIDI (Ortalama Tüketici Kesinti Süresi İndisi/Customer Average Interruption Duration Index), ASAI (Ortalama Kullanılabilirlik İndisi/Average Service Availability Index), PLC (Yük Atma Olasılığı/Probability of Load Curtailment), EDNS (Beklenen Karşılanamayack Talep/Expected Demand Not Served), EFLC (Beklenen Yük Atma Sıklığı/Expected Frequency of Load Curtailment) ve EENS (Beklenen Karşılanamayak Enerji/Expected Energy Not Served), bu göstergelere örnek olarak verilebilir.

Birkaç bileşenden oluşan küçük bir güç sistemi için güvenilirlik göstergelerinin hesaplanmasında Markov diyagramı, olasılık konvolüsyonu, seri/paralel eşdeğerler gibi tekniklerden yararlanılırken; büyük ölçekli sistemler için güvenilirlik göstergelerinin hesaplanmasında durum sıralama yöntemi (state enumeration method), Monte Carlo benzetimi, durum örnekleme yöntemi (state sampling method) yöntemlerinden yararlanılır. Ancak özellikle birleşik elektrik üretim/iletim sistemi veya iletim şebekesi gibi büyük ölçekli sistemlerin karmaşık yapıda olması ve sistem durum sayısının, bileşen sayısıyla üstel olarak artması nedeniyle, güvenilirlik göstergelerinin hesaplanmasında gelişmiş yazılımlardan (PSS/E, DigSilent vb) yararlanılır. Veya, sistemin transformatör gibi bir kısmı üzerinde hesaplama yapılacaksa, sadece bu kısma ilişkin modeller ve bazı yaklaşımlar kullanılarak hesaplamalar yapılabilir.

DY ve GMDY çalışmalarında, yukarıda belirtilen güvenilirlik göstergelerinden hangisinin ya da hangilerinin kullanılacağı, daha çok sistem gereksinimlerine, verilerin elde edilebilirliğine ve sürdürülebilirliğine bağlıdır. Bu çalışmanın ilk fazında elde edilen bileşen düzeyindeki arıza hızı ve kullanılabilirlik gibi güvenilirlik göstergeleri sistem düzeyindeki güvenilirlik göstergeleri hesaplanmasında kullanılır.

Bu çalışmada sistem düzeyinde yalnızca EENS hesabının yeterli olacağı varsayılmıştır.

TEİAŞ iletim sistemi, (n-1) güvenli işletim koşullarına uygun Şekilde çalışır. Bu nedenle tekil transformatör arızları, sistemde herhangi bir yük kaybına neden olmaz. Buna ek olarak, transformatör devre dışı kalması sonrasında birtakım anahtar manevralarıyla yük transferi yaparak, güvenli çalışmaya devam ettirecek yeni konfigürasyonlara geçiş de olasıdır. Ancak sınırlı sayıda da olsa, sistemdeki bazı baralar radyal (seri) yapıdadır. Bu baralardan beslenen yükler, radyal hat ya da ilgili bir transformatör arızasından dolayı devreden çıkabilirler. Benzer kritik durumlar, tek bir güç transformatörünün mevcut olduğu transformatör merkezleri (baralar) için de geçerlidir. Bu özelliklere sahip kritik bir bara için EENS hesaplamasının (4.7)'deki gibi olduğu belirtilmişti.

Sistem düzeyinde Ortalama Karşılanamayacak Enerji,

$$\mathrm{EENS} = \sum_{i=1}^{n} \mathrm{EENS_i} \qquad i = 1,2,\ldots,m \tag{4.23}$$

Burada n bara sayısıdır. Sistemin, en yüksek (puant) yük koşullarında işletildiği varsayımı nedeniyle, elde edilen bu değerin de en yüksek EENS değeri olduğu açıktır.

Sistem düzeyinde güvenilirlik göstergesinin hesaplanması için TEİAŞ bakım bölümü tarafından sağlanan ve PSS/E yazılımından elde edilen verilerin yanısıra, bileşen düzeyinde yapılan çalışma sonucunda, ilk kısımda elde edilen güvenilirlik göstergeleri ve hızları kullanılacaktır.

GMDY çalışması, TEİAŞ sisteminin, Türkiye'deki en yüksek elektrik tüketim yoğunluğu (%30-35 civarı) olan Trakya bölgesine ait 121 güç transformatörünü kapsamaktadır. Bu bölgede, 2014 yılı verilerine göre, puant güç 6284 MW ve bu gücün çekildiği güne ilişkin enerji harcaması 113,6 GWh'tir. Bu veriler ışığında, uygulama adımları aşağıda yer almaktadır.

$$\mathrm{EENS} = \mathrm{EENS_I} + \mathrm{EENS_{II}} \tag{4.24}$$

Burada $\mathrm{EENS_I}$ ilk bölümde görülen baralara, $\mathrm{EENS_{II}}$ ise ikinci bölümde yer alan transformatörlere ait değerlerdir. Puant yük durumu için yapılan benzetim sonuçlarına göre,

$\mathrm{EENS_I} = 7314{,}2\ \mathrm{MWh/yıl}.$

121 transformatör için ikinci EENS bileşen değeri, Çizelge 4.8 ve Şekil 4.6'dan yararlanılarak ve (4.7) eşitliği kullanılarak hesaplanan EENS değerlerinin toplamıdır.

$$\mathrm{EENS_{II}} = 112911{,}87\ \mathrm{MWh/yıl}$$

Bu değerler (4.30)'da yerine konulursa,

$$\mathrm{EENS} = 7314{,}2 + 112911{,}87 = 120226{,}07\ \mathrm{MWh/yıl}$$

elde edilir.

Trakya bölgesinin 2015 yılı en yüksek tüketim günü tüketim değeri 119667 MWh ve yıllık bazda en yüksek yaklaşık değer 43678455 MWh/yıl olduğuna göre, elde edilen EENS değeri bu değerin %0,28'idir.

4.2.2.4 Beklenen durum için sistem güvenilirlik analizi

Belirtilen iyileştirilmiş bakım sıklıkları kullanılarak yapılan hesaplamalar, parametre-bağımlı değerlerdir. Bu nedenle hesaplanacak EENS değerleri son derece optimistiktir ve gerçek değerler ancak uygulamada, bu çalışma koşullarında, verilerin toplanması sonrasında elde edilebilecektir.

Bu çalışma, sadece güç transformatörleri için iyileştirilmiş bakım süreci uygulaması ile sistem güvenilirliğindeki iyileşmeleri kapsamaktadır. Güç transformatörleri dışındaki sistem bileşenleri, mevcut bakım sürecine tabi tutulmaya devam edecektir. Bu nedenle $\mathrm{EENS_I}$ için hesaplanan ilk değer, transformatörlerin bu kısmını kapsamadığı için, iyileşmiş bakım süreci bu kısım için aynı kalacaktır. TEİAŞ Trakya bölgesi için beklenen EENS değeri yine (4.7) kullanılarak

$$\mathrm{EENS_{II-n}} = 97383\ \mathrm{MWh/yıl}$$

şeklinde elde edilir. Böylece beklenen toplam $EENS$ değeri,

$$\mathrm{EENS_n} = \mathrm{EENS_I} + \mathrm{EENS_{II-n}} = 104697{,}2\ \mathrm{MWh/yıl}$$

olarak hesaplanır. Burada n indisi, yeni bakım sürecini temsil etmektedir.

4.2.2.5 Mevcut ve beklenen durumlar için hesaplanan güvenilirlik göstergelerinin karşılaştırılması

EENS değerlerinin hesaplanmasının ardından, GMDY çalışmasının son fazında önerilen DY planının değerlendirilmesi gerekmektedir. Uygulama sonrasında DY

planının tahmin edilen iyileşmeleri sağladığı görülürse, DY planının uygulamasına devam edilir. Aksi halde DY planında değişiklik yapılmasına gerek duyulur.

Önerilen DY planının uygulanması ile, transformatör bazında EENS'de en çok %19 civarı bir iyileşme beklenmektedir. Sistem bazında, toplam EENS'deki iyileşme ise en çok %12,9 olarak elde edilmiştir. Bu değer, güç transfomatörlerine uygulanması önerilen DY planının gerçekleştirilmesi sonucu erişilebilecek EENS değerinin üst sınırıdır. Gerçek değerin bu hesaplanan değerden daha küçük olması beklenir. Diğer yandan GMDY'nin diğer bileşenlere uygulanmasının, ek iyileştirmeler sağlayacağı da açıktır.

Diğer yandan, daha önce de belirtildiği üzere, tüm bu değerler, güç transformatörleri için önerilen DY planı sonucu beklenen arıza hızı değişikliklere bağlı, istatistiksel değerlerdir. DY planını uygulanmasından elde edilecek yarar olasılıksaldır ve kabul edilebilirliği ve DY planının uygulanmasına verilecek karar kuruluşun stratejik hedefleriyle ilgilidir. Gerçek iyileşme değerleri, önerilen DY planının uzun dönem uygulanması sonrasında belirlenebilecektir.

5. SONUÇLAR

Bu çalışma, elektriğin yeterli, güvenilir, kaliteli, sürekli ve ekonomik olarak tüketicilerin kullanımına sunulması ve iletim sistemi bileşenlerinin sağlıklı çalışma ömrünün uzatılması için Elektrik İletim Sistemi güç transformatörleri için GMDY sürecinin oluşturulmasını ve geliştirilmesini amaçlar. Benzeri amaçla yapılan en uygun bakım tür ve görevlerinin belirlenmesi çalışmalarını tamamlayıcı bir unsur olarak düşünüldüğünde, yapılması önerilen bakım parametre ayarlaması sayesinde, iletim sisteminin bir bütün olarak daha maliyet-etkin bir Şekilde işletilmesi sağlanacaktır. Çalışma temelde bileşen düzeyinde ve sistem düzeyinde yürütülen iki farklı süreçten oluşmaktadır.

İlk aşamada, iletim sistemi temel bileşenlerine (güç transformatörleri, kesiciler, iletim hatları, diğer transformatör merkezi bileşenleri ve koruma röleleri) ayrılarak, hesaplama ve analizler bileşen düzeyine indirgenmiştir. Bu aşamada söz konusu sistem bileşenlerinin, arıza etkileri ve bakım gereksinimleri değerlendirilerek, güvenilirliğin artırılmasına yönelik olarak bakım yönünden öncelikleri belirlenmiştir. Elde edilen sıralama doğrultusunda, iletim sisteminin en kritik donanımı olduğu belirlenen güç transformatörlerinin, bileşen düzeyinde güvenilirlik ve maliyet analizleri gerçekleştirilmiştir. Bu amaçla, güç transformatörlerinin TEİAŞ tarafından sağlanan bakım bilgileri ve istatistiksel verileri kullanılarak tüm arıza ve bakım durumlarını gösteren Markov modeli oluşturulmuştur. Arıza ve bakım verileri kullanılarak, Markov modeli yardımıyla güvenilirlik ve maliyet göstergeleri hesaplanmıştır. Elde edilen güvenilirlik göstergeleri ve Markov modeli üzerinden, güç transformatörlerine uygulanmakta olan bakım çalışmalarının iyileştirilmesi yöntemleri araştırılmıştır. Bu kapsamda, bakım uygulamalarının klasik teknik görevlerine dokunulmaksızın, sadece en uygun test/bakım aralıklarının elde edilmesi yoluyla daha düşük maliyette daha güvenilir bakım planlaması yapılmasının olası olduğu belirlenmiştir.

Markov modeli yardımıyla yapılan güvenilirlik analizi sonuçları kullanılarak ve iletim sisteminin büyüklüğü ve kritikliği nedeniyle değiştirilmesinin olası olmadığı belirlenen bakım parametreleri kapsam dışı tutularak, kontrol edilebilen bakım

parametrelerinde (test sıklığı gibi) uygun değişiklikler yapılmasının olası sonuçları araştırılmıştır. Bu araştırma sonucunda, söz konusu değişikliğin, transformatörün yokluk, arıza sıklığı ve ortalama arıza süresi gibi güvenilirlik göstergelerinde azalma; ortalama ömrünün ise uzamasını sağlayabileceği belirlenmiştir. Güç transformatörleri için bileşen bazında, mevcut bakım parametreleri üzerinde yapılacak iyileştirmenin, transformatörün yokluk, yıllık ortalama devre dışı kalma süresi ve toplam arıza ve bakım maliyeti değerlerinde %19'a kadar bir azalma; donanım ömründe ise %36'ya varan bir artış sağlayabileceği belirlenmiştir. Ancak belirtilmelidir ki, bu iyileşme değerleri transformatörün mevcut bakım sürecinin olasılıksal Markov modellemesinden yararlanılarak yapılan benzetim sonuçları olup, uygulama sonrası doğrulanması gereklidir.

Çalışmanın ikinci aşaması olan sistem düzeyi süreçleri, birinci aşamada yapılan analizlerin sistem düzeyine taşınmasını kapsamaktadır. Bu amaçla ilk olarak, iletim sistemi güç transformatörleri, sistem güvenilirliği yönünden önceliklendirilmiştir. Önceliklendirme işleminde bulanık mantık tabanlı bir yöntemden yararlanılmıştır. Bulanık mantığın tercih edilmesinin nedeni, transformatör hiyerarşik sıralamasının yanı sıra, aralarında yumuşak geçişlere sahip ve öznel değerlendirmelerden etkilenme olasılığı düşük olan önem gruplarının elde edilmesidir.

Önceliklendirmede kullanılan söz konusu yöntem, transformatör önem sıralaması için birtakım ölçütlerin belirlenmesini ve sayısal olarak ifade edilmesini öngörmektedir. Ölçütlerin seçilmesinde, hesaplamada kullanılacak verilerin kolay ulaşılabilir olması ve öznel görüşlere gereksinim olmaması nedenleri etkili olmuştur. Ölçütlerin hesaplanmasında, bileşen düzeyinde yapılan analiz sonucu elde edilen güvenilirlik göstergeleri kullanılarak, transformatör anma kapasiteleri, yüklenme değerleri (sistem yük akışları) ve bir baraya birden fazla transformatörün bağlı olması durumunda transformatörün güvenilirlik göstergelerinde olabilecek değişimler ve yük akışlarındaki dönemsel değişimler dikkate alınmış, bunun için Markov diyagramları ve yük modellerinden yararlanılmıştır.

İkinci aşamanın önceliklendirme adımı sonucunda, iletim sistemi güç transformatörleri 9 grup halinde sıralanmış ve bu gruplar için de 3 adet öncelik sınıfı elde edilmiştir. Bu sonuç doğrultusunda, bakım stratejisinin, TEİAŞ'ın halen uygulamakta olduğu bakım planında küçük değişiklikler yapılmasıyla elde edilebileceği belirlenmiştir. Ayrıca, sınıflama ve önceliklendirme sürecinde, elektrik

iletim sisteminin büyük ölçekli bir sistem olması ve ilgili personelin eğitim durumları dikkate alınarak, çok gelişmiş ve çok karmaşık bir bakım planı yerine, gereksinimleri karşılayabilecek, olabildiğince basit ve standart bir bakım planının uygulanabilirlik şansının daha yüksek olduğu da dikkate alınmıştır. Yapılan önceliklendirme ile elde edilen bu sonuç, mevcut sisteme son derece rahat uygulanma olanağına sahiptir.

Yapılan GMDY çalışması, parametre bağımlıdır. Dolayısıyla elde edilen güvenilirlik ve maliyet sonuçları tahmini değerler olup, gerçek değerleri, uzun dönem saha uygulamaları sonrasında belirlenebilecektir. Bu nedenle sistem düzeyindeki çalışmalar, önerilen GMDY planının uygulanması ile elde edilmesi beklenen sonuçların doğrulaması adımını da içermektedir. Bu adımda, uygulama sonucunda karşılaştırılması uygun güvenilirlik göstergeleri belirlenerek, bu göstergeler mevcut ve beklenen durum için hesaplanmış, mevcut bakımda yapılacak uygulanabilir söz konusu değişikliğin, sistem güvenilirliğinde meydana getireceği beklenen yarar belirlenmiştir. Yapılan hesaplama sonucunda, söz konusu planın sistem güvenilirliğinde en çok %12,9 civarında bir iyileşme sağlayabileceği belirlenmiştir. Ancak uygulama sonunda gerçek yarar için belirleyici karşılaştırmaların yapılabilmesi, süreç boyunca uygun verilerin uygun şekilde biriktirilmesini gerektirmektedir.

Bu çalışanın hedefleri ile bire bir örtüşen ve dolayısıyla sonuçları karşılaştırılarak yorum yapılabilecek bir çalışma yoktur.

[89]'da yöntemi açıklanan ve [90]'da uygulaması yer alan GMB çalışması, gerçekte bir elektrik dağıtım sistemi için GMDY çalışması örneğidir. Fakat bu çalışmada, sistem içindeki bileşen önceliklendirme bu tezdekinden farklı olarak bileşen türü göz önünde bulundurulmaksızın, sistemdeki her bileşenin tek tek güvenilirlik parametreleri kullanılarak yapılmıştır. Bu önceliklendirme sonrasında, güvenilirlik ve maliyet en iyilemesine yönelik olarak farklı senaryolar için ele alınan ve hesaplanan bakım süresi, bakım aralığı, EENS gibi birçok parametrenin yer aldığı ve farklı birçok kombinasyona sahip bakım planları oluşturulmuştur. Önerilen yöntem, özellikle büyük sistemlere uygulanması zor süreçler içermekte; birtakım yazılımlarla bu zorluğun üstesinden gelinse bile, bileşene özel çok çeşitli parametrenin mevcut veriler kullanılarak doğru olarak elde edilmesi de güçleşecektir. Ayrıca, bakım planlarının oluşturulmasında, uygulama sırasında olabilecek parametre değişimleri dikkate alınmamış, çözümün uygulanabilirliği üzerinde durulmamış ve sadece

benzetim sonuçlarına göre değerlendirmeler yapılmıştır. Önerilen maliyet-etkin planın uygulanması sonucunda, bir yük barası için, arıza süresinde %14, EENS değerinde %18'e kadar ve bir transformatörün arıza hızında da %3,6 düşüş olabileceği belirtilmiştir. Dağıtım şebekesi için elde edilen bu sayısal sonuçlar, tez çalışması sonuçları ile kıyaslandığında, arıza süresi ve EENS için aynı mertebede oldukları görülmektedir. Ancak, sabit alınan arıza hızı yerine, [91]' deki gibi daha düşük bir arıza hızı alınması halinde, tez çalışmasında elde edilen değerlerde biraz daha azalma olacağı unutulmamalıdır. Ayrıca bileşen türü önceliklendirmesi ile aynı tür bileşenlerin kendi içinde önceliklendirmelerinin dikkate alındığı bu tez çalışması, [90] ve benzeri diğer çalışmalarda elde edilen önceliklendirme sonuçlarından daha gerçekçidir. Buna ek olarak, [90]'da sadece bilgisayar benzetimlerine dayalı hesaplamalar yapılmış olup; bu çalışmada gerçek uygulamalar ve sonuçları dikkate alınmıştır.

[91]'de denetim süreci ve aralıklarında önerilen değişikliklerle mevcut bir bakım sürecinin iyileştirilmesi önerilmekte olup; güvenilirlik analizi açısından, bu tez çalışmasının bileşen düzeyindeki güvenilirlik analizi ve iyileştirilmesi kısmı ile benzerlik göstermektedir. Ancak tamamen teorik olan ve bileşen bazında yapılan bu çalışma sonucunda iyileştirilmiş bakım sürecinin MTBF değerinde %38'lik bir düşme sağlayacağı, ancak maliyette %40 oranında bir artış olduğu belirtilmektedir. Tez çalışmasında ise maliyette de %19'a kadar bir düşme olacağı sonucu elde edilmiştir.

Türk Ulusal Elektrik İletim Sistemi Trakya bölgesi güç transformatörleri için yapılan GMDY çalışması sonucunda öncelikle,

- TEİAŞ tarafından halen uygulanmakta olan bakım planında, teknik görevlere dokunulmaksızın sadece kısıtlı bakım parametreleri üzerinde yapılacak değişikliğin, transformatörün güvenilirlik ve maliyet göstergelerinde iyileşmeler sağlayabileceği,
- Elde edilen sistem düzeyindeki bakım planının TEİAŞ'ın mevcut uygulamaları içinde kolayca yer alabileceği,
- Parametre bağımlı bu çalışmanın, saha uygulamaları ile doğrulanabileceği,
- Bileşen ve sistem düzeyinde hesaplanan iyileşme değerlerinin, bazı güvenilirlik parametrelerinde (arıza hızı gibi) iyileşme olmaması varsayımına

dayandığından, uygulama sonrasında elde edilecek iyileşmenin hem bileşen ve hem de sistem düzeyinde beklenenden daha yüksek olma olasılığının daha güçlü olduğu

belirlenmiştir.

Çalışmanın gerek bileşen ve gerekse sistem düzeyinde gerçekleştirilmesinde yapılan TEİAŞ bilgilerine dayalı kabuller ve kullanılan yöntemler (sınıflama, arıza sonuçlarının sayısallaştırılması, karar ağaçlarının oluşturulması vb.) geliştirilerek ve kullanılan ölçütler değiştirilerek/artırılarak daha duyarlı analizlerin yapılması olasıdır.

Yapılan GMDY çalışmasında arıza hızının, yapılacak test aralığı daraltma ve böylece minör bakımı artırma yoluyla arıza hızının azabileceği olasılığı ihmal edilmiş olsa da, uygulama sonrasında arıza hızındaki artmanın net olarak belirlenmesi, çalışmanın gerçek yararlarını ortaya koyması açısından son derece önemlidir. GMDY'nin diğer sistem bileşenlerine de uygulanması ile sistem bazında olacak iyileşmelerin artacağı da açıktır.

Çalışmada bakım planının içeriğine de dokunulmamıştır. Ancak bundan iletim sistemi için yapılacak GMDY çalışmalarında bakım içeriğinin de ele alınması, daha sağlıklı ve sonuçları yönünden daha verimli olabilecektir.

Çalışmanın uygulanması sırasında, uygulama sonrası yapılacak değerlendirmelerde kullanılmak üzere, gerekli güvenilirlik ve maliyet hesaplamalarını en sağlıklı olarak yapmayı sağlayacak şekilde biriktirilmesinin sağlanması da ayrı bir çalışma konusu olacaktır.

KAYNAKLAR

[1] **Li, W.** (2005). *Risk Assessment of Power Systems Models, Methods and Applications.* John Wiley & Sons, Inc. Publication.

[2] **Bertling, L.** (2005). On Evaluation of RCM for Maintenance Management of Electric Power Systems, *IEEE PES General Meeting, San Francisco*, 1-3.

[3] **Ozdemir, A., Kuldaslı, E.** (2010). RCM Application for Turkish National Transmission System, *International Conference on Probabilistic Methods Applied to Power Systems (PMAPS), Singapore*, 11, 143-147.

[4] **Hauge, B. S., Johnston, D. C.** (2001) Reliability Centered Maintenance and Risk Assessment", *Proceedings Annual Reliability and Maintainability Symposium*, 36-40.

[5] **Bartell, R.** (2001) Reliability Program for Plant Maintenance, *IEEE Industry Applications Magazine*, 7, (5), 29-32.

[6] **Adjaye, R.Y.** (1994) Desıgn And Optimised Operation With Reliability Centered Maintenance, International Conference on *Electrical Safety in Hazardous Environments Conference*, 5, 165-171.

[7] **Smith, A.** (1992) Preventive-Maintenance Impact on Plant Availability, *IEEE Proceedings Annual Reliability And Maintainability Symposium*, 177-180.

[8] **Zdrallek, M.** (2004) RCM Strategy for High-Voltage Networks, *International Conference on Probabilistic Methods Applied to Power Systems* (PMAPS), Iowa, USA, 8, 332-337.

[9] **Endrenyi, J., Anders, G. J., Silva, L**. (1998) Probabilistic Evaluation of the effect of Maintenance on Reliability. An Application", *IEEE Transactions on Power Systems*, 13, (2), 576-583.

[10] **Holladay D.W., Dallman, B. D.** (2006) RCM Study on Voltage Regulators, *International Conference on Transmission, Distribution Construction, Operation and Live-Line Maintenance*, 11.

[11] **Kim, H. S., Yang, H. J.** (2008) Development of Power Facility Management System Using RCM, *International Conference on Condition Monitoring and Diagnosis, Beijing, China*, 614-617.

[12] **Siqueira, I. P.** (2004) Optimum Reliability-Centered Maintenance Task Frequencies for Power System Equipments, *lntemational Conference on Probabilistic Methods Applied to Power Systems (PMAPS) , Iowa*, 8, 162-167.

[13] **Moon, J. F.** (2004) Reliability Evaluation of Distribution System Through the Analysis of Time-Varying Failure Rate, *IEEE Power Engineering Society General Meeting*, 1, 668-673.

[14] **Maciejevski, H**. (2009) RCM of Repairable Equipment", *International Conference on Dependability of Computer Systems*, 4, 332-339.

[15] **Bowler, D. J.** (1995) Economic Evaluation of RCM: An Electricity Transmission Industry Perspective", *IEE Proceeding of Generation, . Transmission&.Distribution,* 142, (1).

[16] **Chan,T.** (2005) Implementation of RCM for CB's, *IEEE Power Engineering Society General Meeting*, 1, 684-690.

[17] **Firuzabad, M.F.** (2009) RCM Program Initiation on Electric Distribution Networks, *IEEE Transmission & Distribution Conference&Exposion; Asia and Pacific*, 1-4.

[18] **Yongsheng, B.** (2009) Cost Model Based Optimization of RCM Group Maintenance Interval, *International Conference on Industrial Engineering and Engineering Management*, 9, 1174-1178.

[19] **Theil, G.** (2006) Parameter Evaluation for Extended Markov Models Applied to Condition and RCM Maintenance Planning Strategies, *International Conference on Probabilistic Methods Applied to Power Systems (PMAPS), Stockholm, Sweden*, 9, 1-6.

[20] **Moon, J.F., Yoon, Y.** (2006) Reliability-Centered Maintenance Model to Managing Power System Equipment, Power Engineering Society General Meeting, 6-9.

[21] **Beehler, M.E.,** (1997) Reliability Centered Maintenance for Transmission Systems, *IEEE Trans. Power Delivery*, 12, (2), 1023–1028.

[22] **Li, W., Korczynski, J.** (2004) A reliability-based approach to transmission maintenance planning and its application in BC hydro system, *IEEE Trans. Power Delivery*, 19, (1), 303–308.

[23] **Bergman, W. J.** (1999) RCM Applied to Electrical Switchgear, *IEEE Summer Power Meeting, Canada*, 1164-1167.

[24] **Heo, J.C., Kim, M.K., Lyu, J.K.** (2014). Implementation of Reliability-Centered Maintenance for Transmission Components Using Particle Swarm Optimization, *Elsevier, Electrical Power and Energy Systems*, 55, 238-245.

[25] **Ghavami, M, Kezunoviç, M.** (2010) Probabilistic Evaluation of The Effect of Maintenance Parameters on Reliability and Cost, *lntemational Conference on Probabilistic Methods Applied to Power Systems (PMAPS), Singapore*, 11, 71-76.

[26] **Abeygunawardane,S.K., Jirutitijaroen, J.** (2010) A Realistic Maintenance Model Based on a New State Diagram, *lntemational Conference on Probabilistic Methods Applied to Power Systems (PMAPS), Singapore*, 11, 299-303.

[27] **Tomasevics, C, Asgarpoor S.** (2006) Optimum Maintenance Policy Using Semi- Markov Decision Processes, *North American Power Symposium, 38*, 23-28.

[28] **Aravinthan, V, Jewell, W.** (2010) Identifying Worst Performing Components in a Distribution System Using Weibull Distribution, *lntemational Conference on Probabilistic Methods Applied to Power Systems (PMAPS),* Singapore, 11, 77-82.

[29] **Wen-Yuan, L.V.** (2006) Modelling Preventive Maintenance of Production Plant Given Estimated PM Data and Actual Failure Times, *International Conference on Management Science and Engineering*, 387-390.

[30] **Kuntz, P.** (2001) A Reliability Centered Optimal Visual Inspection Model for Distribution Feeders, *IEEE Transactions on Power Delivery*, 16, (4), 718-723.

[31] **Dehghanian, P, Firuzabad, M.F., Shouraki, S.B.** (2012) Critical Component Identification in Reliability Centered Asset Management of Power Distribution Systems Via Fuzzy AHP, *IEEE Systems Journal*, 6, (4), 593-602.

[32] **Lindquist, T.M., Hilber, P., Bertling, L., Eriksson, R.** (2003). Reliability Centered Asset Maintenance, *IEEE PES General Meeting, Toronto, Canada*, 698-699.

[33] **Zhang, X., Zhang, J., Gockenbach, E.** (2009). RCAM for MV Deteriorating Electrical Equipment Based on Germany Failure Statistics. *IEEE Transactions on Power Systems*, 24,(2), 721-728.

[34] **Abbasghorbani, M.,Mashhadi, H., Damchi, Y.** (2014). Reliability-Centred Maintenance for Circuit Breakers in Transmission Networks. *IET Generation, Transmission & Distribution*, 8, (9), 1583–1590.

[35] **Belak, L.,Maruša, R., Ferlič, R., Pihler, J.** (2013). Strategic Maintenance of 400-kV Switching Substations. *IEEE Transactions on Power Delivery*, 28, (1),394-401.

[36] **O.Tor, M. Shahidehpour** (2006) Power Distribution Asset Management, *IEEE Power Engineering Society General Meeting, Montreal, Canada*, 7.

[37] **Shahidehpour, M., Ferrero, R.** (2005). Time Management for Assets: Chronogical Strategies for Power System Asset Management. *IEEE Power & Energy Magazine*, 3, (3), 32-38.

[38] **Schneider, J., Gaul, A., Neumann, C., Hogräfer, J.** (2006). Asset Management Techniques. *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*, 28, (9), 643-654.

[39] **Ge, H., Asgarpoor, S.** (2012). Reliability and Maintainability Improvement of Substations with Aging Infrastructure, *IEEE Transactions on Power Delivery*, 27, (4), 1868-1876.

[40] **Lindquist, T.M., Bertling, L.** (2008) Circuit Breaker Failure Data and Reliability Modelling, *IET Generation, Transmission & Distribution*, 2, (6) , 813–820.

[41] **Lindquist, T.M., Bertling, L.** (2004) A Feasibility Study for Probabilistic Modeling of Aging in Circuit Breakers for Maintenance Optimization, *lntemational Conference on Probabilistic Methods Applied to Power Systems (PMAPS),Iowa*, 8, 1020-1025.

[42] **Ghorani, R.,Firuzabad, F., Dehghanian, P., Li, W.** (2015). Identifying Critical Components for Reliability Centred Maintenance Management of Deregulated Power Systems. *IET Generation, Transmission&Distribution*, 9, (9), 828-837.

[43] **M. Abdelfatah, M. El-Shimy, H.M. Ismail** (2013) Outage Data Analysis of Utility Power Transformers Based on Outage Reports during 2002-2009, *International Journal of Electrical Power and Energy Systems,* 47, (1), 41-51.

[44] **Abu-Elanien, A., Salama, M. A.** (2010). Asset Management Techniques for Transformers. *Elsevier, Electric Power Systems Research*, 80, (4), 456-464.

[45] **Jahromi, A. N., Piercy, R., Cress, S.** (2009). An Approach to Power Transformer Asset Management Using Health Index. *IEEE Electrical Insulation Magazine*, 25, (2), 20-34.

[46] **Jahromi, A., Parvania, M., Bouffard, F., Firuzabad, F.** (2013). Two-Stage Framework for Power Transformer Asset Maintenance Management—Part I: Models and Formulations. *IEEE Transactions on Power Systems*, 28, (2), 1395-1403.

[47] **Jahromi, A., Parvania, M., Bouffard, F., Firuzabad, F.** (2013). Two-Stage Framework for Power Transformer Asset Maintenance Management—Part II Validation results. *IEEE Transactions on Power Systems*, 28, (2), 1404-1414.

[48] **Trappey, A.,Trappey, C., Ma, L., Chang, J.** (2015). Intelligent Engineering Asset Management System for Power Transformer Maintenance Decision Supports Under Various Operating Conditions, *Elsevier, Computers & Industrial Engineering*, 84, 3-11.

[49] **Suwnansri, T** (2014). Asset Management of Power Transformer: Optimization of Operation and Maintenance Costs, *Proceedings of the International Electrical Engineering Congress (IEECON),* 1-4.

[50] **Koksal, H.A., Ozdemir, A.** (2012) Construction and Evaluation of RCAM Model for Power Transformers in Turkish National Power Transmission System, *lnternational Conference on Probabilistic Methods Applied to Power Systems (PMAPS), Istanbul,* 12, 689-694.

[51] **Koksal, A., Ozdemir, A.** (2014) RCAM Model for Turkish National Power Transmission System: SF6 circuit Breakers, Transmission Lines, Transformer Centers and Protection Relays, *lnternational Conference on Probabilistic Methods Applied to Power Systems (PMAPS), UK*, 13, 1-6.

[52] **Koksal, A., Ozdemir, A.** (2016) Improved Transformer Maintenance Plan for RCAM of Power Transmission System, *IET Generation, Transmission &Distribution*, 10, (8), 1976-1983.

[53] **K.P.Yoon, C.L.Hwang** (1981) *Multiple Attribute Decision Making: Methods and Applications,* Heidelberg: Springer.

[54] **Koksal, A., Ozdemir, A.** (2016) Determination of Optimal Component Maintenance Process for RCAM of Power Transmission System Using TOPSIS Method, *14th International Conference on Probabilistic Methods Applied to Power Systems, (PMAPS 2016), Beijing*, 16.

[55] **Bertling, L., Allan, R., Eriksson, R.** (2005). A Reliability-Centered Asset Maintenance Method for Assessing the Impact of Maintenance in Power Distribution Systems. *IEEE Transactions on Power Systems*, 20, (1), 75-82.

[56] **Koksal, A., Ozdemir, A.** (2015) Transformer Ranking for Asset Management of Power Transmission Systems using Fuzzy Multi-Attribute Scoring Procedure, *The 18th International Conference on Intelligent System Applications to Power Systems , Portugal*, 18, 1-6.

[57] **Stremel, J.P.** (1981) Maintenance scheduling for Generation System Planning, *IEEE Trans. on Power Apparatus and Systems*, 100, 1410-1419.

[58] **Bretthauer,G., Gamaleja,T.** (1998) Integrated maintenance scheduling system for electrical energy systems, *IEEE Transactions on Power Delivery*, 13, (2), 655-660.

[59] **Marwali,M., Shahidehpour,S.** (1998) Integrated Generation And Transmission Maintenance Scheduling With Network Constraints, *IEEE Transactions on Power Systems*, 13, (3), 1063-1068.

[60] **Min,X.** (2002) Generator Maintenance Scheduling in the Generation Expansion Planning of Interconnected Power System, *Transmission and Distribution Conference and Exhibition, Asia Pacific*, 3, 1601-1605.

[61] **Zhang,T., Nakamura, M.** (2002) Optimizing Maintenance Scheduling of Equipment by Element Maintenance Interval Adjustment Considering System Availability, *Power Engineering Society Winter Meeting*, 1, 205-210.

[62] **Abdulwhab,A., Billinton,R.** (2002) Applicatıon Of Wellbeing Concepts In Short Term Generating Unit Preventive Maintenance Scheduling, *Proceedings of the 2002 IEEE Canadian Conference on Electrical&Computer Engineering*, 1, 150-155.

[63] **Zhang, S., Ge, J.** (2010) Study on Generation and Transmission Maintenance Scheduling Under Electricity Market, *Asia Pacific Power and Energy Engineering Conference*, 1-4.

[64] **Kumarappan,N., Suresh,K.** (2010) Particle Swarm Optimization based Maintenance Scheduling using Levelized Risk Method and Evaluation of System Well being Index, *IEEE Congress on Evolutionary Computation*, 1-7.

[65] **Yingying,W., Wenying,L.** (2010) Research and Application of Grid Maintenance Scheduling Optimization based on Multi-objective and Multi-constraint, *International Conference on Electrical and Control Engineering, International Conference on Electrical and Control Engineering*, 4027-1030.

[66] **Rajabi, A., Firuzabad, F.** (2006) Application of Markov Decision Process in Generating Units Maintenance Scheduling, *International Conference on Probabilistic Methods Applied to Power Systems (PMAPS), Stockholm, Sweden*, 9, 1-6.

[67] **Mohseni, M.** (2003) What does Asset Management Mean To You?, Transmission and Distribution Conference and Exposition, 3, 962-964.

[68] **Wang,Y, Wang, H.** (2010) Calculation of Power Equipment Reliability for Condition-based Maintenance Decision-making, *International Conference on Power System Technology (POWERCON)*, 1-7.

[69] **Huo, Z. , Zhang, Z.** (2005) CMMS Based RCM, *IEEE/PES Transmission and Distribution Conference&Exhibition, Asia and Pacific, China*, 1-6.

[70] **Birkner, P.** (2004) Field Experience with Based a Condition Based Maintenance Program of 20kV XLPE Distribution System Using IRC Analysis, *IEEE Transactions on Power Delivery*, 19, (1), 3-8.

[71] **Wessels, W., Sautter, C.** (2009) Reliability Analysis Required to Determine CBM Condition Indicators, *Reliability and Maintainability Symposium*, 454-459.

[72] **Wang, L., Zheng, E.** (2009) Maintenance Optimization of Generating Equipment Based on a Condition Based Maintenance Policy for Multi Unit Systems, *Chinese Control and Desicion Conference*, 2440-2445.

[73] **Niu, G.** (2009) A Framework Cost-Effective and Accurate Maintenance Combining CBM RCM and Data Fusion, *Reliability, Maintainability and Safety*, 611-615.

[74] **Brauer, D., Brauer, G.** (1987) Reliability Centered Maintenance, *IEEE Transactions On Reliability*, 36, (1).

[75] **A Guide to the Reliability-Centered Maintenance (RCM) Standard (SAE JA 1012, 2002)**, Surface Vehicle/AerospaceStandard, USA.

[76] **Hardwick, G.** (1999) Reliability Centered Maintenance at Florida Power Corporation, *Power Engineering Society Summer Meeting*, 2, 1169-1170.

[77] **Kuldaşlı, E.D.** (2008). *Elektrik Enerji Sistemlerinde Güvenilirlik Temelli Bakım.* (Yüksek Lisans tezi). İstanbul Teknik Üniversitesi, Fen Bilimleri Enstitüsü, İstanbul.

[78] **Schlabbach, J., Berka, T.** (2001) RCM of MV Circuit Breaker", *IEEE Power Tech. Conference, Porto*, 4, 5.

[79] **Yung, C., Chung, T. S.** (2004) Application of Reliability-Centered Stochastic Approach and FMECA to Conditional Maintenance of Electric Power Plants in China", *IEEE International Conference on Electric Utility Deregulation, Restructing and Power Technologies (DRPT), Hong Kong*, 463-467.

[80] **Chan, T., Liu, C. C., Choe, W.** (2005) Implementation of RCM for Circuit Breakers, *IEEE Power Engineering Society General Meeting*, 1, 684-690.

[81] **Firuzabad, F., Afshar, S., Farrokhzad, D., Choi, J.** (2009) RCM Program Initiation on Electric Distribution Networks, *IEEE Transmission &* 0*Distribution Conference&Exposion; Asia and Pacific*, 1-4.

[82] **Glover, C.** (2000) Asset Management: RCM and Overhead Lines, *IEE Seminar on Improved Reliability of Woodpole Overhead Lines*, 1-5.

[83] **Mkandawire, B., Ijumba, N., Saha, A.** (2015). Transformer Risk Modelling by Stochastic Augmentation of Reliability-Centred Maintenance. *Elsevier, Electric Power Systems Research*, 119, 471–477.

[84] **Yssaad, B.,Khiat, M., Chaker, A.** (2014). Reliability Centered Maintenance Optimization for Power Distribution Systems. *Elsevier, Electrical Power and Energy Systems*, 55, 108-115.

[85] **Kahraman, C.** (2008). *Fuzzy Multi-Criteria Decision Making: Theory and Application with Recent Developments*. Springer.

[86] **Türkiye Elektrik İletim Anonim Şirketi Resmi Internet Sitesi'Yıllık Rapor 2012'**, http://www.teias.gov.tr/FaaliyetRaporlari/ Faaliyet2012/ TEIASfaayilet2012TURKCE.pdf.

[87] **Hamoud, G.A.** (2008). Assessment of Transmission System Component Criticality in the De-regulated Electricity Market, *International Conference on Probabilistic Methods Applied to Power Systems (PMAPS),*10, 1-8.

[88] **Fickler, R., Cheim, L., Lam, B.** (2009). Application of Probabilistic Techniques in Asset Management, *Power Systems Conference and Exposition*, 1-7.

[89] **Dehghanian, P, Firuzabad, M.F., Shouraki, S.B.** (2013) A Comprehensive Scheme for Reliability Centered Maintenance in Power Distribution Systems—Part I: Methodology, *IEEE Transactions on Power Delivery*, 28, (2), 761-770.

[90] **Dehghanian, P, Firuzabad, M.F., Shouraki, S.B.** (2013) A Comprehensive Scheme for Reliability Centered Maintenance in Power Distribution Systems—Part II: Numerical Analysis, *IEEE Transactions on Power Delivery*, 28, (2), 771-778.

[91] **Abeygunawardane, S., Jirutitijaroen, P., (2011)** New State Diagrams for Probabilistic Maintenance Models, *IEEE, Transactions on Power Sysytems*, 26, (4), 2207-2213.

[92] **Türkiye Elektrik İletim Anonim Şirketi Resmi Internet Sitesi** http://www.teias.gov.tr/

EKLER

EK A: Çok Kriterli Bulanık Puanlama Yöntemi (ÇKBPY)

EK A: Çok Kriterli Bulanık Puanlama Yöntemi (ÇKBPY)

Enerji iletim sistemlerinde, karar verme süreçlerinde sıklıkla bulanık yöntemlerden yararlanılmaktadır. Bulanık karar verme süreci, genel olarak ölçüt belirleme, bulanıklaştırma ve karar verme şeklinde 3 ana aşamadan oluşur (Şekil 4.7). Bulanıklaştırma aşamasında kritiklik ölçütleri, bulanık üyelik fonksiyonlarına dönüştürülerek, giriş verileri elde edilir. Ardından bulanıklaştırılmış bu ölçütlere uygun bir süreçle ağırlıklar atanır ve bulanık süreç gerçekleşir. Son olarak da ağırlıklandırılmış sonuçlar dönüştürülerek karar aşamasına geçilir. ÇKBPY olarak bilinen bulanık karar verme sürecinin ayrıntıları aşağıda verilmiştir.

Bulanıklaştırma ve bulanık modül

Transformatörlerin derece gruplarına ayrılmasını sağlayacak bulanık puanlama elemanı

$$u(A_i) = u_i = \frac{\sum_{j=1}^{n} w_j r_{ij}}{\sum_{j=1}^{n} w_j} \ , \ i=1,2,..,m \qquad (A.1)$$

şeklinde hesaplanır. Burada $u(A_i)$, A_i alternatifi için bulanık puanlama fonksiyonu, w_j ve r_{ij}, y_j ağırlık ve x_{ij} ölçütlerinin sırasıyla bulanık değerleridir. w_j ağırlığı ile r_{ij} değerinin hesaplanması aşağıdaki gibidir.

$$w_j = \{(y_j, \mu_{wj}(y_j))\}, \forall j \qquad (A.2)$$

$$r_{ij} = \left\{(x_{ij}, \mu_{r_{ij}}(x_{ij}))\right\}, \forall i,j \qquad (A.3)$$

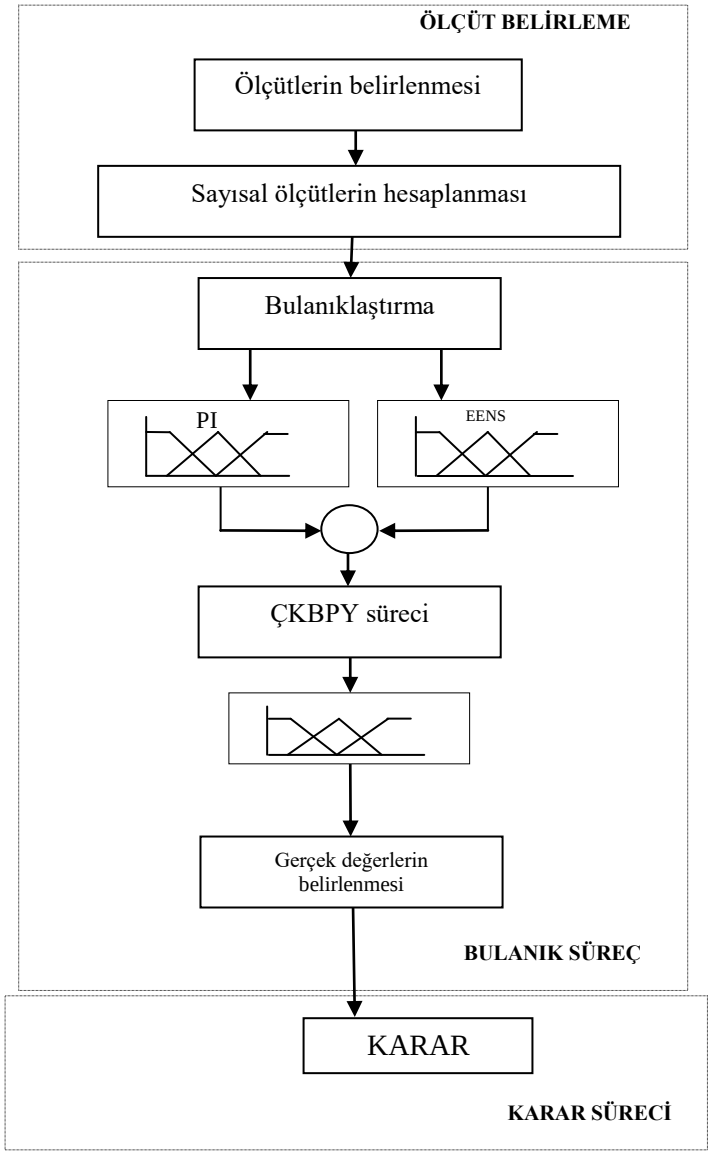
Burada y_j ve x_{ij} değerleri reel sayı ($\Re$), $\mu_{wj}(y_j)$ ve $\mu_{r_{ij}}(x_{ij})$ değerleri [0,1] aralığında bulanık üyelik fonksiyonlarıdır. Puanlama fonksiyonu $u_i = \left\{\left(u_i, \mu_{u_i}(u_i)\right)\right\}$ aşağıdaki gibi hesaplanır.

$$u_i = \frac{\sum_{j=1}^{n} y_j x_{ij}}{\sum_{j=1}^{n} y_j} \qquad (A.4)$$

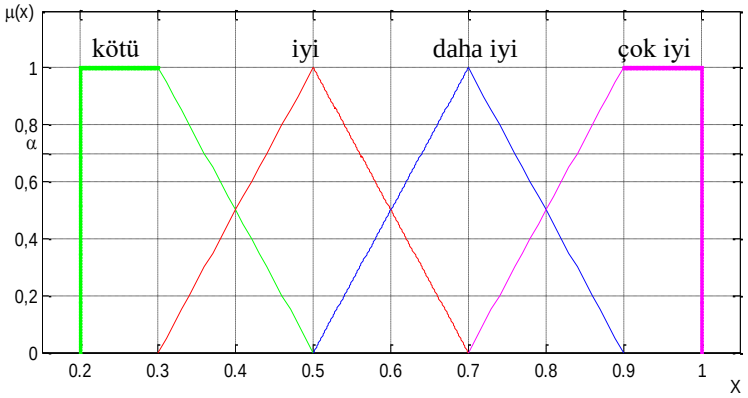
$$\mu_{u_i}(u_i) = \sup_{\vee} \left\{\left[\wedge_{j=1}^{n} \mu_{wj}(y_j)\right] \wedge \left[\wedge_{j=1}^{n} \mu_{r_{ij}}(x_{ij})\right]\right\} \qquad (A.5)$$

Yaklaşık bulanık puanlama elemanlarının hesaplanmasında aşağıdaki adımlar izlenir.

Adım 1. x_{ij} ve y_j ($i = 1,2,\dots,m,\ j = 1,2,\dots,n$) Şekil 4.8'de görüldüğü gibi sözel değerlerle gösterilir.



Şekil A.1 : ÇKBPY süreci blok diyagramı.



Şekil A.2 : Ölçüt ve ağırlıklar için sözel ifade gösterimi.

Adım 2: $u_i^{\alpha_o}$ hesaplanması için bir α_o seviyesi seçilir.

Adım 3: Aşağıdaki bağıntıyı karşılayacak x_{ij} ve y_j değerleri tanımlanır.

$$\mu_{wj}(y_j) = \mu_{r_{ij}}(x_{ij}) = \alpha_o, \forall i,j \quad \text{(A.6)}$$

Adım 4: . 0.0, 0.5, 1.0 gibi farklı α_o değerlerine karşılık $u_i^{\alpha_o}$'ın üst ve alt değerleri, (A.4)'teki y_j ve x_{ij} 'nin üst ve alt değerleri için sırasıyla hesaplanır.

Adım 5: u_i fonksiyonları $u_i^{\alpha_o}$'ın alt ve üst değerleri ve $\mu_{u_i}^{\alpha_o}(u_i^{\alpha_o}) = \alpha_o$ eşitliği kullanılarak hesaplanır.

Gerçek sonuçlara dönüştürme

Bu aşamada puanlama elemanları u-$\mu_u(u)$ koordinat sisteminde grafik olarak ifade edilir. Söz konusu koordinat alanı puanlama elemanlarının makul bir dağılım gösterebileceği üç bölgeye ayrılarak gruplandırılmış olur. Bu her derece grubu, kendi derecesine uygun bir isimle ifade edilerek sonuç dönüştürülmüş olur.

ÖZGEÇMİŞ



Ad-Soyad **:** Havva Aysun KÖKSAL

Doğum Tarihi ve Yeri **:** 15.10.1972/ANKARA

E-posta **:** aysunsezgin@yahoo.com

ÖĞRENİM DURUMU:

- **Lisans** **:** 1994, Gazi Üniversitesi,Mühendislik-Mimarlık Fakültesi, Elektrik ve Elektronik Mühendisliği Bölümü
- **Yüksek lisans** **:** 2001, Gazi Üniversitesi, Elektrik ve Elektronik Mühendisliği Anabilim Dalı, Elektrik Mühendisliği Programı

MESLEKİ DENEYİM:

- 1997-2011 yılları arasında Türk Silahlı Kuvvetlerinde elektrik ve elektronik yer sistemlerinin bakım mühendisliğini yaptı.
- 2016 yılında İstanbul Teknik Üniversitesi'nde doktorasını tamamladı.

DOKTORA TEZİNDEN TÜRETİLEN YAYINLAR VE SUNUMLAR:

- **Koksal, H.A.,** Ozdemir, A. (2012) Construction and Evaluation of RCAM Model for Power Transformers in Turkish National Power Transmission System, *lnternational Conference on Probabilistic Methods Applied to Power Systems (PMAPS), Istanbul*, 12, 689-694.
- **Koksal, H.A.,** Ozdemir, A. (2014) RCAM Model for Turkish National Power Transmission System: SF6 Circuit Breakers, Transmission Lines, Transformer Centers and Protection Relays, *13'th Probabilistic Methods Applied to Power Systems (PMAPS*), *Durham, U.K*, 13, 1-6.
- **Koksal, H.A.,** Ozdemir, A. **(**2015) Transformer Ranking for Asset Management of Power Transmission Systems using Fuzzy Multi-Attribute Scoring Procedure, *Intelligent System Applications to Power Systems Conference (ISAP), Portugal*, 18, 1-6.

- **Koksal A**., Ozdemir A. (2016). Improved Transformer Maintenance Plan for RCAM of Power Transmission System, *IET Generation, Transmission &Distribution*, 10(8), 1976-1983.
- **Koksal A.,** Ozdemir A., (2016) Determination of Optimal Component Maintenance Process for RCAM of Power Transmission System Using TOPSIS Method, *Probabilistic Methods Applied to Power Systems (PMAPS*), *China*, 14, 1-6
- **Koksal A.,** Ozdemir A., (2016) RCAM Based Asset Management Study for Turkish National Power Transmission System: Verification Stage, *IEEE International Conference on Sustainable Energy Technologies (ICSET), November 14-16, Hanoi, Vietnam.*