T.C.
HARRAN ÜNİVERSİTESİ
FEN BİLİMLERİ ENSTİTÜSÜ

YÜKSEK LİSANS TEZİ

ELEKTRİK DAĞITIM SİSTEMLERİNDE GERİLİM DÜŞÜMLERİNİN İZLENMESİ İÇİN ESNEK HESAPLAMA YÖNTEMLERİ İLE MONİTÖR YERLEŞİMİ

Mustafa TURAN

ELEKTRİK ELEKTRONİK MÜHENDİSLİĞİ ANABİLİM DALI

ŞANLIURFA
2022

İÇİNDEKİLER

Sayfa No

ÖZET i
ABSTRACT ii
TEŞEKKÜR iii
ŞEKİLLER DİZİNİ iv
ÇİZELGELER DİZİNİ v
SİMGELER ve KISALTMALAR DİZİNİ vi
1. GİRİŞ 1
1.1 Güç Kalitesi 2
1.1.1 Güç kalitesi problemleri 4
1.1.1.1 Geçici olaylar 4
1.1.1.2 Kısa süreli gerilim değişimleri 6
1.1.1.3 Uzun süreli gerilim değişimleri 9
1.1.1.4 Dalga şeklindeki bozukluklar 11
1.1.1.7 Gerilim dengesizliği 14
1.1.1.8 Gerilim dalgalanması 15
1.1.1.9 Frekans değişimi 16
1.1.2 Güç kalitesi problemleri çözümleri 16
1.1.2.1 Gerilim dalgalanma bastırıcılar (TVSS) 17
1.1.2.2 Gürültü filtreleri 17
1.1.2.3 Harmonik filtreler 17
1.1.2.4 Voltaj düzenleyicileri 18
1.1.2.5 İzolasyon transformatörleri 19
1.1.2.6 Kesintisiz güç kaynakları (UPS) 20
1.1.2.7 Statik VAR kompansatörleri 20
1.1.2.8 Dinamik voltaj düzenleyicisi (DVR) 21
1.1.2.9 Birleşik güç kalitesi düzenleyici (UPQC) 22
2. ÖNCEKİ ÇALIŞMALAR 23
3. MATERYAL ve YÖNTEM 27
3.1 Materyal 27
3.1.1 Kısa devre arızaları 27
3.1.2 Empedans matrisi 31
3.2 Yöntem 36
3.2.1 İkili tam sayılı programlama 36
3.2.2 Genetik algoritma 39
3.2.2.1 Başlangıç popülasyonu 40
3.2.2.2 Uygunluk fonksiyonu 42
3.2.2.3 Genetik operatörler 42
3.2.2.4 Durdurma kriteri 45
4. ARAŞTIRMA BULGULARI ve TARTIŞMA 48
5. SONUÇLAR ve ÖNERİLER 60
KAYNAKLAR 61
ÖZGEÇMİŞ 64
EKLER 65
EK 1. IEEE 24 Baralı Test Sistemi Data Bilgileri 65

EK 2. IEEE 30 Baralı Test Sistemi Data Bilgileri 67
EK 3. IEEE 118 Baralı Test Sistemi Data Bilgileri 69
EK 4. IEEE 50 jeneratör ve IEEE 145 Baralı Test Sistemi Data Bilgileri 74
EK 5. Tez Çalışmasında Kullanılan Kod Dosyaları 85

ÖZET

Yüksek Lisans Tezi

ELEKTRİK DAĞITIM SİSTEMLERİNDE GERİLİM DÜŞÜMLERİNİN İZLENMESİ İÇİN ESNEK HESAPLAMA YÖNTEMLERİ İLE MONİTÖR YERLEŞİMİ

Mustafa TURAN

Harran Üniversitesi
Fen Bilimleri Enstitüsü
Elektrik Elektronik Mühendisliği Anabilim Dalı

Danışman: Dr. Öğrt. Üyesi Hasari KARCİ
Yıl: 2022, Sayfa: 108

Günümüzde teknolojik gelişmelere bağlı olarak insanların ihtiyaç duyduğu kurulu güç her gün artmaktadır. İhtiyaç duyulan gücün miktarı kadar bu gücün kalitesi de önemlidir. Gerilim düşümü, gerilim yükselmesi, uzun ya da kısa süreli meydana gelen elektriksel kesintiler sebebiyle evde, ofiste ve sanayide bulunan cihazlar olumsuz bir şekilde etkilenmektedir. Güç kalitesi problemleri nedeniyle yaşanan olumsuzluklardan en çok etkilenen yer ise sanayi olmaktadır. Sanayide meydana gelen gerim düşümü ya da elektriksel kesintiler bazen üretimi durdurma noktasına getirmektedir. Bütün bu yaşananlar ise elektriğin üretiminde, iletiminde ve dağıtımında faaliyet gösteren şirketler ile tüketiciye maliyet olarak geri dönmektedir. Elektrik dağıtım sistemlerinde meydana gelen bir güç kalitesi problemi olan gerilim düşümlerini en az sayıda izleyici ile izlemek ve bu izleyicileri dağıtım sisteminin tamamını kapsayacak şekilde konumlandırılmaya çalışılmıştır. İzleyiciler pahalı cihazlardır ve izleyici sayısı azaltılarak maliyetin de azalması sağlanır. Bu amacı gerçekleştirmek amacıyla öncelikle arıza sırasında meydana gelen her bir baranın gerilim değerlerinden yola çıkılarak bir optimizasyon problemi oluşturulmuş olup bu optimizasyon problemini çözmek için İkili Tam sayılı Programlama ve Genetik Algoritma yöntemleri kullanılmıştır. Mevcut yöntemler IEEE 24 Baralı Test Sistemi, IEEE 30 Baralı Test Sistemi, IEEE 118 Baralı Test Sistemi ve IEEE 50 Jeneratör 145 Baralı Test Sistemi üzerine uygulanmıştır. Her iki yöntemden elde edilen sonuçlar çizelgelere dökülerek paylaşılmıştır. Çizelgeler incelendiğinde İkili Tam sayılı Programlama yöntemi ile Genetik Algoritma yöntemiyle elde edilen sonuçlarda izleyici sayısı bakımından aynı olduğu, genetik algoritmanın izleyici konumlarında farklı çözümler üretebildiği ve voltaj eşiği değeri artıkça izleyici sayısında bir azalma olduğu gözlemlenmiştir.

ANAHTAR KELİMELER: gerilim düşümü, izleyici, ikili tam sayılı programlama, genetik algoritma, maliyet

ABSTRACT

Msc Thesis

MONITOR PLACEMENT WITH FLEXIBLE CALCULATION METHODS FOR MONITORING VOLTAGE DROPS IN ELECTRIC DISTRIBUTION SYSTEMS

Mustafa TURAN

Harran Universtiy
Graduate School of Natural and Applied Sciences
Departmen Electrical and Electronic Engineering

Supervisor: Assist. Prof. Dr. Hasari KARCİ
Year: 2022, Page:108

Today, depending on technological developments, the installed power that people need is increasing day by day. The quality of this power is as important as the amount of power needed. Devices in the home, office and industry are adversely affected due to voltage drops, voltage spikes, and long or short-term electrical interruptions. Industry is the place most affected by the negativities experienced due to power quality problems. Voltage drop or electrical interruptions in the industry sometimes bring production to a halt. All these experiences come back as costs to the companies operating in the generation, transmission and distribution of electricity and to the consumer. It has been tried to monitor voltage drops, which is a power quality problem in electricity distribution systems, with the least number of followers and to position these monitors to cover the entire distribution system. Viewers are expensive devices and the number of viewers is reduced, resulting in a reduction in cost. In order to achieve this aim, firstly, an optimization problem was created based on the voltage values of each bus that occurred during the fault, and Binary Integer Programming and Genetic Algorithm methods were used to solve this optimization problem. Existing methods have been applied to the IEEE 24 Bus Test System, the IEEE 30 Bus Test System, the IEEE 118 Bus Test System and the IEEE 50 Generator 145 Bus Test System. The results obtained from both methods are shared in tables. When the charts were examined, it was observed that the results obtained with the Binary Integer Programming method and the Genetic Algorithm method were the same in terms of the number of monitors, the genetic algorithm could produce different solutions in the viewer positions, and there was a decrease in the number of viewers as the voltage threshold value increased.

KEYWORDS: voltage drop, monitor, binary integer programming, genetic algorithm, cost

TEŞEKKÜR

Tezin konusunun seçiminde, uygulamasında ve çalışmamda yardımlarını esirgemeyen danışmanım Dr. Öğrt. Üyesi Hasari KARCİ' ye teşekkür ederim.

ŞEKİLLER DİZİNİ

Sayfa No

Şekil 1.1. 2012-2022 Yılları Arası Kurulu Güç 1
Şekil 1.2. Kurulu Gücün Kaynaklara göre Dağılımı 2
Şekil 1.3. Sinüs Sinyali 4
Şekil 1.4. Darbe Biçimdeki Geçici Olay 5
Şekil 1.5. Salınım Biçimdeki Geçici Olay 6
Şekil 1.6. Gerilim Düşmesi 7
Şekil 1.7. Gerilim Yükselmesi 8
Şekil 1.8. Kısa Süreli Kesinti 8
Şekil 1.9. Düşük Gerilim 9
Şekil 1.10. Aşırı Gerilim 10
Şekil 1.11. Uzun Süreli Gerilim Kesintisi 10
Şekil 1.12. Harmonikler 12
Şekil 1.13. Çentikler 13
Şekil 1.14. Gürültü 14
Şekil 1.15. Gerilim Dengesizliği 15
Şekil 1.16. Gerilim Dalgalanması 15
Şekil 1.17. Frekans Değişimi 16
Şekil 1.18. 10 KVA'lık Voltaj Düzenleyici 18
Şekil 1.19. İzolasyon Transformatörü 19
Şekil 1.20. Statik VAR Kompansatörü 21
Şekil 3.1. Üç fazlı Arıza Devre Şeması 28
Şekil 3.2. Tek Faz Toprak Arızası Devre Şeması 29
Şekil 3.3. Faz Faz Arızası Devre Şeması 30
Şekil 3.4. Faz Faz Toprak Arızası Devre Şeması 30
Şekil 3.5. Basit Elektrik Şebekesi 33
Şekil 3.6. İkili Tam Sayılı Programlama Ara yüzü 38
Şekil 3.7. Genetik Algoritma Akış Şeması 41
Şekil 3.8. Genetik Algoritmada Gen-Popülasyon İlişkisi 41
Şekil 3.9. OCTAVE Programı Ara yüzü 46
Şekil 3.10. OCTAVE Programı Komut Penceresi 47
Şekil 4.1. IEEE 24 Baralı Test Sistemi 50
Şekil 4.2. IEEE 30 Baralı Test Sistemi 56

ÇİZELGELER DİZİNİ

Sayfa No

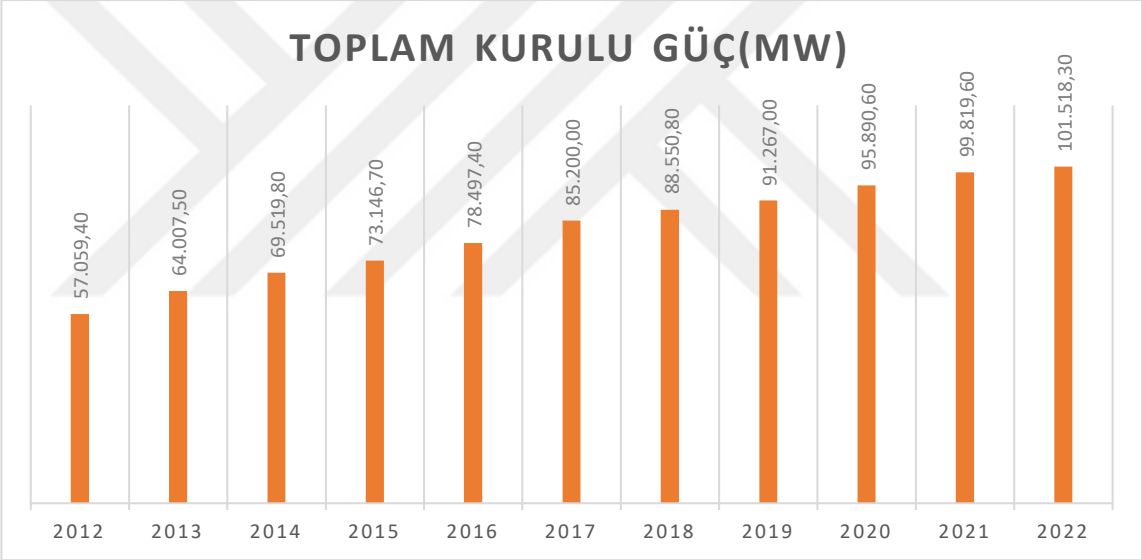
Çizelge 4.1. IEEE 24 Baralı Test Sistemi İkili Tam Sayılı Programlama Benzetim Sonuçları 49
Çizelge 4.2. IEEE 24 Baralı Test Sistemi Genetik Algoritma Benzetim Sonuçları..... 51
Çizelge 4.3. IEEE 30 Baralı Test Sistemi İkili Tam Sayılı Programlama Benzetim Sonuçları 52
Çizelge 4.4. IEEE 30 Baralı Test Sistemi Genetik Algoritma Benzetim Sonuçları..... 53
Çizelge 4.5. IEEE 118 Baralı Test Sistemi İkili Tam Sayılı Programlama Benzetim Sonuçları 54
Çizelge 4.6. IEEE 118 Baralı Test Sistemi Genetik Algoritma Benzetim Sonuçları..... 57
Çizelge 4.7. IEEE 145 Baralı Test Sistemi İkili Tam Sayılı Programlama Benzetim Sonuçları 58
Çizelge 4.8. IEEE 145 Baralı Test Sistemi Genetik Algoritma Benzetim Sonuçları..... 59

SİMGELER ve KISALTMALAR DİZİNİ

DVR	Dynamic Voltage Restorer(Dinamik Voltaj Düzenleyici)
f(x)	Uygunluk Fonksiyonu
GA	Genetik Algoritma(Genetic Algorithm)
İTP	İkili Tam Sayılı Programlama(Binary İnteger Programing)
IEEE	The Institute of Electrical and Electronics Engineers (Elektrik ve Elektronik Mühendisleri Enstitüsü)
MRA	Monitör Erişim Alanı
MRAp	Voltaj Eşik Değeri p için Monitör Erişim Alanı
TEİAŞ	Türkiye Elektrik İletim Anomim Şirketi
THD	Total Harmonic Distortion (Toplam Harmonik Bozulma)
TVSS	Transient Voltage Surge Suppressor(Gerilim Dalgalanma Bastrıcılar)
P	Voltaj Eşiği Değeri
UPS	Uninterrupted Power Supply(Kesintisiz Güç Kaynağı)
UPQC	Unified Power Quality conditioner(Birleşik Güç Kalitesi Düzenleyici)
Va, Vb, Vc	Arıza Noktasindaki Faz-Toprak Voltajlari
Vdip	Dip Matrisi
X	Konum Vektörü
Y	Admintans Matrisi
Z	Empedans Matrisi
Z0	Sıfır Empedans Dizisi
Z1	Negatif Empedans Dizisi
Z2	Pozitif Empedans Dizisi

1. GİRİŞ

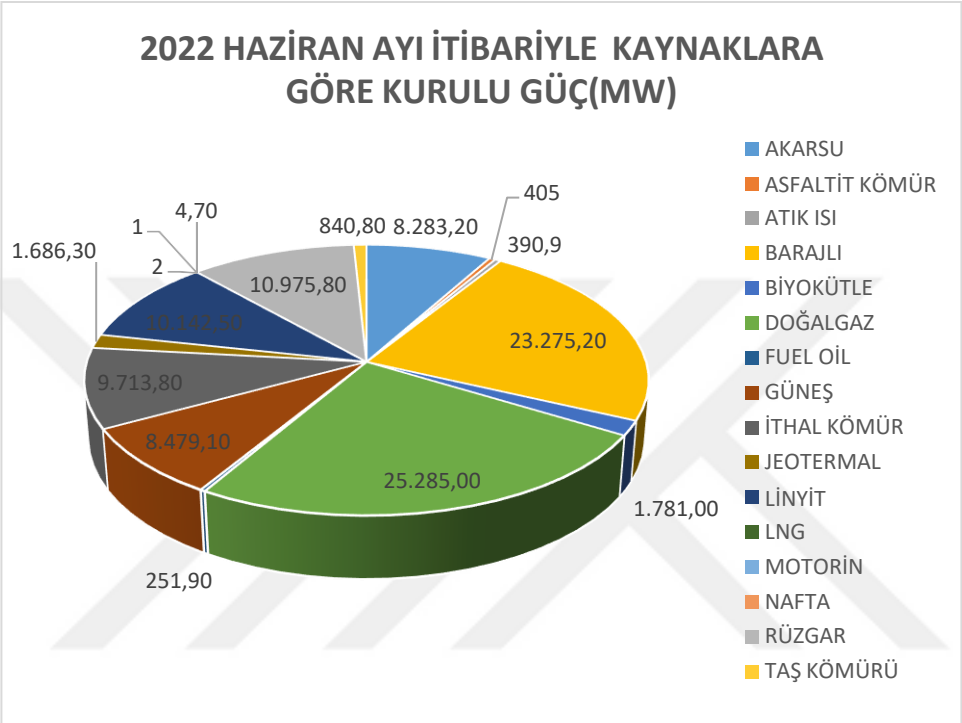
TEİAŞ'ın 2022 Haziran ayı faaliyet raporuna (TEİAŞ, 2022) göre ülkemizin kurulu gücü 2020 yılı için 95.890,6 MW tır. 2021 yılı için 99.819,6 MW ve 2022 Haziran ayı itibariyle ise toplam kurulu gücümüz 1.698,7 MW artarak toplam kurulu gücümüz 101.518,3 MW olmuştur. Ülkemizin son on yıldaki kurulu gücü Şekil 1.1.' de verilmiştir.



Şekil 1.1. 2012-2022 Yılları Arası Kurulu Güç

Şekil 1.1. numaralı grafiğe bakıldığında 2022 yılı için kurulu gücümüz 101.518,3 MW olup bu kurulu gücün kaynaklara göre dağılımı ise Şekil 1.2' deki gibidir. Şekil 1.2 numaralı grafik incelendiğinde bu kaynaklardan elde edilen kurulu güçler sırasıyla Akarsu için 8.283,2 MW, Asfaltit kömür için 405,0 MW, Atık ısı için 390,9 MW, Barajlar için 23.275,2 MW, Biyokütle için 1.781,0 MW, Doğalgaz için 25.285,0 MW, Fuel oil için 251,9 MW, Güneş için 8.479,1 MW, İthal kömür için 9.713,8 MW, Jeotermal için 1.686,3 MW, Linyit için 10.142,5 MW, LNG için 2,0 MW, Motorin için

1,0 MW, Nafta için 4,7 MW, Rüzgar için 10.975,8 MW, ve Taşkömürü için 840,8 MW olduğu görülmektedir.



Şekil 1.2. Kurulu Gücün Kaynaklara göre Dağılımı

Şekil 1.1. numaralı grafik incelendiğinde ülkemizin kurulu gücü her yıl artmakta olup kurulu gücün miktarı kadar gücün niteliği de önemlidir. Üretim aşamasında elde edilen gücün niteliği ile tüketiciye ulaşan gücün niteliği aynı değildir. Bu durum güç kalitesi problemlerinin ele alınmasını zorunlu kılmaktadır.

1.1 Güç Kalitesi

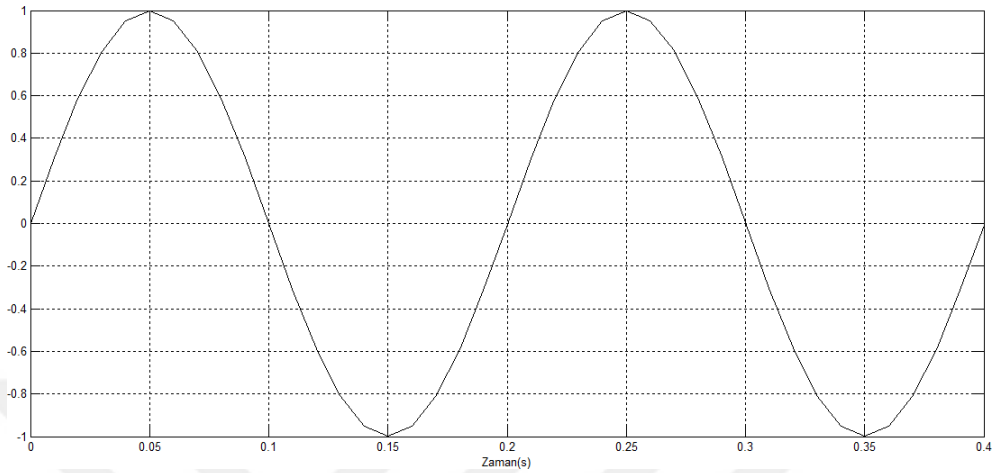
Evde, ofiste ve endüstride tüketiciye ulaşan gücün kalite problemlerinden dolayı yaşan gerilim düşümleri, gerilim dengesizliği, kısa süren veya uzun süren elektrik kesintileri kullanılan cihazların bozulmasına neden olmaktadır. Ofiste güç kalitesi problemlerinden dolayı cihazların bozulmasına bağlı olarak aynı zamanda işlerin

aksamasına sebebiyet vermektedir**.** Bu durum sanayide ise bazen kısa bir süre için işlerin aksamasına neden olurken bazen de üretim durma noktasına gelerek daha çok zarar vermektedir**.** Bütün bu yaşananlar ise elektriğin üretiminde, iletiminde ve dağıtımında faaliyet gösteren şirketler ile tüketiciye maliyet olarak geri dönmektedir.

Güç kalitesi problemlerinin neden olduğu ekonomik etkiler kendi arasında sırasıyla doğrudan ekonomik etkiler, dolaylı ekonomik etkiler ve sosyal ekonomik etkiler olmak üzere üç kısımda incelenebilir. Güç kalitesi problemlerinin doğrudan ekonomik etkileri sırasıyla üretim kaybı, kurtarılması mümkün olmayan kesintiler ve kaynaklar, işlemi yeniden başlatma maliyeti, donanımın gördüğü hasar, insan sağlığı ve güvenliğinden kaynaklı maliyetler, mevcut sözleşme şartlarının yerine getirilememesinden kaynaklı mali cezalar, çevresel mali cezalar ve kesinti ile ilgili hizmet maliyetidir.

Güç kalitesi problemlerinin dolaylı ekonomik etkileri sırasıyla ertelenmiş olan gelir organizasyonunun maliyeti ve mevcut pazar payının finansal maliyetidir. Güç kalitesi problemlerinin sosyal ekonomik etkileri ise verimliliği, sağlığı ve güvenliği azaltabilecek rahatsız edici düzeyde olabilecek bina sıcaklıkları, kişisel yaralanma veya korku ve son olarak endüstriyel güvenlikten kaynaklı mevcut binaların tahliye edilmesidir (Elphick ve ark., 2015).

Güç kalitesi, güç kaynağının kesikli değil de sürekli olması, gerilim ile frekansın değişmemesi, faz gerilimlerin dengeli bir şekilde dağılması, akım ve gerilimde harmoniğin bulunmaması ve güç faktörü değerinin bire yakın olması gibi özellikler dikkate alınarak güç kaynağının sağlanmasını ifade eder (Dugan ve ark., 2004). Günümüzde kullanılan Bilgi teknolojileri donanımları, Ayarlanabilir hız sürücüleri, Programlanabilir Mantık Denetleyicileri (PLC) ile Güç Elektroniği donanımları gibi doğrusal olmayan yüklerin kullanımı güç kalitesi problemlerine sebep olmaktadır (Kumar, 2017). Güç kalitesi problemleri grafikleri, her bir güç kalitesinin matematiksel modellerinden (Igual ve ark., 2018) faydalanılarak elde edilmiştir. İdeal formdaki sinüs sinyali Şekil 1.3.’ te gösterilmiştir.



Şekil 1.3. Sinüs Sinyali

Şekil 1.3.' te verilen sinüs sinyaline baktığımızda sinyal sürekli, gerilim ve frekansta değişim yok, fazlar dengeli bir şekilde dağıtılmış ve harmonik bozulma olmadığından dolayı ideal formdadır.

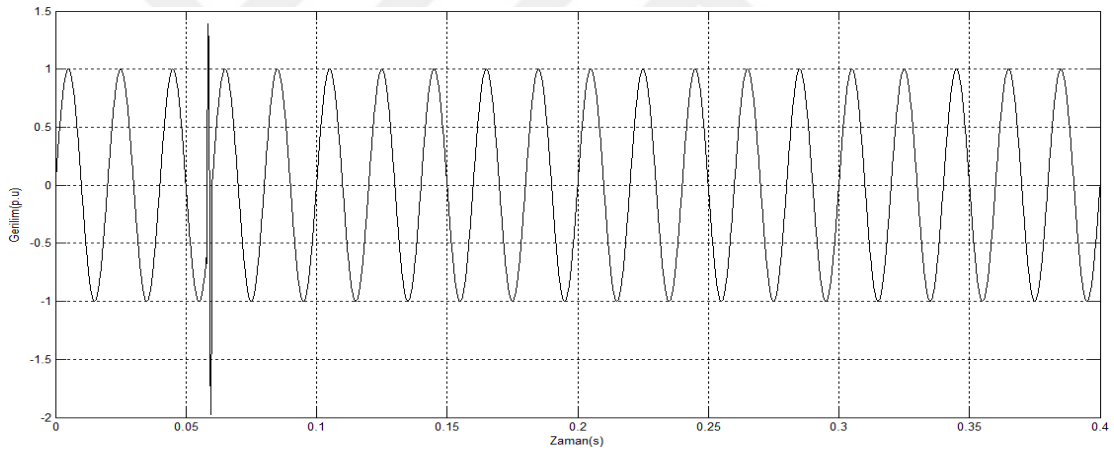
1.1.1 Güç kalitesi problemleri

Sırasıyla geçici olaylar, kısa süren gerilim değişimleri, uzun süren gerilim değişimleri, gerilimin dengesizliği, dalga şeklindeki bozukluklar, gürültü, çentikler gerilim dalgalanması ve frekans değişimi güç kalitesi problemi çeşitleridir.

1.1.1.1 Geçici olaylar

Geçici kelimesi güç sistemlerinin analizinde eskiden beri kullanılmaktadır. Direnç-İndüktör-Kapasitör dediğimiz RLC tipindeki devre yapısı nedeniyle sönümlü geçici olay kavramı sürekli olarak kullanılmaktadır (Kusko ve Thompson, 2007). Geçici olaylara baktığımızda kendi arasında darbe biçimindeki geçici olay ve salınım biçimindeki geçici olaylar olmak üzere ikiye ayrılır.

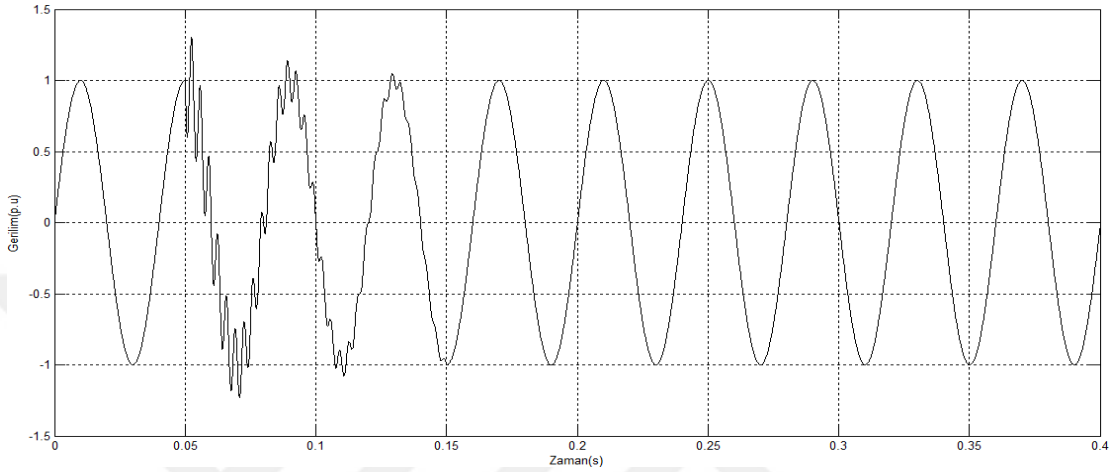
Darbe biçimindeki geçici olaylar: Darbe biçimindeki geçici olaylar, akım veya gerilim ya da hem akım hem gerilimde pozitif veya negatif polarite değerini içeren ani güç dışı frekans değişikliklerini ifade etmektedir. Darbe biçimindeki geçici olayların analizi yapılırken tepe değerleri, yükselme ve azalma ya da süre değerinden yararlanılmaktadır. Darbe biçimindeki geçici olayların en bilinen nedeni yıldırımlar olmaktadır. Yıldırımdan kaynaklı geçici olaylarda dâhil olan yüksek frekanslar sebebiyle darbeli geçişler devrede bulunan empedanslar sebebiyle hızlı bir şekilde sönümlenmektedir (Kusko ve Thompson, 2007). Darbe biçimindeki geçici olaylar Şekil 1.4.' te görüldüğü gibi 0.05 ile 0.1 zaman aralığında ani yükselme veya alçalma görülmektedir.



Şekil 1.4. Darbe Biçimdeki Geçici Olay

Salınım biçimindeki geçici olaylar: Salınım biçimindeki geçici olaylar, akım, gerilim veya hem akım hem gerilimde pozitif ve negatif polarite değerini içeren ani güç dışı frekans değişikliklerini ifade eder. Salınım biçimindeki geçici olaylara baktığımızda anlık değeri birçok defa hızlı bir şekilde değişen temel bir frekans döngüsü içinde azalan gerilim ya da akımdan oluşmaktadır. Salınım biçimdeki geçici olayların tanımlanması yapılırken büyüklüğü ve süresi dikkate alınır. Salınım biçimindeki geçici olayların

nedeni güç elektroniği cihazları, komütasyon ve RLC devreleri olmaktadır (IEEE Std 1159-2019, 2019). Şekil 1.5.' te salınım biçimdeki geçici olay gösterilmiştir.



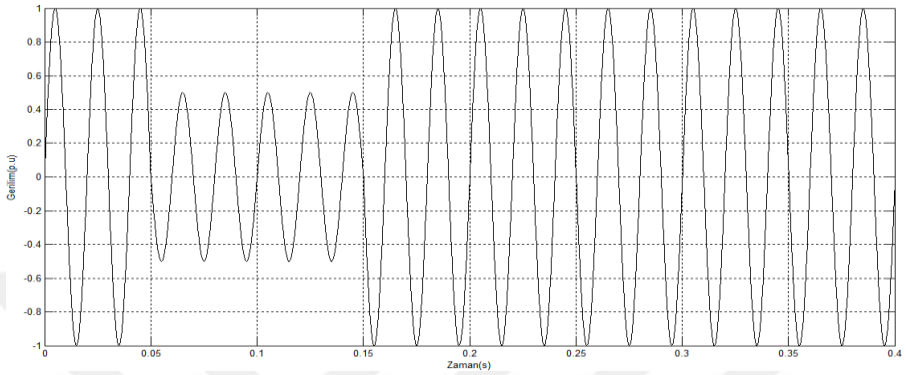
Şekil 1.5. Salınım Biçimdeki Geçici Olay

1.1.1.2 Kısa süreli gerilim değişimleri

Kısa süreli gerilim değişimleri kendi arasında gerilim düşmesi, gerilim yükselmesi ve kesintiler olmak üzere üçe ayrılır**.**

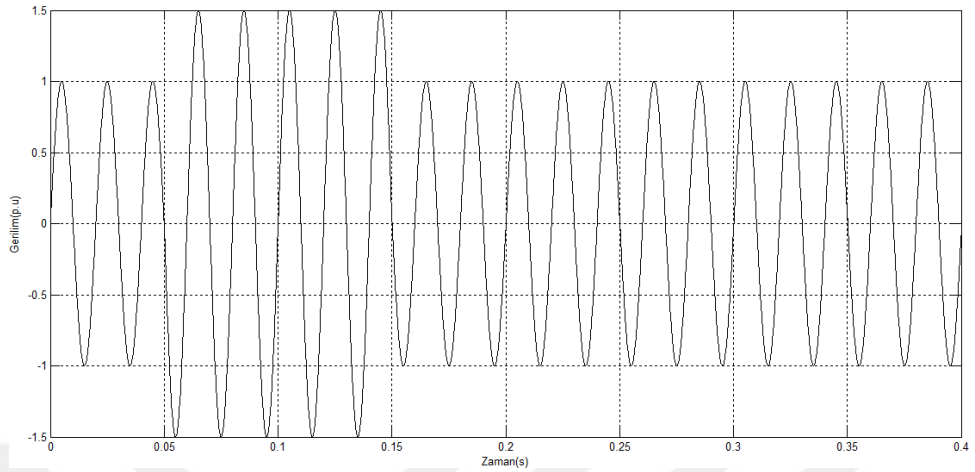
Gerilim düşmesi: Gerilim düşmesi, voltaj değerinin 1 dakikadan daha az sürede voltaj değerinde bir düşüş göstermesini ifade etmektedir. Gerilim düşmesinin nedenlerine baktığımızda herhangi bir kısa devre ya da elektrik motorlarının aşırı yüklenmesi ya da çalıştırılmasından kaynaklanmaktadır. Gerilim düşümlerinin asıl sebebi sistemdeki arızalar olmaktadır. Sistemde meydana tek fazlı arıza kısa süreli gerilim sarkmasına sebep olabilmektedir. Aşırı şebeke yüklenmesi, yanlış bir şekilde ayarlanmış trafo kademeleri ve voltaj düzenleyici arızaları düşük gerilime sebep olmakla birlikte donanımın güç çıkışını korumak için artan bir akım alması sebebiyle aşırı yüklenme olayına neden olmaktadır (Kavitha ve Subramanian, 2017). Şekil 1.6.' da gerilim çökmesi olayını göstermektedir. Grafik incelendiğinde 0.05 ile 0.15 zaman aralığında

gerilim büyüklüğünde yaklaşık olarak 0.4 p.u kadar bir gerilim düşümü meydana gelmiştir.



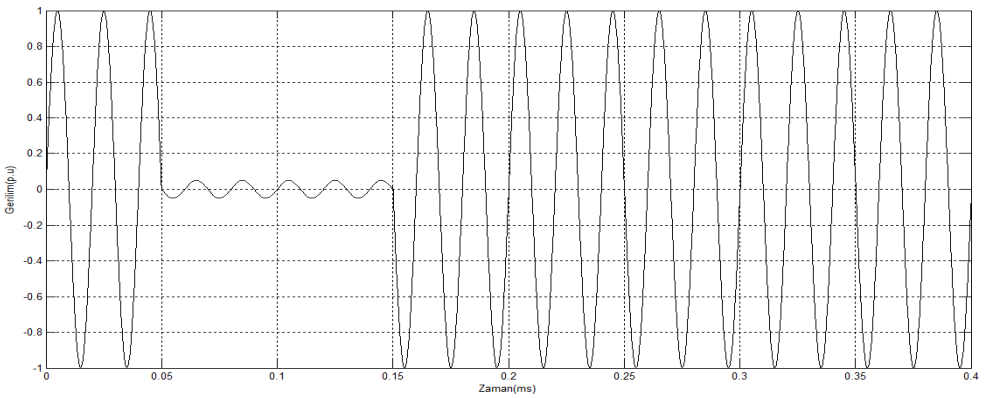
Şekil 1.6. Gerilim Düşmesi

Gerilim yükselmesi: Gerilim yükselmesi, voltaj değerinin 0.5 periyottan 1 dakikaya kadar olan süreçte voltaj değerinde bir artış göstermesini ifade etmektedir. Gerilim düşmesinde olduğu gibi gerilim yükselmesi olayında da sistemdeki arızalar sebebiyet verebilmekte olup gerilim düşümüne göre daha az yaygın olmaktadır. Gerilim yükselmesinin sebeplerine baktığımızda büyük bir yükün kapatılması, yükün atılması veya büyük bir kapasitör bankının açılması olmaktadır. Bu sebepler dışında sistemde meydana gelen tek fazlı bir arıza da kısa süreli gerilim yükselmesine neden olmaktadır (Almeida ve ark., 2003). Şekil 1.7. gerilim yükselmesini olayını göstermektedir. Grafikte görüldüğü gibi 0.05 ile 0.15 zaman aralığında gerilimin büyüklüğü 0.5 p.u kadar artmıştır.



Şekil 1.7. Gerilim Yükselmesi

Kısa süreli kesintiler: Kesintiler ise gerilimin nominal değerinin 0.1 p.u altına düşmesi olayıdır. Buradaki kesinti olayı kısa süreli gerilim değişimi olup kesinti birkaç milisaniyeden bir ya da iki saniye kadar sürede elektrik kaynağı tamamen kesilmiştir. Bu durum çok kısa kesintiler olarak isimlendirilmektedir. Kısa kesintilerin nedenlerine baktığımızda sistemin hatalı bölümünün devre dışı bırakılarak koruma cihazlarının açılması ve otomatik olarak yeniden kapatılmasıdır (Rojin, 2013). Şekil 1.8 kısa kesintiyi göstermektedir. Şekil 1.8.' de görüldüğü gibi elektriksel kesinti 05 ile 0.15 zaman aralığında sürmüş olup belli bir kısa süreden sonra sona ermiştir

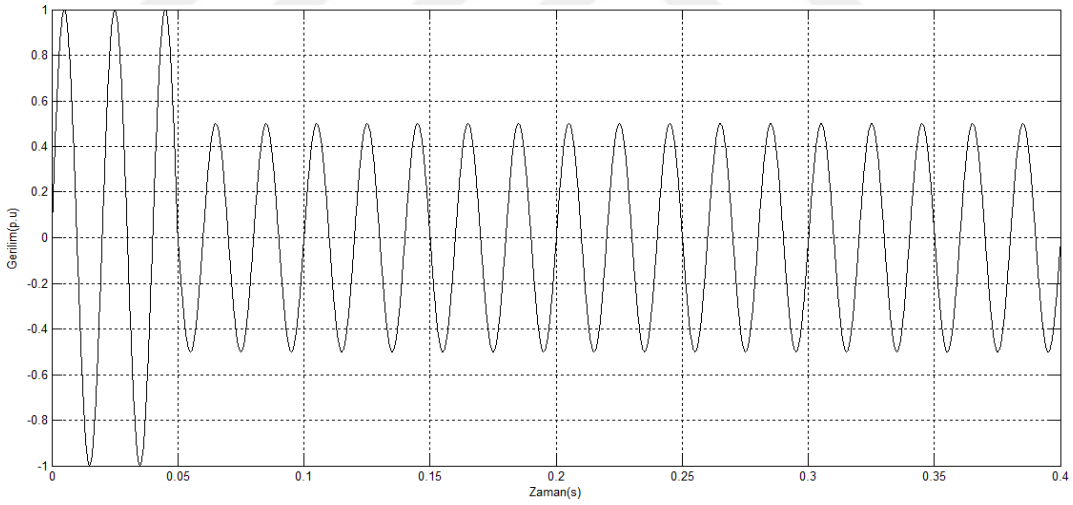


Şekil 1.8. Kısa Süreli Kesinti

1.1.1.3 Uzun süreli gerilim değişimleri

Uzun süreli gerilim değişimleri kendi arasında düşük gerilim, aşırı gerilim ve kalıcı gerilim kesintileri olmak üzere üç kısımda incelenir.

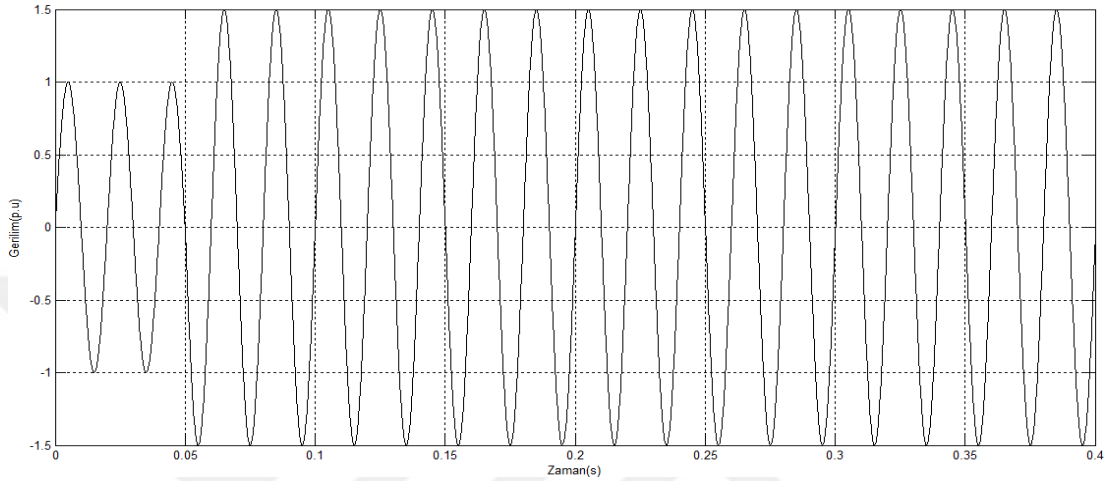
Düşük gerilim: Kısa süreli gerilim değişimlerinin aksine voltaj değerinin bir dakikadan fazla süre boyunca AC gerilimde meydana gelen azalmayı ifade eder. Nedenlerine baktığımızda ise bir yükün açılması, aşırı yüklenmiş devreler ve bir kapasitör bankanın kapanmasıdır (Dugan ve ark., 2004). Şekil 1.9. düşük gerilimi göstermektedir. Şekilden de görüldüğü gibi zaman eksenine baktığımızda 0.05 noktasından sonra gerilimin büyüklüğünde azalma meydana gelmiş olup buradaki gerilim değişimleri kısa süreli gerilim değişimlerinin aksine uzun süre devam etmektedir.



Şekil 1.9. Düşük Gerilim

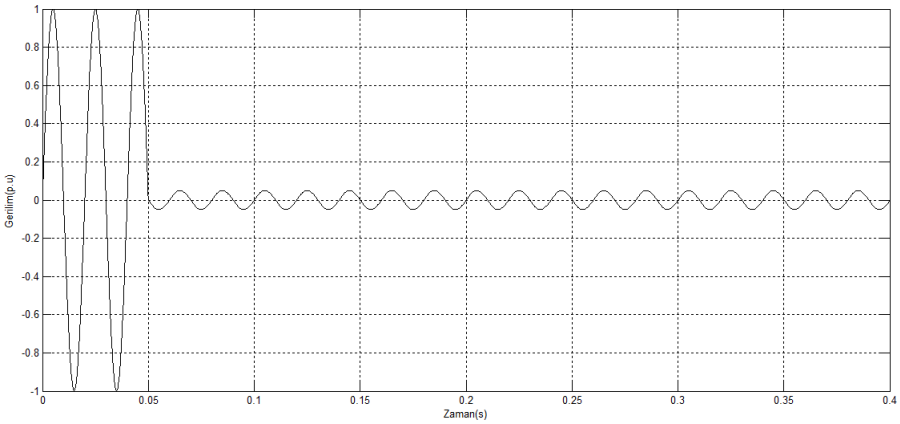
Aşırı gerilim: Aşırı gerilim bir dakikadan fazla boyunca düşük gerilimin tersine AC gerilimde meydana gelen artışı ifade etmektedir. Aşırı gerilimin nedeni ise yük değişikliği, sistemdeki reaktif kompanzasyon değişikliği ve transformatördeki yanlış kademe ayarlarıdır (Dhingra ve Sharma, 2014). Şekil 1.10. aşırı gerilim olayını göstermektedir. Şekilden de görüldüğü gibi zaman eksenine baktığımızda 0.05

noktasından sonra gerilimin büyüklüğünde artma meydana gelmiş olup buradaki gerilim değişimleri kısa süreli gerilim değişimlerinin aksine uzun süre devam etmektedir.



Şekil 1.10. Aşırı Gerilim

Kalıcı gerilim kesintileri: Uzun süreli gerilim değişimlerinden bir tanesi olan kalıcı elektrik kesintileri ise kısa süreli kesintilerin tersine elektrik kaynağının bir dakikadan fazla süre boyunca tamamen kapanmasıdır. Bir dakikadan fazla süre boyunca meydana gelen kesintiler kalıcı durumunda olmaktadır. Şekil 1.11. uzun gerilim kesintisini göstermektedir.



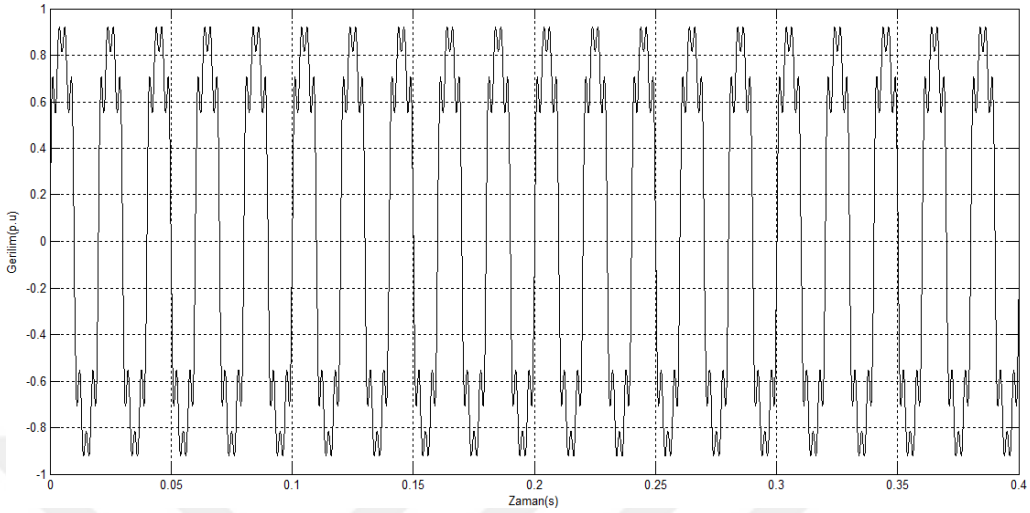
Şekil 1.11. Uzun Süreli Gerilim Kesintisi

1.1.1.4 Dalga şeklindeki bozukluklar

Dalga şeklindeki bozuklar, temel haldeki bir sinüs işaretinin sinüzoidal formundan sapmasını ifade eder (Dhingra ve Sharma, 2014). Kendi arasında sırasıyla doğru akım bileşeni, harmonikler, ara harmonikler, çentik ve gürültüden oluşmak üzere beş gruba ayrılır.

Doğru akım bileşeni: Doğru akım bileşeni, Alternatif akım sisteminde bir DC gerilimin veya akımın bulunması ile meydana gelmektedir. Doğru akım bileşenlerinin nedeni güç elektroniği anahtarlama elemanların ve doğrultucuların cihazlarda kullanımından kaynaklanmaktadır. Diğer nedenlerine baktığımızda jeomanyetik bozulma dediğimiz dünyanın manyetik alanının bozulması ve yarım dalga doğrultuculardır. Mesela akkor ampul ömrü uzatıcılar, ampule kazandırılmış olan rms gerilimini yarım dalga doğrultucu ile azaltan diyotlar içermektedir. AC sistemde bulunan DC gerilim ya da akım, trafo doygunluğunda meydana gelen artış ve başka olayların dışında yalıtımın daha fazla gerilmesine neden olabilecek ilgili ısınma sebebiyle zararlıdır (IEEE Std 1159-2019, 2019).

Harmonikler: Frekansı, temel frekansın tam katı olan ve sinüzoidal şekilde değişen dalgalardır. Doğrusal bir yükte çekilen akım mükemmel bir durumda olup saf sinüzoidal dalga formunda iken doğrusal olmayan bir yükten çekilen akım ise mükemmel bir durumda değildir ve sinüzoidal dalga formundan da uzaktır. Doğrusal olmayan bir yükte mevcut sapmalar meydana geldiğinden dolayı ideal dalga formu bozulmuştur (Kavitha ve Subramanian, 2017). Sekil 1.12. harmoniklerin bozduğu bir sinüzoidal dalgayı göstermektedir.



Şekil 1.12. Harmonikler

Harmonik seviyeleri, her bir harmonik bileşenin büyüklüğü ve faz açısı ile tam harmonik spektrumu kullanarak analizi yapılır. Harmonik bozulmanın büyüklüğünün analizini yaparken tek bir nicelik olan toplam harmonik bozulma (THD) sıkça kullanılmaktadır. Harmonik akımların nedeni güç sisteminde bulunan doğrusal olmayan yüklerin normal bir şekilde çalışmasındandır (IEEE Std 1159-2019, 2019). Harmonik bozulmanın nedenlerine baktığımızda

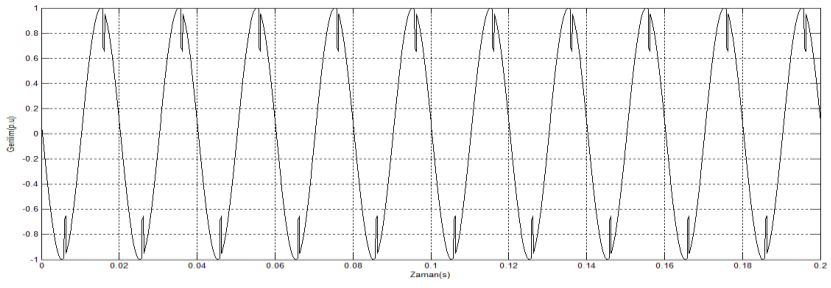
- Manyetizasyon eğrisi (Manyetik doygunluk) dizinin üzerinde çalışan elektrikli makineler
- Ark ocakları
- Kaynak makineleri
- Doğrultucular
- DC fırçalar
- Güç elektroniği donanımları
- Anahtarlamalı güç kaynakları
- Veri işlem donanımları
- Yüksek verimli aydınlatmalardır.

Harmonik bozulmalar sonucunda

- Rezonans meydana gelme olasılığı artar.
- Tüm kablolar ve donanımlarda aşırı ısınma meydana gelir.
- Elektrikli makinelerde verim kaybı meydana gelir.
- Mevcut iletişim sistemlerinde elektromanyetik girişim ve ortalama okuma sayaçlarını kullanırken ölçümlerde hatalar meydana gelir (Rojin, 2013).

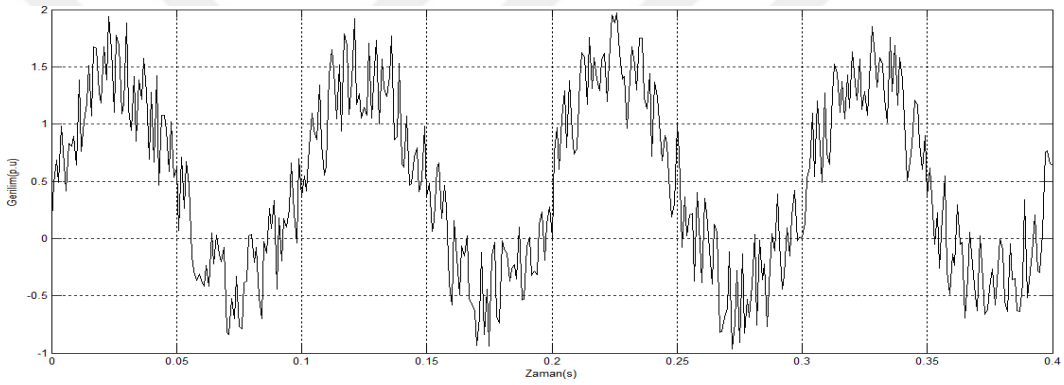
Ara harmonikler: Sistemi çalıştırmak amacıyla tasarlanan frekansın tam katı olmayan frekanslara sahip akım veya gerilimlerdir. Ara harmoniklerin nedenleri ise darbe genişliği modülasyonlu eviriciler, statik frekans dönüştürücüler, endüksiyon fırınları ve özellikle ark cihazları olmaktadır (Dugan ve ark., 2004).

Çentikler: Güç elektroniği elemanlarında, doğru akım makinelerinde, iki faz arasında endüvideki bir bobinde, kolektör dilimleri ve fırçalar yardımıyla akımın yön değiştirmesi dediğimiz akımın komütasyonu nedeniyle meydana gelen periyodik şekilde olan gerilim bozulmalardır. Gerilim çentiği yüksek frekans içeren özel bir durumu temsil etmektedir. Çentik gibi güç kalitesi olayı sürekli olarak meydana geldiğinden dolayı etkilenen gerilim, harmonik olayında genliğin frekansa göre temsil eden harmonik spektrum ile analiz edilebilir. Çentik olayı bir fazdan diğer bir faza geçişte meydana gelmekte olup en önemli nedeni DC çıkış üreten bir fazlı dönüştürücülerdir (IEEE Std 1159-2019, 2019). Şekil 1.13.'te bir güç kalitesi problemi olan çentik olayı gösterilmektedir. Grafik incelendiğinde her bir zaman aralığında dalganın formunda bozulma meydana gelmiştir.



Şekil 1.13. Çentikler

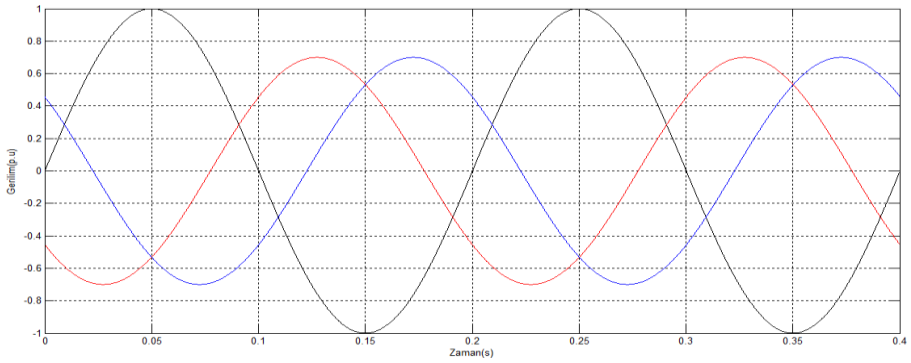
Gürültü: Bir güç sisteminde frekansların üst üste binmesi gürültü olayını meydana getirmektedir. Nedenleri ise güç elektroniği cihazları, kontrol devreleri, katı hal doğrultucu ve anahtarlamalı güç kaynaklarıdır. Yanlış topraklama da gürültü olayına sebebiyet vermektedir. Mevcut gürültü olayının büyüklüğü ve frekans aralığı gürültüyü üreten kaynağa ve sistem özelliklerine bağlı olup gürültü kaynaklı sorunlar filtreler, izolasyon transformatörleri ve hat düzenleyicileri kullanılarak azaltılabilir (Almeida ve ark., 2003). Şekil 1.14. elektriksel gürültüyü göstermektedir. Grafik incelendiğinde tüm zaman aralığında frekanslar üst üste binerek gürültü olayını meydana getirmiştir.



Şekil 1.14. Gürültü

1.1.1.7 Gerilim dengesizliği

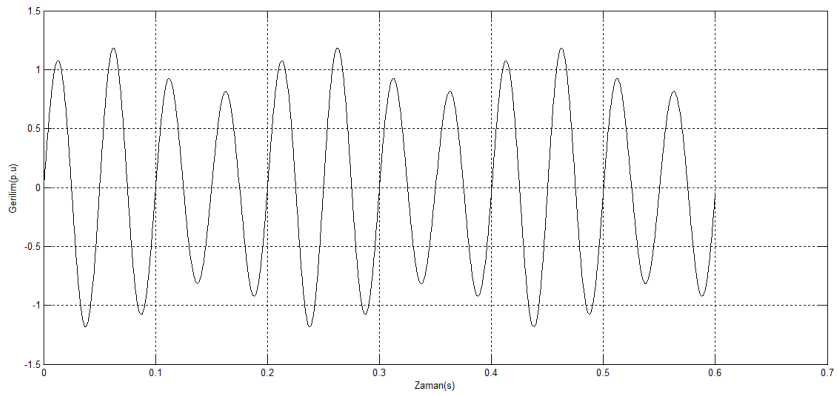
Bir güç kalitesi problemi olan gerilim dengesizliği, sırasıyla R, S ve T fazından oluşan üç fazlı bir sistemde her fazdaki voltajın büyüklüğü ve fazlar arasındaki açının aynı olmamasıdır. Gerilim dengesizliği üç faz üzerindeki farklı yüklerden kaynaklı olup bu durum her bir faz hattın empedansında gerilim azalışına sebep olmaktadır. Gerilim dengesizliği aynı zamanda endüksiyon makinelerinde ters yönde dönen bir hava boşluğu alanına sebep olan sıcaklık artışına ve ısı kaybına sebep olmaktadır (Kusko ve Thompson, 2007). Şekil 1.15.' te üç fazlı bir sitemde her fazdaki gerilimin ve fazlar arası açının eşit olmadığı gerilim dengesizliği olayını göstermektedir.



Şekil 1.15. Gerilim Dengesizliği

1.1.1.8 Gerilim dalgalanması

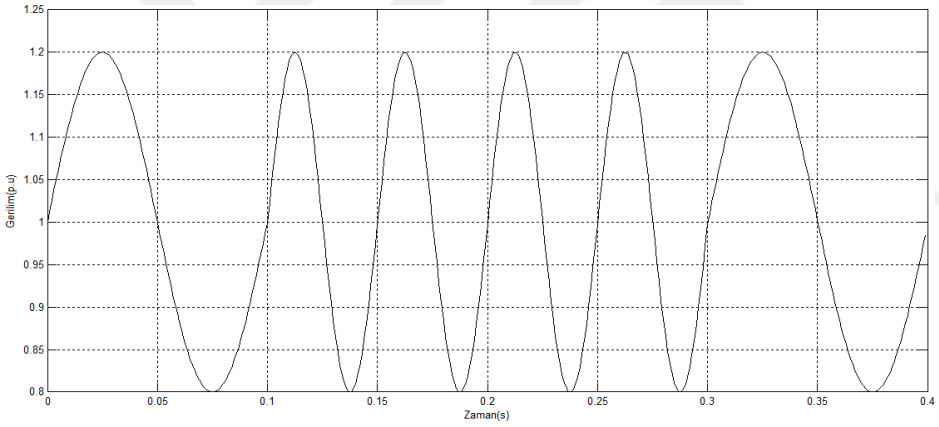
Bir güç kalitesi problemi olan gerilim dalgalanması gerilim değerinin salınım yapması ve belirli bir frekans değeriyle birlikte sinyal yardımıyla genliğin modüle edilmesi olayı olarak tanımlanabilir. Gerilim dalgalanmasının nedenlerine baktığımızda sırasıyla elektrik motorlarının sürekli çalıştırılması veya durdurulması, ark ocakları ve salınımlı yüklerdir. Gerilim dalgalanmaları sonucunda aydınlatmalarda titreşim olayı meydana gelmektedir (Kavitha ve Subramanian, 2017). Şekil 1.16. gerilim dalgalanmasını göstermektedir. Grafik incelendiğinde her bir zaman aralığında gerilimin büyüklüğü rassal bir şekilde artış veya azalış göstermektedir.



Şekil 1.16. Gerilim Dalgalanması

1.1.1.9 Frekans değişimi

Diğer bir güç kalitesi problemlerinden olan frekans değişimi ise normalde anma değeri 50 ya da 60 Hz olan frekans değerinden sapılmasıdır. Frekans değişiminin nedenine baktığımızda jeneratörlerin düzensiz bir şekilde çalışması ya da dengesiz güç kaynaklarıdır. Böyle bir güç kalitesi probleminin zamanla artışı jeneratörlerde bazı problemlerin çıkmasına neden olmaktadır. Bunun dışında veri kaybı, donanım arızası ve sistemin tamamen kapanmasına neden olur. Bu güç problemine çözüm olarak voltaj düzenleyicileri ve güç düzenleyiciler kullanılabilir (Rojin, 2013). Şekil 1.17. frekans değişimini göstermektedir.



Şekil 1.17. Frekans Değişimi

1.1.2 Güç kalitesi problemleri çözümleri

Güç kalitesi problemini tanımak, tasvirini yapmak ve nedenlerini bilmek kadar bu güç kalitesi problemine çözüm ya da çözümler bularak sorunun tamamını ya da en azından bir kısmını kaldırmakta önem taşımaktadır. Güç kalitesi problemleri için birçok cihaz üretilmiştir. Bunlara baktığımızsa sırasıyla gerilim dalgalanma bastırıcılar (TVSS), gürültü filtreleri, voltaj düzenleyiciler, izolasyon transformatörleri, kesintisiz güç

kaynakları (UPS), statik VAR kompansatörleri, birleşik güç kalitesi düzenleyicileri (UPQC) ve dinamik voltaj düzenleyicileri (DVR) vardır.

1.1.2.1 Gerilim dalgalanma bastırıcılar (TVSS)

Gerilim dalgalanma bastırıcılar (TVSS), gücü koşullandırmanın veya sınırlandırmanın en basit ve en ucuz yöntemi olup geçici darbe dediğimiz ani artışları elektronik yükler için güvenli bir seviyede tutulmasını sağlar. TVSS, genellikle güç kaynağı ile yük tipleri arasında ara yüz olarak kullanılıp böylece geçici gerilim yüke ulaşmadan buradaki geçici dalgalanma bastırıcıları (TVSS) yardımıyla sıkıştırılır. Geçici dalgalanma bastırıcıları (TVSS), doğrusal olmayan direnç bileşenlerine sahip olup geçici darbe enerjisinden birinin toprağa iletilmesine rağmen aşırı hat voltajını da kontrol etmektedir (Kavitha ve Subramanian, 2017).

1.1.2.2 Gürültü filtreleri

İstenmeyen durumdaki voltaj sinyallerinin ekipmana ulaşmasına engel olmak amacıyla gürültü filtreleri kullanılır. Bunu gerçekleştirmek amacıyla da temel düzeyde bulunan frekansa düşük empedans ve daha yüksek düzeydeki frekansa yüksek empedans yoluyla kapasitör ile endüktansın birleşiminden oluşan alçak geçiren filtre yardımıyla gerçekleştirir (Almeida ve ark., 2003).

1.1.2.3 Harmonik filtreler

Harmonik filtreler istenmeyen durumdaki harmonikleri azaltmak ya da yok etmek amacıyla kullanılır. Kendi arasında pasif filtre ve aktif filtre olmak üzere ikiye ayrılır. Pasif filtreler indüktörler, direnç ve kapasitörlerin birleşiminde oluşurlar. Pasif filtreler yardımıyla istenmeyen harmonik bileşenler azaltılmış olur. Eğer birden fazla harmonik bileşen azaltılmak isteniyorsa birçok filtre birbirine seri bir şekilde bağlanmak suretiyle harmonik bileşenler azaltılır. Aktif filtre ise yükten çekilen akımı belirlemek amacıyla

kullanılmaktadır. Aktif filtre sayesinde yükten çekilmiş olan harmonik akımlar azaltılmış olur. Daha önce aktif filtrelerin maliyeti yüksekti. Sebebi bilinmeyen ve sürekli değişen harmonikleri azaltmak amacıyla aktif filtrelerin maliyeti daha uygun hale gelmiştir (Kavitha ve Subramanian, 2017).

1.1.2.4 Voltaj düzenleyicileri

Voltaj düzenleyicileri, çıkış gerilimini korumak amacıyla kullanılıp kendi arasında sırasıyla kademe değiştirici tip, buck boost ve sabit voltaj transformatörü olmak üzere üç çeşittir. Voltaj düzenleyicileri genel olarak giriş voltajının dalgalanma olduğu yerde kurulmaktadır. Bu sayede güç kaybı çok az görülmektedir. Şekil 1.18. 10 KVA'lık voltaj düzenleyicisini göstermektedir.



Şekil 1.18. 10 KVA'lık Voltaj Düzenleyici (FCM Kesintisiz Güç Kaynakları, 2008)

Kademe değiştirici voltaj düzenleyicileri, güç trafosunda bulunan kademeleri otomatik bir şekilde değişen giriş gerilimlerini ayarlamak amacıyla kullanılmakta olup avantajları sırasıyla verimleri iyi, yüksek aşırı yük akımı kapasitesine ve ses yalıtımın sahip iken dezavantajları ise kademe değişimi sırasında meydana gelen gürültü ve dalga biçiminin düzeltilememesidir. Buck boost voltaj düzenleyicileri kademe değiştirici voltaj düzenleyicileri ile benzer işlevi görmekte olup kademe değiştirici voltaj düzenleyicisine göre verimleri daha iyi ve daha dayanıklı iken dezavantajları ise kademe değiştirici voltaj düzenleyicilerinde olduğu gibi kademe değişimi sırasında meydana gelen gürültü

ve dalga biçiminin düzeltilememesidir. Diğer bir voltaj düzenleyici çeşidi olan sabit gerilim trafosu gerilim girişinde var olan büyük değişimleri regüle ederek çıkışta sabit bir gerilim elde edilmesini sağlar ve diğer bir ismi ferrorezonant transformatör olarak bilinir. Avantajları sırasıyla üstün ses yalıtımı, çok hassas bir çıkış gerilimi, mevcut aşırı akım korumasına karşı akım sınırlaması iken dezavantajları ise büyük olup verimleri düşüktür (Rojin, 2013; Kumar, 2017).

1.1.2.5 İzolasyon transformatörleri

İzolasyon trafoları, geçici akım ile şebeke kaynaklı meydana gelen gürültüden izole etmek amacıyla kullanılır. Bazen ise yükler tarafından oluşturulan harmonik akımlar transformatörün önüne geçmesi amacıyla kullanılır. İzolasyon trafosunun özelliğine baktığımızda birincil ile ikincil arasında manyetik olmayan folyodan yapılmış olan topraklanmış durumda olan bir kalkan bulunur. Burada eğer kaynaktan gürültü ya da geçici akım meydana gelirse primer ile kalkan arasında yer alan kapasitans yardımıyla zemine iletilmiş olur ve böylece yüke ulaşamaz. Bu durum belli seviyede izolasyon ve filtreleme sağlar (Almeida ve ark., 2003). Şekil 1.19. izolasyon transformatörünü göstermektedir.



Şekil 1.19. İzolasyon Transformatörü (Alteksan, 2020)

1.1.2.6 Kesintisiz güç kaynakları (UPS)

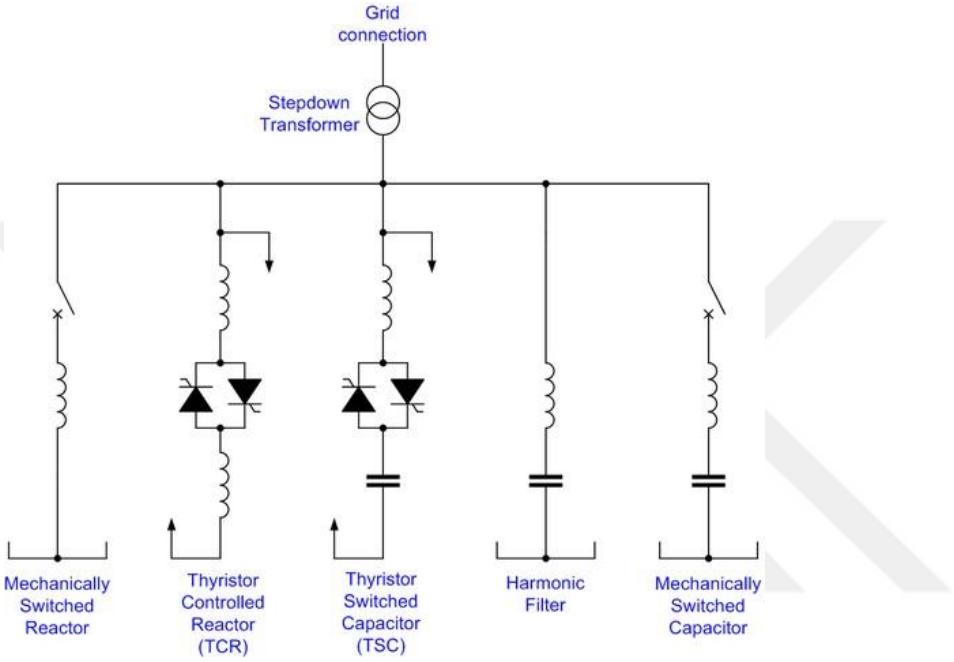
Herhangi bir güç kesintisi meydana geldiğinde koruma sağlamaktadır. Kesintisiz güç kaynakları sırasıyla gerilim dalgalanması, gerilim düşümü, gürültü, uzun ve kısa süreli elektrik kesintileri gibi güç kalitesi problemlerine karşı koruma sağlamaktadır. Üç çeşit kesintisiz güç kaynağı çeşidi vardır. Bunlar sırasıyla çevrimdışı UPS, hat etkileşimli UPS ve gerçek çevrimiçi UPS olarak sınıflandırılabilir.

Çevrimdışı kesintisiz güç kaynakları, güç kalitesi problemlerinden gerilim düşümü, gerilim yükselmesi, uzun ve kısa süreli kesintiler durumunda aküden yüke güç akışı sağlamakta olup avantajları sırasıyla düşük maliyet, yüksek verimlilik ve kullanılabilirlik iken dezavantajları ise yüksek ve düşük voltajdan korunma pil kapasitesi ile sınırlı olmaktadır. Hat etkileşimli kesintisiz güç kaynakları etkili bir güç koşullandırması ile aküden yüke güç akışı saplamakta olup avantajları verimleri yüksek iken dezavantajı ise fark edilebilir bir transfer süresi vardır. Diğer bir kesintisiz güç kaynağı çeşidi olan gerçek çevrimiçi kesintisiz güç kaynakları ise en iyi seviyede güç koruması, güç kullanılabilirliği ve koşullandırma sağlamaktadır. Diğer bir ismi çift dönüştürme olan gerçek çevrimiçi UPS'ler pil şarjı ile dönüştürücü dediğimiz invertöre güç sağlamak için AC şebekeden DC şebekeye dönüşüm açısından eşsizdir. Avantajları sırasıyla transfer süresi azdır ve güç kalitesi problemlerinden olan voltaj dalgalanmalarına karşı koruma sağlar. Dezavantajı ise verimleri düşük olup gürültü düzeyi yüksektir (Rojin, 2013; Kumar, 2017).

1.1.2.7 Statik VAR kompansatörleri

Statik Var Kompansatörleri, yüksek gerilimi hızlıca düzenlemek amacıyla kapasitör ile reaktans birleşimlerini kullanmaktadır. Statik VAR kompansatörü yüksek gerilim düzenler ve mevcut büyük yüklerden kaynaklanan titreşimleri azaltır. Ayrıca herhangi bir arıza sırasında düşümü ile gerilim dalgalanmasını önlemek ve mevcut güç iletim kapasitesini artırmak amacıyla iletim şebekelerine uygulanmaktadır. Şekil 1.20. Statik

VAR kompansatörünün genel düzeneğini göstermektedir (Almeida ve ark., 2003). Şekildeki düzenekte düşürücü transformatör, tristör modülleri ve gerilimi seri bir şekilde düzenlemek amacıyla kapasitör bankaları ve reaktör (bobin) bankaları kullanılmıştır.



Şekil 1.20. Statik VAR Kompansatörü (Stringfixer, 2022)

1.1.2.8 Dinamik voltaj düzenleyicisi (DVR)

Dinamik Voltaj Düzenleyicisi (DVR), mevcut yüke seri halde bağlanan bir gerilim kaynağı gibidir. Dinamik voltaj düzenleyicisinde bulunan çıkış gerilimi gerilim dönüştürücü dediğimiz invertör kullanarak mevcut çıkış kaynağına hem aktif hem de reaktif güç eklemek amacıyla yükseltici transformatörler ile depolanmış enerji kullanılarak gerilimin sabit tutulması sağlanır (Kavitha ve Subramanian, 2017).

1.1.2.9 Birleşik güç kalitesi düzenleyici (UPQC)

Birleşik Güç Kalitesi Düzenleyici (UPQC), bir güç sisteminde gerilim ve akım ile ilgili güç kalitesi problemlerini azaltan bir cihazdır. Birleşik güç kalitesi düzenleyicileri, dağıtım statik kompansatörü ile dinamik voltaj düzenleyici işlemlerini bir araya getirmektedir. Burada DC enerji depolama sistemine iki tip voltaj invertörü kullanılmaktadır (Rojin, 2013).

Tez çalışmasına konu olan güç kalitesi problemlerinden gerilim düşümlerinin meydana gelmesi sonucunda sırasıyla asenkron motorlar, senkron motorlar, kontaktörler, bilgisayarlar ve ayarlanabilir kontrol sistemlerini olumsuz etkilemektedir. Meydana gelen durumlar ise bize maliyet olarak geri gelmektedir. Meydana gelen gerilim düşümlerini izlemek amacıyla herhangi bir dağıtım şebekesinde arıza sırasında meydana gelen gerilimler dikkate alınarak gerekli en az sayıda izleyici sayısı ve bu izleyicilerin konumu bulunması amaçlanmıştır. Bu amacı gerçekleştirmek üzere sırasıyla IEEE 24 Baralı Test Sistemi (GitHub. 2022), IEEE 30 Baralı Test Sistemi (University of Washington, 2021), IEEE 118 Baralı Test Sistemi (University of Washington, 2021) ve IEEE 50 Jeneratör 145 Baralı Test Sistemi (University of Washington, 2021) üzerinde çalışılmıştır.

Bu tez beş bölümden oluşmaktadır. Önceki Çalışmalar bölümünde bu konu ile ilgili literatür taraması yapılarak elde edilen bilgiler paylaşılmıştır. Materyal ve Yöntem bölümünde sırasıyla empedans matrisi, kısa devre arızaları ile optimizasyon probleminin çözümünde kullanılacak İTP ve GA yöntemleri anlatılmıştır. Araştırma Bulguları ve Tartışma bölümünde İTP ve GA yöntemlerinin dört farklı sisteme uygulanması ile elde edilen sonuçlar çizelgelere aktarılarak anlatılmıştır. Sonuçlar ve Öneriler bölümünde ise tez çalışması süresince elde edilen sonuçlara yer verilmiştir

2. ÖNCEKİ ÇALIŞMALAR

Bu bölümde tez konusu ile ilgili daha önce yapılan çalışmalar anlatılmıştır.

Olguin ve ark. (2006), 87 baraya sahip bir iletim sisteminde meydana gelen gerilim düşümlerini izlemek amacıyla gerekli olan en az sayıda izleyici sayısını bulmak ve bu izleyicileri sistemin tümünü kapsayacak şekilde yerleştirmek üzerine çalışma yapılmıştır. Burada yöntem olarak İTP ve GA kullanılmıştır. Yapılan çalışmada arıza esnasındaki gerilimler kullanılarak önce bir optimizasyon problem kurulmuştur. Mevcut optimizasyon problemini çözmek amacıyla İTP kullanılarak gerekli olan minimum sayıda izleyiciye ulaşılmıştır. En az sayıda izleyiciyi sistemin tümünü kapsayacak şekilde sisteme kaç farklı şekilde dağıtılacağını bulmak amacıyla GA kullanılarak farklı çözüm alanı bulunmuştur.

Mazlumi ve ark. (2007), Sistemde bulunan 41 baradaki gerilim düşümlerini izlemek en az sayıda izleyici ile izlemek ve bu izleyicilerin konumlarını bulmak için bir optimizasyon problemi oluşturmuşlardır Oluşturulan optimizasyon problemi İTP yardımıyla çözülmüş olup izleyici sayısına ulaşılmıştır. İzleyicilerin sistemdeki farklı konumlarını bulmak amacıyla GA yöntemi kullanılmıştır.

Avendano-Mora ve Milanovic (2012), bir sistemde arıza yerini tespit etmek amacıyla en az sayıda izleyici yerleştirmek ve izleyicilerin yerlerini bulmak amacıyla çalışmışlardır. Yöntem ise sadece minimum sayıda gerekli olan izleyici sayısını bulmak olduğu için sadece İTP kullanılmıştır. Oluşturulan optimizasyon problemini çözmek amacıyla İTP kullanılarak gerekli olan minimum sayıda izleyici sayısına ulaşılmıştır. Yöntemi doğrulamak amacıyla 24 baraya sahip bir sistem ile 118 baraya sahip sisteme uygulanarak yöntem test edilmiş ve çalışmanın amacına ulaşılmıştır.

Kazemi ve ark. (2013), mevcut bir sistemde gerekli olan minimum sayıda izleyici sayısını bulmak ve bu izleyicileri tüm sistemi kapsayacak şekilde konumlandırmak üzerine çalışılmış olup bu amaca ulaşmak amacıyla GA ve Mallow's Cp yöntemleri kullanılmıştır. Gerekli minimum sayıdaki monitör sayısı ve bu izleyicilerin konumlarını bulmak amacıyla GA kullanılmıştır. Gerekli minimum sayıda monitör sayısı GA yardımıyla bulunduktan sonra birçok alternatif alt küme regresyonu arasında seçim yapmak amacıyla istatiksel ölçüt olan Mallow's Cp yöntemi kullanılmıştır. Mevcut yöntemler 30 baraya sahip bir sisteme uygulanarak test edilmiştir.

Tang ve ark. (2014), 30 baraya sahip sistemde mevcut gerilim düşümlerini izlemek amacıyla gerekli olan minimum sayıda izleyici sayısını bulmak ve bu izleyicileri sistemde açıkta bir bara kalmayacak şekilde yerleştirmek üzerine çalışılmıştır. Yöntem olarak Bulanık Kontrol Modeli (Fuzzy Control Model) ve İkili Parçacık Algoritması (Binary Particle Swarm Algorithm) kullanılmıştır. Uygunluk fonksiyonunu oluşturmak amacıyla Bulanık Kontrol Modeli (Fuzzy Control Model) kullanılmış olup bu mevcut problem çözmek amacıyla yani gerekli olan en az sayıda izleyici sayısı ve bu izleyicilerin konumunu bulmak için İkili Parçacık Algoritması (Binary Particle Swarm Algorithm) kullanılmıştır. Burada yöntem olarak İkili Parçacık Algoritması (Binary Particle Swarm Algorithm) tercih edilmesinin nedeni bu yöntemin İkili Tam sayılı Programlama (Binary İnteger Program) ve Genetik Algoritma (Genetic Algorithm)'ya göre daha az deneysel parametreye sahip olması ve yüksek yakınsama hızı özelliği olmasıdır.

Branco ve ark. (2014), herhangi bir sisteme yerleştirilecek olan güç kalitesi izleyici sayısını minimum sayıya düşürmek ve bu izleyicileri sistemin tamamını kapsayacak şekilde yerleştirmek, ölçümlerin fazlalığını maksimum düzeye çıkarmak çalışma yapılmıştır. Bu amaçları gerçekleştirmek amacıyla öncelikle bir optimizasyon problemi oluşturulmuştur. Optimizasyon problemini çözmek amacıyla yöntem olarak Çok Amaçlı Evrimsel Algoritma (Multiobjective Evolutionary Algorithm) kullanılarak gerekli olan minimum sayıda izleyici sayısı ve bu izleyicilerin konumları bulunmuştur.

İsmail ve ark. (2018), 30 baraya sahip bir sistemde gerilim düşümlerini izlemek amacıyla lazım olan en az sayıda izleyici ve bu izleyicilerin yerlerini bulmak amacıyla çalışmışlardır. Sistemde meydana gelen gerilim düşümlerimi izlemek amacıyla öncelikle bir optimizasyon problem oluşturulmuştur. Optimizasyon problemi oluşturulurken her bir bara üzerindeki arıza sırasındaki gerilimi PowerWorld yazılımı yardımıyla bulunmuştur. Optimizasyon problemi oluşturulduktan sonra bu problem çözmek amacıyla İTP kullanılmıştır. Optimizasyon problemi çözülerek minimum sayıda gerekli olan monitör sayısı ve bu izleyicilerin konumlarına ulaşılmıştır. Elde edilen minimum izleyici sayısı referans alınarak bu izleyicilerin farklı çözüm alanlarını bulmak amacıyla yani izleyicileri her seferinde tüm sistemi kapsayacak şekilde farklı bir şekilde konumlandırmak üzerine çalışılmıştır. Farklı çözüm alanlarını bulmak için donanımın aşırı yük çökmesine duyarlılığı ile türetilmiş olan Sarkma Şiddeti Sayısı İndeksi kullanılarak bulunmuştur.

Haotian ve ark. (2018), 39 baraya sahip bir sistem üzerinde meydana gelen gerilim düşümlerini izlemek amacıyla sisteme lazım olan minimum sayıda izleyici sayısını bulmak ve izleyicileri sistemin tamamını kapsayacak şekilde konumlandırmak üzerine çalışılmıştır. Optimizasyon problemi arıza sırasındaki gerilimler dikkate alınarak oluşturulmuştur. Yöntem olarak İTP ve Yer Çekimi Arama Algoritması (Binary Gravity Search Algorithm) kullanılmıştır. Optimizasyon problemini çözmek yani en az sayıdaki gerekli izleyici sayısı ve konumlarını bulamak amacıyla İTP kullanılmıştır. Optimizasyon probleminin çözülmesi ile elde edilen en sayıda izleyici sayısı dikkate alınarak farklı çözüm alanlarını bulmak yani sınırlı sayıdaki izleyici her seferinde sistemin tümünü kapsayacak şekilde farklı bir şekilde konumlandırmak amacıyla Yer Çekimi Arama Algoritması (Binary Gravity Search Algorithm) kullanılmıştır.

Bozali ve Öztürk (2020), 400 Kv' lık enterkonnekte güç sistemi üzerinde mevcut gerilim düşümleri ve açı kararsızlığı gibi olumsuz olayları izlemek amacıyla en az sayıda ve sistemin tamamını kapsayacak şekilde Fazör Ölçüm Birimi (FÖB) yerleştirme üzerine çalışılmıştır. Fazör Ölçüm Birimi cihazı (FÖB) bu ihtiyacı karşılayan yeni bir

cihaz olup Fazör Ölçüm Birimi cihazının sayısını belirlemek amacıyla sırasıyla Derinlik Arama (Depth Search), Graf Teorisi (Graph Theory) ve Yinelemeli N-1 Güvenlik (Recursive N-1 Security) yöntemleri kullanılmıştır. Bu yöntemler kullanılarak gerekli olan Fazör Ölçüm Birimi cihazı sayısı ve bu cihazların konumları bulunmuştur. Yapılan çalışmada kullanılan yöntemler karşılaştırıldığında ise en iyi sonucu veren yani en az sayıda cihaz sayısını veren yöntemin Derinlik Arama (Depth Search) ve Graf Teorisi (Graph Theory) olduğu görülmüştür.

Daha önce yapılan çalışmalar dikkatle incelendiğinde hepsinin ortak amacı sistemin tamamını en az sayıda izleyici ile izlemektir. Çünkü izleyiciler pahalı cihazlardır ve maliyeti düşürmek amacıyla sistemde bulunan tüm baralar yerine bazılarına yerleştirmek gerekir. Kullanılan yöntemler her ne kadar farklı olsa da bütün yöntemler bizi gerçekleştirmek istediğimiz amaca götürmektedir. Her bir yöntemin birbiriyle kıyaslandığımıza illaki birbirlerine göre avantaları veya dezavantajları bulunmaktadır.

3. MATERYAL ve YÖNTEM

Bu bölümde tez çalışması boyunca kullanılan sırasıyla ikili tam sayılı programlama, genetik programlama, kısa devre arızaları ve sonrasında arıza sırasında bara gerilimlerini kullanarak meydana getirilen empedans matrisi konuları detaylı bir şekilde anlatılmıştır.

3.1 Materyal

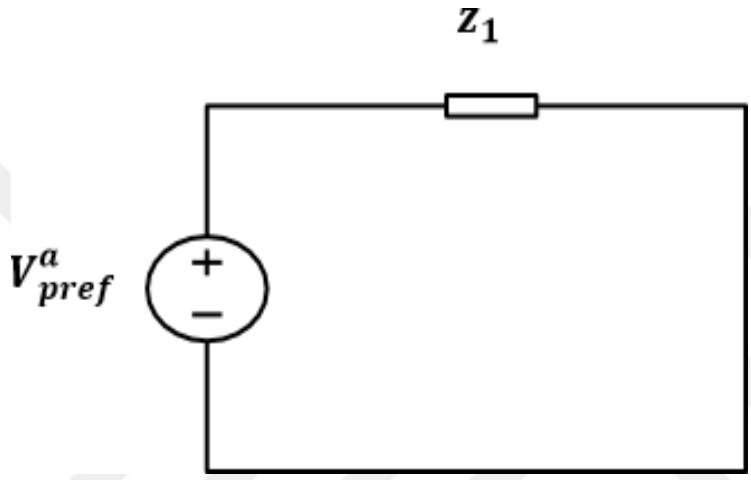
Bu kısımda, dağıtım şebekelerinde meydana gelen kısa devre arızaları ve optimizasyon problemini oluşturmamıza yardımcı olan empedans matrisine yer verilmiştir.

3.1.1 Kısa devre arızaları

Kısa devre arızaları kendi arasında simetrik ve simetrik olmayan arızalar olmak üzere ikiye ayrılır. Simetrik arızaların diğer bir ismi üç fazlı arızalar olup simetrik olmayan arızalar ise kendi arasında üç kısma ayrılır. Bunlar sırasıyla tek faz toprak arızası, faz-faz arızası ve iki faz toprak arızasıdır.

Herhangi bir sistemde meydana gelen dengesiz gerilim düşümleri asimetrik arızalara neden olurken; meydana gelen dengeli gerilim düşümleri ise simetrik arızalara neden olur. Simetrik arızalar ile asimetrik arızaları karşılaştırdığımızda simetrik arızalar dediğimiz üç fazlı arızalar asimetrik arızalara göre daha yaygın olarak görülmektedir. Asimetrik arıza türleri içinde ise en çok görülen arıza türü tek faz toprak arızasıdır.

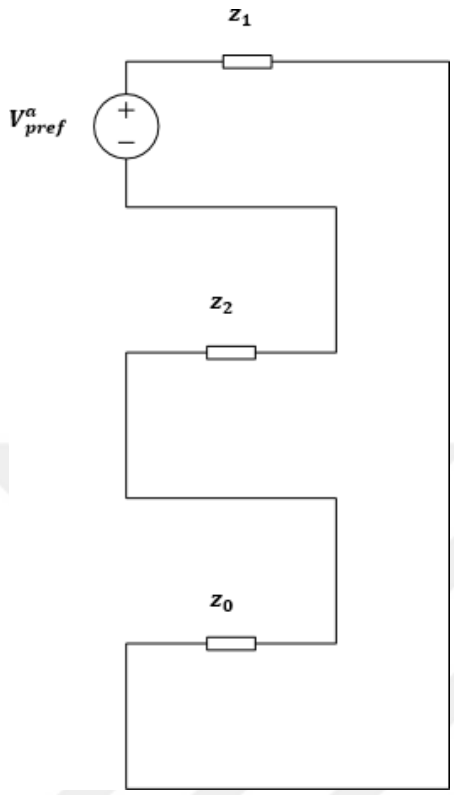
Mevcut arıza analizi yapılırken kullanılan simetrik bileşen yönteminde yük akımları ihmal edilmekte ve Z2, Z1 ve Z0 sırasıyla pozitif, negatif ve sıfır empedans dizisini ifade etmektedir. Va, Vb ve Vc arıza noktasındaki faz-toprak voltajları olup sırasıyla V1, V2 ve V0' a karşılık gelen dizi bileşen voltajlarıdır (Das, 2002).



Şekil 3.1. Üç fazlı Arıza Devre Şeması

Şekil 3.1.' de simetrik arızalar dediğimiz üç fazlı arızanın devre şeması gösterilmiştir. Burada simetrik bir arıza için her bir fazı için voltaj değerleri aynı olup (3.1) (Haotian ve ark., 2018) numaralı denklem ile gösterilir.

$$V_{a,b,c} = 1 - \frac{Z_1}{diag(Z_1)} \tag{3.1}$$



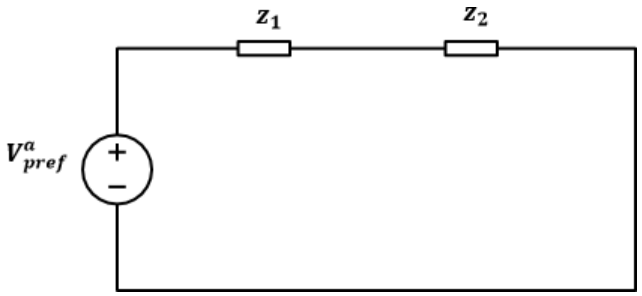
Şekil 3.2. Tek Faz Toprak Arızası Devre Şeması

Şekil 3.2.' de asimetrik arıza türlerinden tek faz toprak arızasına ait devre şeması gösterilmiştir. Burada simetrik arızalarda olduğu gibi her bir fazdaki voltaj değeri aynı değildir. Tek faz toprak arızasında Va, Vb ve Vc arıza noktası için voltaj değerleri (3.2) (Haotian ve ark., 2018) numaralı ifadede gösterilmektedir. Burada $\alpha = e^{j120°}$ karmaşık bir döndürme operatörünü belirtmektedir.

$$V_a = 1 - \frac{Z_1 + Z_2 + Z_0}{\text{diag}(Z_1 + Z_2 + Z_0)}$$

$$V_b = \alpha^2 - \frac{\alpha^2.Z_1 + \alpha.Z_2 + Z_0}{\text{diag}(Z_1 + Z_2 + Z_0)} \quad (3.2)$$

$$V_c = \alpha - \frac{\alpha.Z_1 + \alpha.Z_2 + Z_0}{\text{diag}(Z_1 + Z_2 + Z_0)}$$



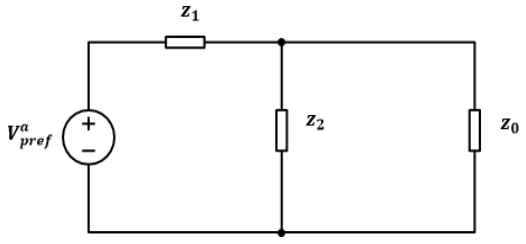
Şekil 3.3. Faz Faz Arızası Devre Şeması

Asimetrik arızalar için faz faz arızasının devre şeması Şekil 3.3.' te gösterilmiştir. Faz faz arızasında tek faz arızasında olduğu gibi sırasıyla Va, Vb ve Vc arıza noktasındaki voltaj değerleri aynı değildir. Va, Vb ve Vc arıza noktasındaki voltaj değerleri (3.3) (Haotian ve ark., 2018) numaralı ifadede belirtilmiştir.

$$V_a = 1 + \frac{Z_2 - Z_1}{\text{diag}(Z_1 + Z_2)}$$

$$V_b = \alpha^2 + \frac{\alpha . Z_2 - \alpha^2 . Z_1}{\text{diag}(Z_2 - Z_1)} \qquad (3.3)$$

$$V_c = \alpha + \frac{\alpha^2 Z_2 - \alpha . Z_1}{\text{diag}(Z_1 + Z_2)}$$



Şekil 3.4. Faz Faz Toprak Arızası Devre Şeması

Asimetrik arıza türlerinden sonuncusu olan faz faz toprak arızası için devre şeması Şekil 3.4.' de gösterilmiştir. Faz- faz toprak arızasında gerek tek faz arızası gerek tek faz arızasında olduğu gibi sırasıyla Va, Vb ve Vc arıza noktasındaki voltaj değerleri aynı değildir. Va, Vb ve Vc arıza noktasındaki voltaj değerleri (3.4) (Haotian ve ark., 2018) numaralı ifadede belirtilmiştir.

$$V_a = 1 + \frac{(Z_2 - Z_1).\,\mathrm{diag}(Z_0) + (Z_0 - Z_1)\mathrm{diag}(Z_2)}{\sum_{\substack{i,j=\{0,1,2\} \\ i \neq j}} \mathrm{diag}(Z_i).\,\mathrm{diag}(Z_j)}$$

$$V_b = 1 + \frac{(Z_2 - Z_1).\,\mathrm{diag}(Z_0) + (Z_0 - Z_1)\mathrm{diag}(Z_2)}{\sum_{\substack{i,j=\{0,1,2\} \\ i \neq j}} \mathrm{diag}(Z_i).\,\mathrm{diag}(Z_j)} \qquad (3.4)$$

$$V_c = 1 + \frac{(Z_2 - Z_1).\,\mathrm{diag}(Z_0) + (Z_0 - Z_1)\mathrm{diag}(Z_2)}{\sum_{\substack{i,j=\{0,1,2\} \\ i \neq j}} \mathrm{diag}(Z_i).\,\mathrm{diag}(Z_j)}$$

Bu tez çalışmasında sistemde meydana gelen dengeli gerilim düşümlerinden kaynaklı simetrik arızalar dikkate alınmıştır.

3.1.2 Empedans matrisi

Kısa devre şartları altında çalışan herhangi bir elektrik şebekesinin tasviri yapılmak istenirse mevcut arızalı baraya bağlı tek bir yükü olan jeneratörler tarafından sağlanan bir sistemdir. Empedans matrisi kullanılarak mevcut sistemdeki arıza akımları ve gerilimleri hesaplanır. Yöntemin faydasına baktığımızda mevcut bara bilgileri kullanılarak empedans matrisi oluşturulduktan sonra meydana gelen matris elemanlarının farklı tipteki arızalar ile ilgili akım ve gerilimleri hesaplamak için kullanılabilir (Olguin, 2003).

Herhangi bir elektrik şebekesi sırasıyla jeneratör, trafo ve bara gibi elmanlar bir araya getirilerek oluşturulur. Mevcut bir elektrik şebekesinde bulunan bara

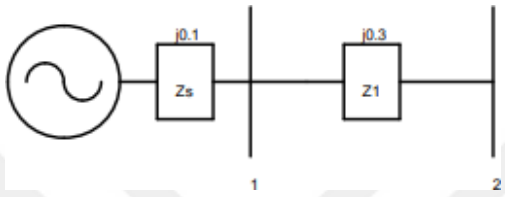
bağlantılarından yola çıkılarak baraların akım ya da gerilimleri arasındaki bağıntıları kurmak için bara bağlantı matrisi kullanılır. Elimizde bulunan elektrik şebekesinde, şebekede bulunan bara bağlantılarından yola çıkarak şebekede var olan gerilim düşümünü tahmin etmek amacıyla bir empedans matrisi oluşturulur. N adet baraya sahip bir elektrik şebekesinde empedans matrisinin boyutu NxN kadardır ve empedans matrisi Z_{NxN} şeklinde ifade edilebilir. Empedans matrisini oluşturmadan önce mevcut şebekede bulunan baraların değerlerinin çarpmaya göre tersi alınarak oluşturulan admintans matrisi oluşturulur. Empedans matrisinde olduğu gibi admintans matrisinde de N adet baraya sahip bir şebeke için admintans matrisinin boyutu NxN kadardır. Admintans matrisi (3.5) numaralı ifade de gibi gösterilmiştir ve admintans matrisi Y_{NxN} şeklinde ifade edilebilir.

$$\begin{bmatrix} Y_{ii} & \cdots & Y_{iJ} \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ Y_{Ji} & \cdots & Y_{JJ} \end{bmatrix} \tag{3.5}$$

N adet baraya sahip olan bir elektrik şebekesi için bara admintansı matrisi şu şekilde bulunur. Köşegen elemanları Y_{ii} için i. eleman yani i. baraya bağlantısı olan tüm admintansların toplamı alınır. Köşegen dışı elemanlar Y_{ij} ise eğer i. bara ile j. bara arasında bir bağlantı varsa $Y_{ij} = y_{ij}$, eğer i. bara ile j. bara arasında bir bağlantı yok ise $Y_{ij} = 0$ olur. Bu şekilde admintans matrisi oluşturulmuş olur. Admintans barası oluşturulduktan sonra empedans matrisi oluşturulur. Empedans matrisi ise (3.6) (Öztürk, 2007) numaralı ifade ile bulunur.

$$Z_{NxN} = Y_{NxN}^{-1} \tag{3.6}$$

Yukarıda bulunan (3.6) numaralı ifadede dikkat edilmesi gereken nokta empedans matrisi ile admintans matrisinin boyutlarının aynı oluşudur. (3.6) numaralı ifade ile elde edilen empedans matrisinden elde edilen veriler ile sistemde meydana gelen gerilim düşümü olaylarının tahminin yapılmasında kullanılır.



Şekil 3.5. Basit Elektrik Şebekesi (Lim ve Strbac, 2002)

Yukarıda Şekil 3.5.' te verilen basit bir elektrik şebekesi için empedans matrisini bulurken öncelikle her bir baranını admintansı bulunarak admintans matrisini bulmamız lazım.

$$Y_{12} = \frac{1}{Z_{12}} = \frac{1}{j0.3} = -j0.33$$

$$Y_S = \frac{1}{Z_S} = \frac{1}{j0.1} = -j10$$

Yukarıda verilen admintans değerleri kullanılarak admintans matrisi elde edilir. Yani

$$Y_{BARA} = \begin{bmatrix} -j10 - j0.33 & j10 \\ j10 & -j0.33 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -j10.33 & j10 \\ j10 & -j0.33 \end{bmatrix}$$

$$Z_{BARA} = \frac{1}{Y_{BARA}} = \begin{bmatrix} j0.1 & j0.1 \\ j0.1 & j0.4 \end{bmatrix}$$

Bu şekilde admintans matrisinin tersi alınarak empedans matrisi elde edilmiş olur (Lim ve Strbac, 2002).

Yukarıda gösterilen örnekte basit bir elektrik şebekesi için empedans matrisinin nasıl bulunduğu gösterilmiş olup elde edilen empedans matrisi 3.8 numaralı ifadede verilen formülde yerine konularak tüm baralarda simetrik arızalar dediğimiz üç fazlı arızalardan kaynaklı gerilim değerlerini gösteren V_{dip} matrisi elde edilmiş olur.

Arıza meydana gelmeden önceki baraların gerilimleri 1 p.u. olduğunu varsayarsak dağıtım sisteminde arıza sırasında baraların hepsinde meydana gelen gerilimlerin değerlerini içeren V_{dip} matrisi (3.7) (Olguin ve ark., 2006) ile ifade edilir

$$\mathrm{V_{dip}} = \mathrm{ones} - \mathrm{Z\ inv(diag\ Z)} \qquad (3.7)$$

(3.7) numaralı denklemde N adet baraya sahip herhangi bir dağıtım sistemi için sırasıyla;

$ones$= NxN boyutunda sadece birlerden oluşan bir matristir.

Z = Dağıtım sisteminin empedans matrisini ifade eder.

$diagZ$ = Empedans matrisinin köşegenlerinde bulunan elamanların değeri sıfır olan matristir.

MRA dediğimiz Monitör(İzleyici) Erişim Alanı dağıtım şebekesine yerleştirilen izleyicilerin izleyebildiği alanı ifade eder. k numaralı barada bulunan monitörün voltaj eşik değeri p ye eşit veya daha düşük voltaj değerlerini yakalayabildiği erişim alanı ise $MRAk_{(p)}$ olsun. Burada voltaj eşiği (p) değeri sadece 0 ile 1 arasında değer alıp voltaj eşiği (p) değeri 1.p.u değerine yaklaştıkça izleyicinin izleyebildiği erişim alanı artarken voltaj eşiği değeri (p) 0 p.u değerine yaklaştığında ise izleyicinin izleyebildiği erişim alanı azalmaktadır. Yani voltaj eşiği (p) değeri artarken yakalanan arıza sayısı daha fazla iken voltaj eşiği (p) değeri azaldığında ise yakalanan arıza sayısı da azalmaktadır.

Voltaj eşiği değeri (p) 0 p.u olduğunda ise sadece bağlı bulunduğu üç fazlı arızayı görebilmektedir.

Voltaj eşiği (p) değeri için monitör erişim alanı matrisi (3.8) (Olguin ve ark., 2006) numaralı ifade ile elde edilir.

$$\mathrm{MRA_p} = \mathrm{MRA_{ij}} = \begin{cases} 1 & \text{Eğer } \mathrm{V_{ij}} \leq \mathrm{p} \\ 0 & \text{Eğer } \mathrm{V_{ii}} > \mathrm{p} \end{cases} \tag{3.8}$$

(3.7) numaralı denklemde belirtilen V_{dip} matrisinde elde edilen gerilim değerleri voltaj eşiği değeri ile karşılaştırılır. Eğer voltaj değeri voltaj eşiği değerinden küçük veya voltaj eşiği değerine eşit ise MRA_{ij} 1 alınırken voltaj değeri voltaj eşiğinden büyük ise MRA_{ij} 0 alınır. Monitör Erişim Alanı matrisi incelenerek j sütununa bakılarak j barasına konumlandırılan bir izleyicinin i numaralı barada bir arıza meydana geldiğinde arızayı izleme durumunu görülür.

$$\mathrm{X}_I = \begin{cases} 1, & \text{Eğer i'de monitör gerekiyorsa} \\ 0, & \text{Eğer i'de monitör gerekmiyorsa} \end{cases} \quad \forall_{\mathrm{i,j}} \tag{3.9}$$

N adet baraya sahip bir dağıtım şebekesine yerleştirilen izleyicilerin bağlandığı baraları gösteren "0" ve "1" ' lerden oluşan konum vektörünün adı X olsun. Burada voltaj eşiği değeri için elde edilen MRA_p matrisinin elemanlarının tümünü kontrol ederek i barasında bir izleyiciye gerek olup olmadığına karar verir. Denklem (3.9)'de (Olguin ve ark., 2006) görüldüğü gibi eğer i numaralı barada izleyiciye ihtiyaç varsa 1, i numaralı barada izleyiciye ihtiyaç yoksa 0 değerini alır.

X konum vektörünü elde ettikten sonra daha önce elde edilen Monitör(İzleyici) Erişim Alanı MRA_p İle konum vektörü X çarpılarak $XMRA_p$ satır vektörü elde edilir. Elde edilen $XMRA_p$ satır vektörü arıza yerini görebilen izleyici sayısını bize verir.

$XMRA_p$ satır vektörünün uzunluğu F_p ile gösterilip burada F_p, N adet baraya sahip dağıtım şebekesinde baralardan kaynaklı arıza sayısı kadardır. Baralardan kaynaklı arıza sayısı ise herhangi bir elektrik dağıtım sisteminde mevcut olan bara sayısı kadardır. Örnek olarak 118 baraya sahip bir elektrik şebekesi için satır vektörünün uzunluğu 118x1olup baradan kaynaklı arıza sayısı da 118 olmaktadır.

Monitör sayısını minimize etmek için optimizasyon problemi (3.10) (Olguin ve ark., 2006) numaralı denklemdeki gibi ifade edilir. Denklem incelendiğinde eşitsizliğin sağ tarafında bulunan ifadesi dağıtım sisteminde bulunan bütün baraların en az kaç adet izleyici tarafından izlenmesi gerektiğini ifade eder. Bu tez çalışmasında optimizasyon problemi oluşturulurken dağıtım sisteminde bulunan her bir baranın en az bir izleyici tarafından izlenmesi amaçlanmış olup optimizasyon problemi bu istek doğrultusunda çözülmüştür.

$$\begin{aligned} &\min(\chi_1 + \chi_2 + \cdots., \chi_{Fp}) \\ &\mathrm{MRA}_{11}\chi_1 + \mathrm{MRA}_{21}\chi_2 + \cdots \mathrm{MRA}_{n1}\chi_{Fp} \geq b_1 \\ &\mathrm{MRA}_{12}\chi_1 + \mathrm{MRA}_{22}\chi_2 + \cdots \mathrm{MRA}_{nFp}\chi_{Fp} \geq b_2 \\ &\mathrm{MRA}_{13}\chi_1 + \mathrm{MRA}_{23}\chi_2 + \cdots \mathrm{MRA}_{nFp}\chi_{Fp} \geq b_3 \\ &\qquad\qquad\vdots \\ &\mathrm{MRA}_{1Fp}\chi_1 + \mathrm{MRA}_{2Fp}\chi_2 + \cdots \mathrm{MRA}_{nFp}\chi_{Fp} \geq b_{Fp} \end{aligned} \tag{3.10}$$

3.2 Yöntem

Bu kısımda (3.10) numaralı denklemde gösterilen optimizasyon problemini çözmemize yardımcı olan İTP ve genetik GA yöntemlerine yer verilmiştir.

3.2.1 İkili tam sayılı programlama

İTP, mevcut değişkenlerin hepsinin ya da bir kısmının sınırlandırıldığı matematiksel bir optimizasyon programıdır. İTP programlamada değişkenlerin

alabileceği iki değer bulunmaktadır. Bunlar sırasıyla "0" ve "1" değerleridir (Matlab ve Optimizasyon Araç Kutusu R2013a Sürümü).

İTP' de bir problemin çözümü (3.11)(Matlab ve Optimizasyon Araç Kutusu R2013a Sürümü) gibi ifade edilebilir.

$$\min_{x} f^T \; x \; \text{öyleki} \quad \begin{matrix} A.x \leq b \\ \{A_{eq}.x = b_{eq} \\ x \end{matrix} \tag{3.11}$$

Yukarıdaki 3.11. numaralı ifade de f minimize etmek istediğimiz lineer fonksiyonun katsayılarını içeren bir vektörü ifade eder. A doğrusal eşitsizlik kısıtlarının katsayılarını içeren matris, b Doğrusal eşitsizlik kısıtlamalarının sağ tarafına karşılık gelen vektördür, A_{eq} doğrusal eşitlik kısıtlamaların katsayılarını içeren matris, b_{eq} doğrusal eşitlik kısıtlamalarının sabitlerini içeren vektör ve x algoritmanın başlangıç noktasıdır. İTP' de x çözümü kesinlikle ikili tam sayı vektörü olması gerekmektedir. Yani x'in değeri "0" ya da "1" olmalıdır (Matlab ve Optimizasyon Araç Kutusu R2013a Sürümü).

Bu tez çalışmasında kullanılan İTP' de mevcut optimizasyon problem MATLAB ortamında çözülmüştür. İTP' de mevcut problem çözülürken MATLAB'ın komut satırında sırasıyla f, b vektörleri ile A matrisi tanıtıldıktan sonra x=bintprog (f, A, b) yazılarak gerekli problem çözülür.

İTP'nin daha iyi anlaşılabilmesi amacıyla basit bir örnek aşağıdaki gibidir.

Minimize edilecek fonksiyon

$f= -9x_1 - 5x_2 - 6x_3 - 4x_4,$

$6x_1+3x_2+5x_3+2x_4 \leq 9$

$x_3+x_4 \leq 1$

$-x_1 + x_3 \leq 0$

$-x_2 + x_4 \leq 0$

Optimizasyon problemi MATLAB'ın komut satırında şu şekilde çözülür.

```
f = [-9; -5; -6; -4];

A = [6 3 5 2; 0 0 1 1; -1 0 1 0; 0 -1 0 1];

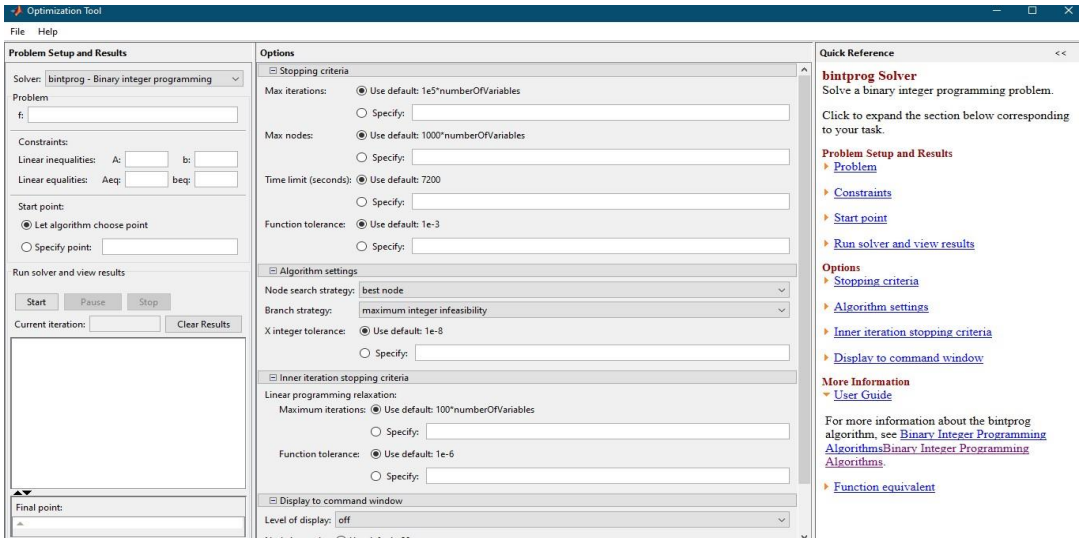
b = [9; 1; 0; 0];

x = bintprog(f, A, b)

x = 1 1 0 0
```

Yani burada x1,x2,x3 ve x4 değişkenlerinin değerleri sırasıyla 1, 1, 0 ve 0 dır.

Bu tez çalışmasında mevcut optimizasyon problemi çözülürken MATLAB tarafından geliştirilen İTP ara yüzü kullanılmış olup bu ara yüz şekil 3.1' de gösterilmiştir.



Şekil 3.6. İkili Tam Sayılı Programlama Ara yüzü

Şekil 3.6.' da gösterilen ara yüzde optimizasyon problemi çözülürken önce minimize edilmek istenen f fonksiyonunun katsayıları yazılır. Ardından çözmek istediğimiz optimizasyon problemi eğer bir eşitsizlik içeriyorsa sırasıyla A matrisinin katsayıları ile b vektörünün katsayıları yazılır. Optimizasyon problemi eşitsizlik değil de eşitlik içeriyorsa sırasıyla A_{eq} matrisi ile b_{eq} vektörünün katsayıları yazılır. Gerekli katsayılar yazıldıktan sonra başlat butonuna basılarak optimizasyon probleminin çözümüne ulaşılır.

Bu tez çalışmasında mevcut optimizasyon problemi eşitsizlik içerdiğinden dolayı sırasıyla f ile b vektörlerinin katsayıları ve ardından A matrisinin katsayıları yazılarak her farklı eşik değeri için elde edilen sonuçlar tablolara kaydedilmiştir.

3.2.2 Genetik algoritma

GA, mevcut yöntemler ile çözümüne ulaşılması güç olan problemlere olabilecek en iyi çözümü veren bir optimizasyon yöntemidir. GA, var olan problemin çözümüne ulaşırken de uygunluk değeri en iyi olan bireylerin hayatta kalması ilkesini uygulayarak bir çözüm üzerinde çalışmaktadır. GA, İTP' de olduğu gibi bir optimizasyon (en iyileme) yöntemidir. GA mevcut problemi çözerken çözümü sadece belli bir noktadan değil noktalar kümesi üzerinden arayarak en uygun çözümü bulmaya çalışır (Goldberg,1989).

GA' da en küçük yapı birimi genlerdir. Genler bir araya gelerek kromozomları meydana getirmektedir. Kromozomlar ifade edilirken genel olarak "1" ve "0" 'lardan oluşan ikili değerler kullanılmaktadır. Kromozomlar ise bir araya gelerek popülasyonu meydana getirirler (Mori ve Tseng, 1996).

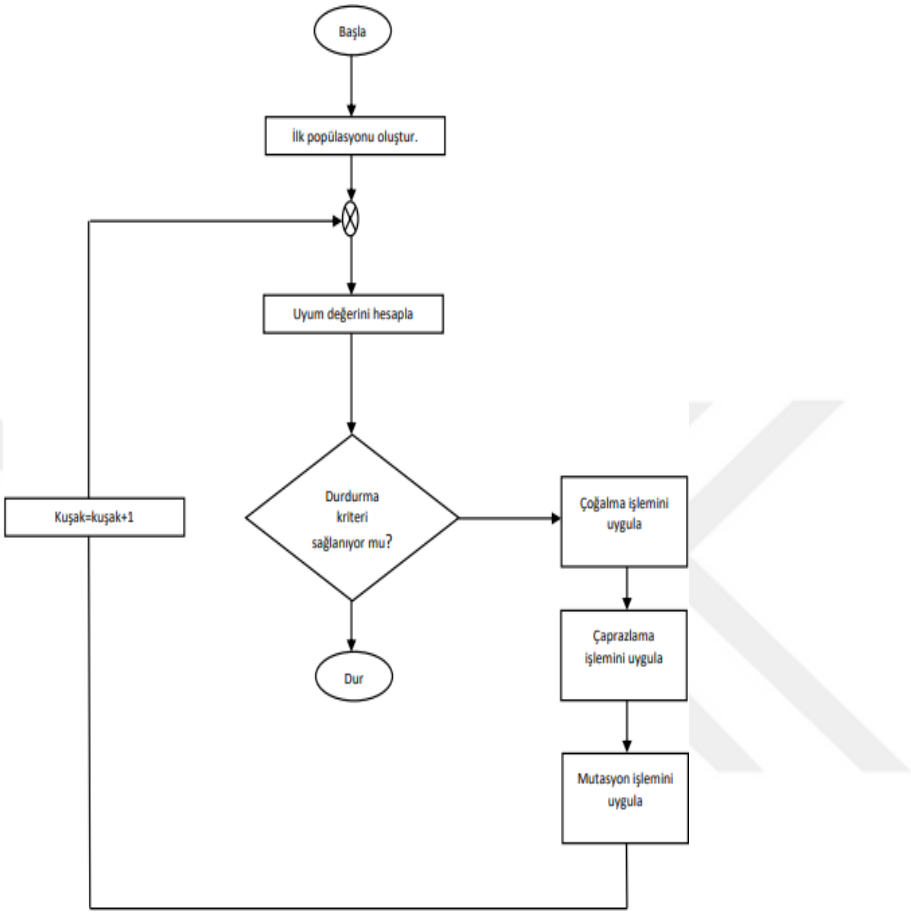
Yukarıda anlatılan kavramlar genetik GA' nın temel kavramları olup bu kavramlar GA' da kullanılan başlangıç popülasyonu, uygunluk fonksiyonu genetik algoritma

operatörleri (Doğal seçilim, çaprazlama ve mutasyon) ve durdurma kriteri kavramları ile genetik algoritmanı akış şemasının anlaşılması açısından önemlidir.

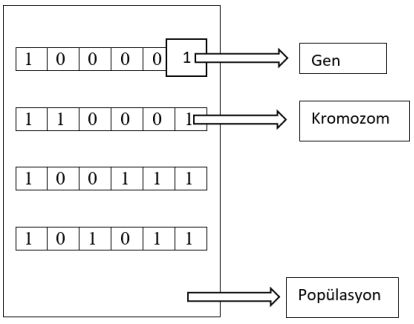
GA' nın akış diyagramı Şekil 3.7.' de gösterilmiş olup akış diyagramında görüldüğü gibi GA kullanılırken ilk adım bir başlangıç popülasyonu oluşturulur. Popülasyon oluştururken de rastgele işlem yapılarak başlangıç popülasyonu oluşturulur. Başlangıç popülasyonu ise bir grup bireyle başlamaktadır. Daha sonra çözmek istediğimiz problemin uygunluk fonksiyonundan yola çıkarak her bireyin uyum değeri hesaplanır. Burada uyum değeri duruma göre farklı olabilir. Eğer ki biz problemi minimize etmek istiyorsak en düşük uygunluk değeri bize en iyi uyum değerini verir. Eğer ki tersine biz problemi maksimum yapmak istiyorsak en yüksek uygunluk değeri bizim en iyi uyum değerimiz olur. Her bir bireyin uyum değeri hesaplandıktan sonra genetik algoritma operatörleri dediğimiz sırasıyla çoğalma operatörü (reproduction), çaprazlama operatörü (crossover) ve mutasyon operatörü (mutation) uygulanır. Tabi bu işlemler ile yeni bir kuşak oluşur ve bu döngü sonsuz bir şekilde devam eder. Döngünün sonsuz bir şekilde devam etmesini engellemek amacıyla bir durdurma kriteri bırakılır.

3.2.2.1 Başlangıç popülasyonu

GA' da süreç bir grup birey ile başlayıp bireyler ifade edilirken de GA' da bulunan en küçük birimi gen olarak bilinen bir dizi değişkenlerdir. Genler bir araya gelerek kromozomları oluşturur. Kromozomlar ifade ederken genellikle "0" ve "1" 'lerden oluşan ikili değerler kullanılır. Kromozomlar ise bir araya gelerek popülasyonu meydana getirir. GA' nın performansını etkileyen faktörlerden biri olan başlangıç popülasyonu büyüklüğü gereğinden büyük seçilirse genetik algoritma yavaş çalışır fakat geniş alanda çalıştığı için daha iyi sonuçlar verebilir. Başlangıç popülasyonun büyüklüğü gereğinden fazla küçük seçilirse GA daha hızlı çalışır fakat dar alanda çalıştığı için bize istediğimiz sonuçları vermeyebilir (Paksoy ve Uzun, 2008). Şekil 3.8 'de genetik algoritmada gen popülasyon ilişkisi verilmiştir.



Şekil 3.7. Genetik Algoritma Akış Şeması(Komhedos, 2022)



Şekil 3.8. Genetik Algoritmada Gen-Popülasyon İlişkisi

3.2.2.2 Uygunluk fonksiyonu

Uygunluk fonksiyonu, bireylerin mevcut problem karşısında gösterdikleri performansı ölçmek amacıyla kullanılır. Bir uygunluk fonksiyonu (3.12) numaralı denklemde gösterilmiştir ve toplam hata miktarını bize verir.

$$f(x) = \sum_{i=1}^{N} \left| x_d(i) + x(i) \right| \tag{3.12}$$

Uygunluk fonksiyonu kullanılarak her bir bireye ait uyum değerleri hesaplanır. Uyum değeri problemin amacına göre farklı şekilde yorumlanabilir. Eğer problemi minimize etmek istiyorsak bizim için en uygun bireyler en düşük uygunluk fonksiyonu değerine sahip bireyler olur ve bu bireylerin uyum değeri daha yüksektir. Eğer problemi maksimize etmek istiyorsak bizim için en uygun bireyler en yüksek uygunluk fonksiyonu değerine sahip bireyler olur ve bu bireylerim uyum değeri daha yüksek olur.

3.2.2.3 Genetik operatörler

GA' da kullanılan operatörler sırasıyla doğal seçilim operatörü (reproduction), çaprazlama operatörü(crossover) ve mutasyon operatörü(mutation) olmak üzere üç çeşittir.

Doğal seçilim: başlangıç popülasyonu oluşturulduktan sonra mevcut problemi çözmek amacıyla en uygun bireyleri seçme sürecini ifade eder. Böylece en uygun bireyler seçilerek genler bir sonraki kuşağa aktarılmış olur (Mitchell,1999). Bunu yaparken de uygunluk fonksiyonu yardımıyla hesaplanan uyum değerine göre karar verilir. Doğal seçilim operatörü çeşitleri sırasıyla rulet tekerliği yöntemi, turnuva yöntemi, sabit durum yöntemi ve sıralama yöntemi olmak üzere dört yöntem vardır.

Rulet tekerleği yönteminde mevcut çark, popülasyonumuzda bulunan n tane kromozom sayısına bölünür. Yani n tane kromozom varsa çark n tane bölgeye ayrılır. Her bölge yani her kromozomun kapladığı alan ise uyum değeri ile orantılıdır. Daha sonra çark döndürülmeye başlanır ve çarkın sabit noktanın önüne gelen bölgesi ile ilk birey seçilmiş olur. Çark ikinci defa çevrilmesiyle ikinci birey seçilmiş olur (Mitchell,1999).

Turnuva yönteminde popülasyonda bulunan bireyler rastgele seçilerek turnuvaya atılır. Turnuvaya katılan iki kişi arasından hangisi daha iyi ise o kazanır. Burada popülasyonda bulunan her bireyin iki defa katılması sağlanarak en iyi iki birey iki turnuvada da başarılı olur. Burada turnuvanın boyutu ne kadar az ise uyum değeri az olan kromozomların seçilme olasılığı o kadar azalır (Miller ve Goldberg, 1995).

Sabit durum yönteminde az sayıda bireyin yer değiştirmesi ve bir bireyin birden fazla nesilde hayatta kalması sağlanarak az sayıda birey seçilir. Bu bireyeler yeni bireyler meydana getirir. Meydana getirilen yeni bireyler popülasyona katılır ancak popülasyon nüfusunun artmaması için bazı bireyler popülasyondan atılır (Mitchell,1999).

Sıralama yönteminde mevcut uygunluk fonksiyonu kullanılarak tüm bireylerin uyum değerleri hesaplanır ve belli bir sıralamaya konur. Uyum değeri yüksek olan hayatta kalma ihtimali daha yüksek iken uyum değeri düşük olan ise hayatta kalma ihtimali daha düşüktür.

Çaprazlama operatörü: Doğal seçilim operatörü ile iki birey seçildikten sonra mevcut arama uzayında yeni bireyler meydana getirilir (Colley,1999). Çaprazlama operatöründe genel olarak iki temel çaprazlama operatörü kullanılır. Bunlar tek noktalı çaprazlama ve çift noktalı çaprazlama yöntemidir.

Çaprazlama yöntemleri içinde en kolay yöntem tek noktalı çaprazlama yöntemi olup burada oluşan yavru bireyler ebeveynlerinin özelliklerinin bir kısmını alarak her iki ebeveynin kopyası olarak meydana gelir (Bolat ve ark., 2004).

Ebeveynler

P1= 1 0 0 0 0 0 ⟹ P1'= 1 0 0 1 1 1

P2= 1 1 0 1 1 1 ⟹ P2'= 1 1 0 0 0 0

Çift noktalı çaprazlama yönteminde ilk ve son genler hariç iki rastgele nokta seçilir ve bu iki nokta arasında kalan alt dizilerin yer değiştirmesiyle çaprazlama işlemi gerçekleşmiş olur (Bolat ve ark., 2004).

Ebeveynler

P1= 1 0 1 1 0 0 ⟹ P1'= 1 0 1 0 0 0

P2= 0 1 1 0 1 1 ⟹ P2'= 0 1 1 1 1 1

Çaprazlama operatöründe tek noktalı çaprazlama ve çift noktalı çaprazlama dışında sırasıyla PMX çaprazlama yöntemi (Sıra temelli), OX çaprazlama yöntemi (Sıra temelli), CX çaprazlama yöntemi (Sıra temelli), LOX çaprazlama yöntemi (Lineer order crossover) ve ağaç çaprazlama yöntemidir.

Mutasyon operatörü: GA' da mutasyon işlemi, çaprazlama işlemi gerçekleştikten sonra kromozomda bulunan bir ya da daha fazla genin değişimini ifade eder. Genetik algoritmada çaprazlama işlemi gerçekleştikten sonra genetik çeşitliliği artırmak amacıyla mutasyon operatörü kullanılır. Genetik algoritmada mutasyon sonucu oluşan uyum değeri yüksek olan bireyleri kaybetmemek amacıyla mutasyon oranı düşük seçilir (Colley,1999).

Mutasyon operatöründe kullanılan yöntemlerden biri olan değiştirme yönteminde bir dizideki herhangi konum değeri “0” iken “1” ‘e dönüştürülür ya da bunun tersi yapılır.



Mutasyon operatöründe değiştirme yöntemi dışında sırasıyla kaydırma yöntemi, yerleştirme yöntemi ve değişim yöntemi bulunmaktadır.

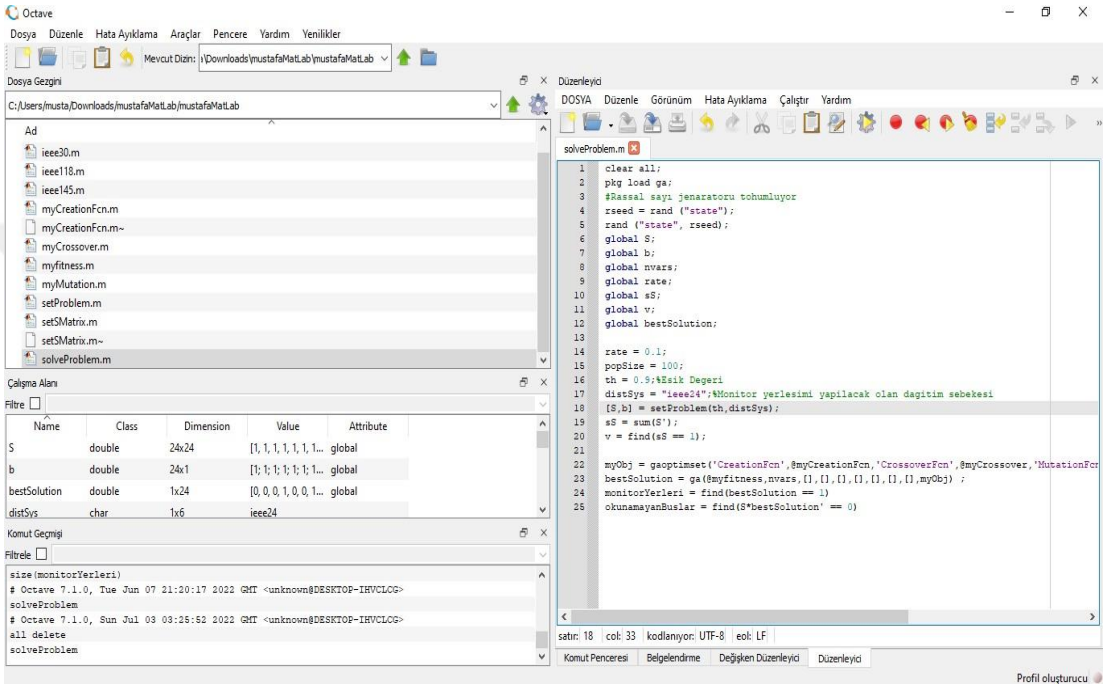
3.2.2.4 Durdurma kriteri

GA’ da çoğalma operatörü, çaprazlama operatörü ve mutasyon operatöründen sonra yeni bir kuşak meydana gelmekte olup tüm bu işlemler sonsuz bir döngüde devam etmektedir. Bu sonsuz döngünün durmasını engellemek amacıyla bir durdurma kriteri bırakılır. Bu durdurma kriteri ise hesaplama zamanı kriteri, optimizasyon hedefi kriteri ve minimum iyileştirme kriteri şeklinde olabilmektedir (Tang ve ark., 1998).

Bu tez çalışmasında kullanılan diğer bir yöntem GA olup mevcut optimizasyon problemi İTP yönteminde MATLAB ortamında çözülürken GA yöntemi ise OCTAVE Programı ortamında çözülmüştür. OCTAVE programı, matematiksel işlemler, vektör, matris, lineer cebirsel işlemlerin rahatlıkla yapılabildiği bir yazılım olup bu yazılım Mathworks (MathWorks, 2022) firması tarafından üretilmiştir. Octave Programı MATLAB ile yaklaşık olarak aynı söz dizimine (syntax) sahip bir programdır (Coşkun, 2018).

OCTAVE programının ara yüzü şekil 3.9.’ daki gibi olup MATLAB programında genetik algoritma hem komut satırında hem de MATLAB tarafında geliştirilen GA Araç Kutusu (Genetic Algorithm Toolbox)’nda çalıştırılmaktadır. OCTAVE programında ise

GA Araç Kutusu (Genetic Algorithm Toolbox) yoktur ve önce genetik algoritma kütüphanesi eklenir ve daha sonra mevcut optimizasyon problemi komut satırında sorunsuz bir şekilde çalıştırılır.

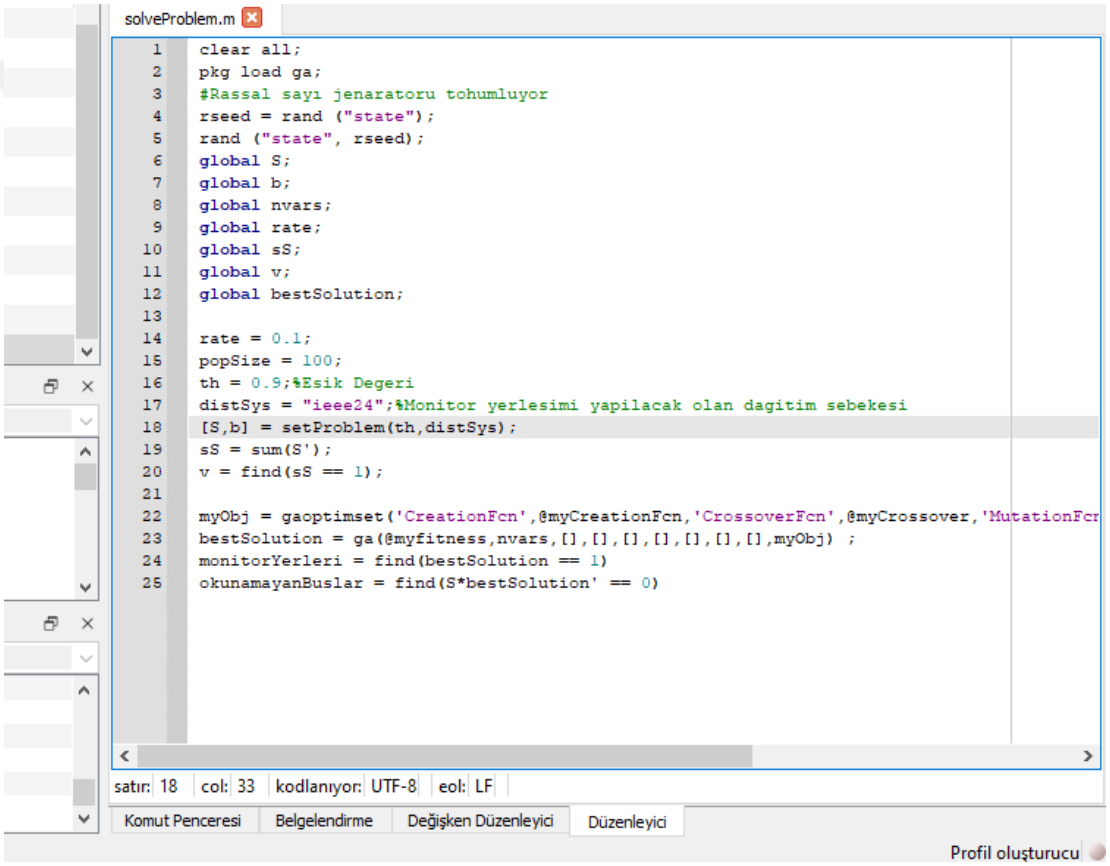


Şekil 3.9. OCTAVE Programı Ara yüzü

Yukarıda OCTAVE Programının Ara yüzü verilmiştir. Şekil 3.9.' a baktığımızda ara yüzün dört bölmeye ayrıldığını görmekteyiz. Bu üç ayrı bölme sırasıyla dosya dizgini, çalışma alanı, komut geçmişi ve komut penceresinden oluşmaktadır. Dosya dizgini bölümünde yazdığımız kod dosyaları gözükürken komut geçmişi bölümünde daha önce komut satırında yazdığımız kodlar bulunur. Komut penceresinde ise hem komut yazacağımız hem kod dosyalarını açabileceğimiz penceredir.

Şekil 3.10.' da OCTAVE programının komut penceresinde problemi çözmek amacıyla çalıştırmak istediğimiz "solveProblem.m" adlı kod dosyası açılmıştır. Kod dosyası incelendiğinde sırasıyla "rate" adlı komut mutasyon oranını ifade eder ve biz tüm test sistemlerinde 0.1 olarak aldık. Burada bulunan "popSize" adlı komut genetik

algoritmamızın popülasyon büyüklüğü olup yapılan simülasyon çalışmalarımızda değerini 100 yaparak istediğimiz sonuçlara ulaştık. “th” voltaj eşiğini ifade ederken “distSyst” ise monitör yerleşimi yapılacak dağıtım şebekesini ifade etmektedir. Kod dosyası üzerinde gerekli ayarlamalar yapıldıktan sonra kod dosyası çalıştırılarak elde edilen sonuçlar tablolara kaydedilmiş olup bu tablolar tezin “Araştırma Bulguları” bölümünde paylaşılmıştır.



Şekil 3.10. OCTAVE Programı Komut Penceresi

4. ARAŞTIRMA BULGULARI ve TARTIŞMA

Bu bölümde tez çalışması süresince yapılan araştırmalar ve elde edilen bilgiler doğrultusunda mevcut problem üzerine uygulanması kararı verilen İTP ve GA yöntemleri sırasıyla IEEE 24 Baralı Test Sistemi (GitHub. 2022), IEEE 30 Baralı Test Sistemi (University of Washington, 2021), IEEE 118 Baralı Test Sistemi (University of Washington, 2021) ve IEEE 50 Jeneratör 145 Baralı Test Sistemi (University of Washington, 2021) sistemlerine ayrı ayrı uygulanarak elde edilen sonuçlar çizelgelere dökülerek anlatılacaktır.

Materyal ve Yöntem kısmında belirtilen İTP ve GA yöntemleri bara sayısı sırasıyla 24, 30, 118 ve 145 olan Test Sistemlerine sırasıyla uygulanmıştır. Üzerinde çalışılan IEEE 24 Baralı Test Sistemi, IEEE 30 Baralı Test Sistemi, IEEE 118 Baralı Test Sistemi ve IEEE 50 Jeneratör 145 Baralı Test Sistemlerinde öncelikle üç fazlı arızalardan dolaylı gerilimleri içeren V_{dip} oluşturulmuştur. Ardından p voltaj eşiği değeri için Monitör Erişim Alanı (MRA) matrisi oluşturulmuştur. Konum vektörü $\boldsymbol{X}$ 'in uzunluğu sistemin bara sayısına göre belirlenerek dört farklı eşik değeri için ikili tam sayılı programlama ve genetik algoritma yöntemleri uygulanmıştır.

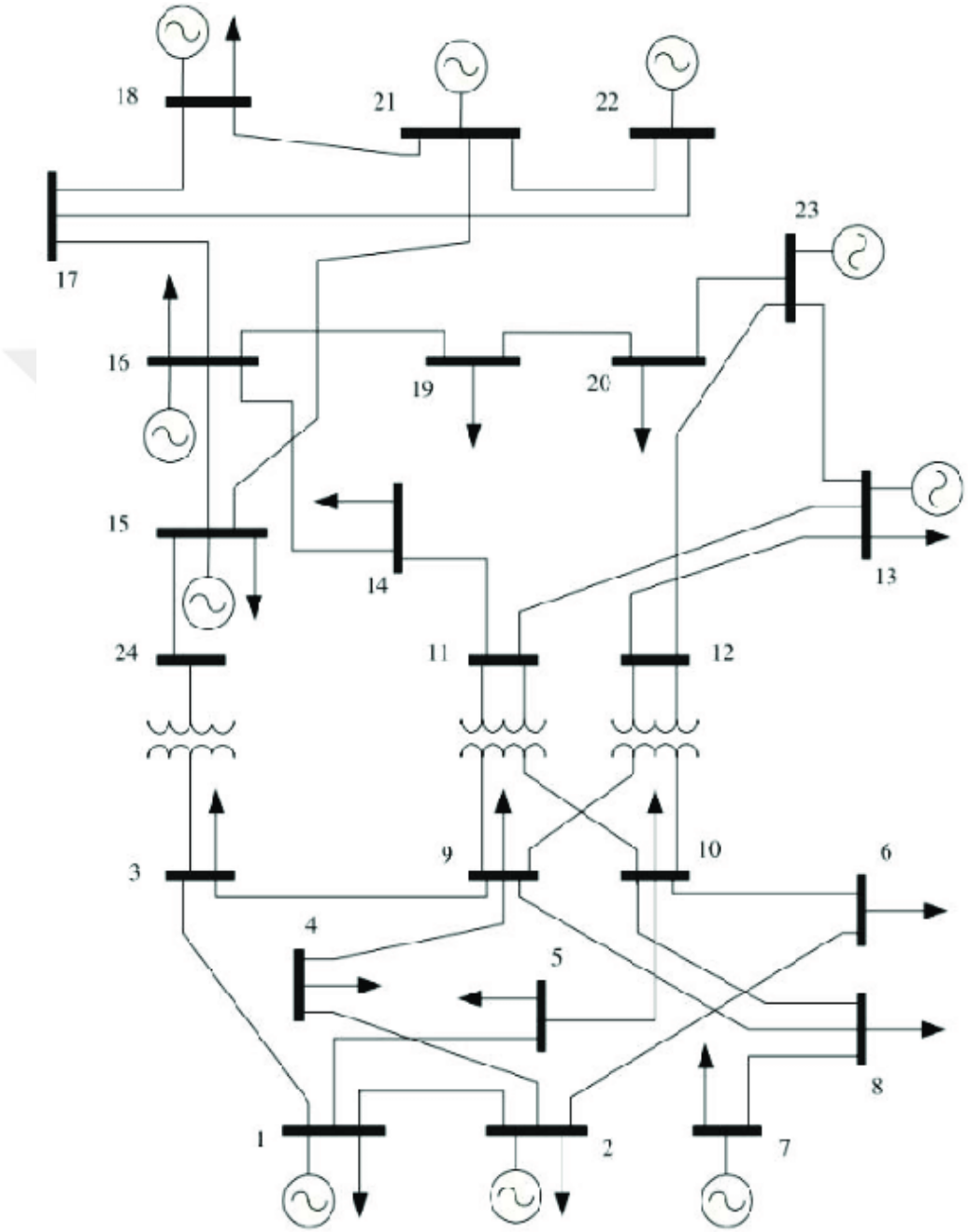
Uygulanmasına karar verilen yöntemler ilk olarak IEEE Test 24 sistemine uygulanmış olup 24 baralı sitem için öncelikle üç fazlı arızalardan kaynaklı arıza sırasında gerilimleri içeren V_{dip} matrisi oluşturulmuştur. V_{dip} matrisi elde edildikten sonra dört farklı voltaj eşiği değeri için Monitör Erişim Alanı (MRA) oluşturulmuş olup burada üzerinde çalıştığımız test sisteminde 24 bara mevcut olduğundan dolayı uzunluğu 24x1 X konum vektörü elde edilmiştir. Meydana gelen optimizasyon problemini çözmek amacıyla MATLAB tarafından geliştirilen İTP Araç kutusu (Binary İnteger Program Toolbox) kullanılarak sırasıyla 0.9, 0.8, 0.7 ve 0.6 voltaj eşiği değerleri için çözülmüştür. Elde edilen sonuçlar Çizelge 4.1.' de gösterilmiştir.

Çizelge 4.1. IEEE 24 Baralı Test Sistemi İkili Tam Sayılı Programlama Benzetim Sonuçları

Voltaj Eşik Değeri(p)	İzleyici Konumu	İzleyici Sayısı
0.9	4,7,22	3
0.8	2,4,7,22	4
0.7	4,5,7,22	4
0.6	4,5,7,22,24	5

İTP yöntemi uygulanarak elde edilen Çizelge 4.1. sonuçlarına bakıldığında 0.9 eşik değeri için üç izleyiciye ihtiyaç olup sırasıyla izleyici konumlarının sırasıyla 4, 7, 22 numaralı baralara yerleştirilmesi gerektiğini göstermektedir. Aynı şekilde 0.8 eşik değeri için dört izleyiciye ihtiyaç olup sırasıyla 2, 4, 7, 22 numaralı baralara yerleştirilmesi gerektiğini göstermektedir. Eşik değeri 0.7 için dört izleyiciye ihtiyaç duyulup sırasıyla 4, 5, 7, 22 numaralı baralara yerleştirilmesi gerektiğini göstermektedir. Burada çizelge incelendiğinde 0.8 ve 0.7 eşik değeri için her iki eşik değerinde dört izleyici ihtiyacı olmaktadır ama izleyici konumlarına bakıldığında üç izleyici konumu aynı ancak sadece bir izleyicinin konumu farklı olduğu görülür. Farklı olan konumlar ise 0.8 eşik değeri için 2 numaralı bara, 0.7 eşik değeri için ise 5 numaralı baraya izleyici yerleştirilmesi gerektiği sonucu çıkmıştır. 0.8 ve 0.7 eşik değerlerinde izleyici konumları farklı olsa bile bu durum mevcut optimizasyon problemini çözmekte ve mevcut izleyici konumları itibariye IEEE Test 24 sisteminde bulunan baraların hepsini görmektedir. Eşik değeri 0.6 için ise beş izleyiciye ihtiyaç duyulup sırasıyla 4, 5, 7, 22, 24 numaralı baralara yerleştirilmesi gerektiğini göstermektedir. Çizelge sonuçlarından anlaşılacağı gibi voltaj eşiği değeri 1 p.u değerine yaklaştıkça ihtiyaç duyulan en az sayıdaki izleyici sayısı da azalmaktadır. Üzerinde çalışılan IEEE 24 Test Sistemi Şekil 4.1.' de gösterilmiştir.

Tezimizin amacı mevcut bir sisteme en az sayıda izleyici yerleşimi olduğundan dolayı 0.9 eşik değerini dikkate alarak bu sistemde meydana gelen tüm gerilim düşümlerini izlemek amacıyla sırasıyla 4,7 ve 22 numaralı baralarda izleyici konumlandırılması gerektiği anlaşılmaktadır. Bu barlar aynı zamanda bu baralar kullanılması zorunlu olan baralardır.



Şekil 4.1. IEEE 24 Baralı Test Sistemi (ResearchGate, 2022)

IEEE 24 Baralı Test Sistemi İTP yöntemiyle çözüldükten sonra optimizasyon problemi bu sefer OCTAVE'da GA yöntemi ile çözülmüştür. GA' nın rassal bir şekilde çalıştığı dikkate alınarak her problem 10 kez simüle edilmiştir. Elde edilen sonuçlar Çizelge 4.2.' de gösterilmektedir.

Çizelge 4.2. IEEE 24 Baralı Test Sistemi Genetik Algoritma Benzetim Sonuçları

No	İzleyici Konumu *(p=0.9)*	İzleyici Konumu *(p=0.9)*	İzleyici Konumu *(p=0.7)*	İzleyici Konumu *(p=0.6)*
1	*4,7,22*	*4, 5, 7, 22*	*4, 5, 7, 22*	*3, 4, 5, 7, 22*
2	*4,7,22*	*4, 5, 7, 22*	*4, 5, 7, 22*	*3, 4, 5, 7, 22*
3	*4,7,22*	*4, 5, 7, 22*	*4, 5, 7, 22*	*3, 4, 5, 7, 22*
4	*4,7,22*	*4, 5, 7, 22*	*4, 5, 7, 22*	*3, 4, 5, 7, 22*
5	*4,7,22*	*4, 5, 7, 22*	*4, 5, 7, 22*	*3, 4, 5, 7, 22*
6	*4,7,22*	*4, 5, 7, 22*	*4, 5, 7, 22*	*3, 4, 5, 7, 22*
7	*4,7,22*	*4, 5, 7, 22*	*4, 5, 7, 22*	*3, 4, 5, 7, 22*
8	*4,7,22*	*4, 5, 7, 22*	*4, 5, 7, 22*	*3, 4, 5, 7, 22*
9	*4,7,22*	*4, 5, 7, 22*	*4, 5, 7, 22*	*3, 4, 5, 7, 22*
10	*4,7,22*	*4, 5, 7, 22*	*4, 5, 7, 22*	*3, 4, 5, 7, 22*

İTP ve GA yöntemleri kullanılarak elde edilen Çizelge 4.1. ve Çizelge 4.2. sonuçları karşılaştırıldığında, iki tablodan da 0.9 voltaj eşiği değeri için sırasıyla 4,7 ve 22 numaralı baralara yerleştirilmek üzere üç adet izleyici gerekli olduğu görülmektedir. 4,7 ve 22 numaralı baralar sistemde izleyici yerleşimi zorunlu olan baralar olduğundan dolayı aslında bir optimizasyon işleminin uygulanmasına gerek yoktur. Ancak bu tez çalışmasında mevcut diğer üç sisteme Materyal ve Yöntem kısmında anlatılan yöntemler uygulandığı için 24 baralı test sisteminde 0.9 voltaj eşik değeri içinde optimizasyon işlemi uygulanmıştır. Çizelge 4.2. de voltaj eşik değeri 0.8 p.u için izleyici yerleri sırasıyla 4, 5, 7 ve 22 numaralı baralar iken çizelge 4.1' de ise voltaj eşik değeri 0.8 p.u için sırasıyla 2, 4, 7 ve 22 numaralı baralar olduğu görülür. Benzer şekilde Çizelge 4.2.'

de voltaj eşik değeri 0.6 p.u için izleyici yerleri sırasıyla 3, 4, 5, 7 ve 22 numaralı baralar iken Çizelge 4.1.'de ise izleyici yerleri sırasıyla 4, 5, 7, 22 ve 24 baraları olduğu görülür. Bu durum genetik algoritma yönteminin bara konumları için farklı çözümler verebildiğini göstermektedir. Elde edilen farklı çözümler ile optimizasyon problemimizde bulunan tüm denklemleri sağlamakta ve sistemdeki tüm baraları görmektedir.

IEEE 24 Baralı Test Sistemi üzerinde çalışıldıktan sonra daha önce oluşturulmuş optimizasyon problemi sırasıyla 0.9, 0.8, 0.7 ve 0.6 p.u voltaj eşiği değerleri için İTP ile GA yöntemleri IEEE 30 Baralı Test Sistemine uygulanmıştır. İTP yöntemi uygulanarak elde edilen sonuçlar Çizelge 4.3.' te gösterilmiştir.

Çizelge 4.3. IEEE 30 Baralı Test Sistemi İkili Tam Sayılı Programlama Benzetim Sonuçları

Voltaj Eşik Değeri(p)	İzleyici Konumu	İzleyici Sayısı
0.9	11,13,14,20,23,26,30	7
0.8	11,13,14,20,23,26,30	7
0.7	11,13,14,17,19,23,26,30	8
0.6	11,13,14,16,19,23,26,29	8

Çizelge 4.3.' e bakıldığında voltaj eşik değeri 0.9 p.u ve 0.8 p.u değeri için 7 adet izleyiciye ihtiyaç olduğu ve bu izleyicilerin yerleştirilmesi gereken baralar sırasıyla 11, 13, 14, 20, 23, 26 ve 30 numaralı baralardır. 0.9 p.u ve 0.8 p.u voltaj eşiği değerleri için gerekli izleyici sayısı ve bu izleyicilerin konumlarının hepsi aynı olduğu görülür. Voltaj eşik değeri 0.7 p.u ve 0.6 p.u için 8 adet izleyicinin gerekli olduğu görülür. Voltaj eşik değeri 0.7 p.u ve 0.6 p.u için izleyici konumlarına baktığımızda 0.7 eşik değeri için 11, 13, 14, 17, 19, 23, 26 ve 30 numaralı baralara yerleştirilmesi gerektiği görülmektedir. 0.6 eşik değeri için ise sırasıyla 11, 13, 14, 16, 19, 23, 26 ve 29 numaralı baralara izleyici yerleştirilmesi gerektiği görülür. Voltaj eşik değeri 0.7 p.u ve 0.6 p.u için izleyici sayısı aynı olup 8 tanedir ama izleyici konumlarına baktığımızda her iki eşik değerinde 6 izleyici konumu aynıdır. Bu izleyici konumları sırasıyla 11, 13, 14, 19, 23

ve 26 numaralı baralara yerleştirilen izleyicilerdir. Farklı izleyici konumları ise 0.7 p.u eşik değeri için 17 ve 30 numaralı baralara izleyici yerleştirilirken 0.6 p.u eşik değeri için ise 16 ve 29 numaralı baralara izleyici yerleştirilmesi gerektiği göstermektedir. 0.7 ve 0.6 eşik değerlerinde 2 adet izleyicinin konumu her ne kadar farklı olsa da İTP kullanılarak elde edilen sonuçlar optimizasyon problemini çözmekte olup izleyiciler konumları itibariyle sistemdeki tüm baraları görmektedir. Yukarıdaki çizelgeden anlaşılacağı gibi voltaj eşiği değeri artıkça ihtiyaç duyulan izleyici sayısında azalma olduğu görülür.

Bu tez çalışmasının amacı gerekli en az sayıda izleyici bulmak olduğu için 0.9 p.u ve 0.8 p.u voltaj eşiği değerleri için gerekli izleyici sayısı aynı olsada IEEE Test 24 sisteminde olduğu gibi 0.9 p.u voltaj eşiği değeri dikkate alınmıştır. Aynı problem ikinci yöntemimiz olan GA uygulanarak elde edilen sonuçlar Çizelge 4.4.' de gösterilmiştir.

Çizelge 4.4. IEEE 30 Baralı Test Sistemi Genetik Algoritma Benzetim Sonuçları

No	zleyici Konumu (p=0.9)	zleyici Konumu (p=0.8)	zleyici Konumu (p=0.7)	zleyici Konumu (p=0.6)
1	11,13, 14, 19, 23, 26, 30	11, 13, 14, 19, 23, 26, 30	11, 13, 14, 16, 19, 23, 26, 30	11, 13, 14, 16, 19, 23, 26, 29
2	11,13, 14, 19, 23, 26, 30	11, 13, 14, 20, 23, 26, 30	11, 13, 14, 16, 19, 23, 26, 29	11, 13, 14, 16, 18, 23, 26, 30
3	11, 13, 14,18, 23, 26, 29	11, 13, 14, 20, 23, 26, 29	11, 13, 14, 16, 18, 23, 26, 30	11, 13, 14, 16, 18, 23, 26, 30
4	11, 13, 14, 20, 23, 26, 30	11, 13, 14, 19, 23, 26, 30	11, 13, 14, 16, 18, 23, 26, 30	11, 13, 14, 16, 19, 23, 26, 30
5	11, 13, 14, 19, 23, 26, 2 9	11, 13, 14, 20, 23, 26, 30	11, 13, 14, 16, 18, 23, 26, 29	11, 13, 14, 16, 19, 23, 26, 29
6	11, 13, 14, 20, 23, 26, 29	11, 13, 14, 18, 23, 26, 29	11, 13, 14, 16, 19, 23, 26, 30	11, 13, 14, 16, 19, 23, 26, 29
7	11, 13, 14, 18, 23, 26, 29	11, 13, 14, 19, 23, 26, 29	11, 13, 14, 16, 19, 23, 26, 30	11, 13, 14, 16, 19, 23, 26, 29
8	11, 13, 14, 19, 23, 26, 30	11, 13, 14, 18, 23, 26, 30	11, 13, 14, 16, 18, 23, 26, 29	11, 13, 14, 16, 18, 23, 26, 29
9	11, 13, 14, 19, 23, 26, 30	11, 13, 14, 18, 23, 26, 29	11, 13, 14, 16, 19, 23, 26, 29	11, 13, 14, 16, 18, 23, 26, 30
10	11, 13, 14, 18, 23, 26, 30	11, 13, 14, 20, 23, 26, 30	11, 13, 14, 16, 19, 23, 26, 30	11, 13, 14, 16, 18, 23, 26, 30

IEEE Test 30 sistemine GA yöntemi uygulanırken sırasıyla 0.9, 0.8, 0.7 ve 0.6 p.u eşik değerlerinin her biri için 10 farklı benzetim sonucu çizelge 4.4'e kaydedilmiştir. Çizelge 4.4.' de kaydedilen tüm benzetim sonuçlarına bakıldığında 0.9 p.u eşik değeri için 7 adet izleyiciye ihtiyaç duyulmaktadır. Gerek izleyici sayısı bakımından gerek izleyici konumları bakımından elde edilen sonuçlar ile sistemdeki 30 baranın tamamı izlenebilmektedir. Çizelge 4.3.' te 0.9 p.u için elde edilen sonuçlar ve Çizelge 4.4.' te 0.9 p.u için 4 ve 6 numaralı benzetim sonuçları karşılaştırıldığında iki yöntemde de izleyicilerin konumlarının tamamen aynı olduğu görülür. Diğer benzetim sonuçlarına bakıldığında ise izleyici konumları İTP yöntemi ile elde edilen izleyici konumlarından farklı olduğu görülmektedir. İki farklı yöntemden elde edilen izleyici konumlarının farklı olsa da sistemdeki izleyicilerin hepsi izlenebilmektedir. Uygulanan iki yöntemden bu şekilde sonuçların çıkması bize GA ile bir problemin farklı çözümlerini verebildiğini göstermektedir.

Bu tez çalışmasında üzerinde çalışılan IEEE 30 Test Sistemi Şekil 4.2.' de gösterilmiştir. IEEE Test 24 sistemi ve IEEE Test 30 sistemine uygulanan İTP ve GA yöntemi bu seferde IEEE Test 118 gibi büyük bir sisteme uygulanarak elde edilen sonuçlar Çizelge 4.5.' te ve Çizelge 4.6.'da gösterilmiştir.

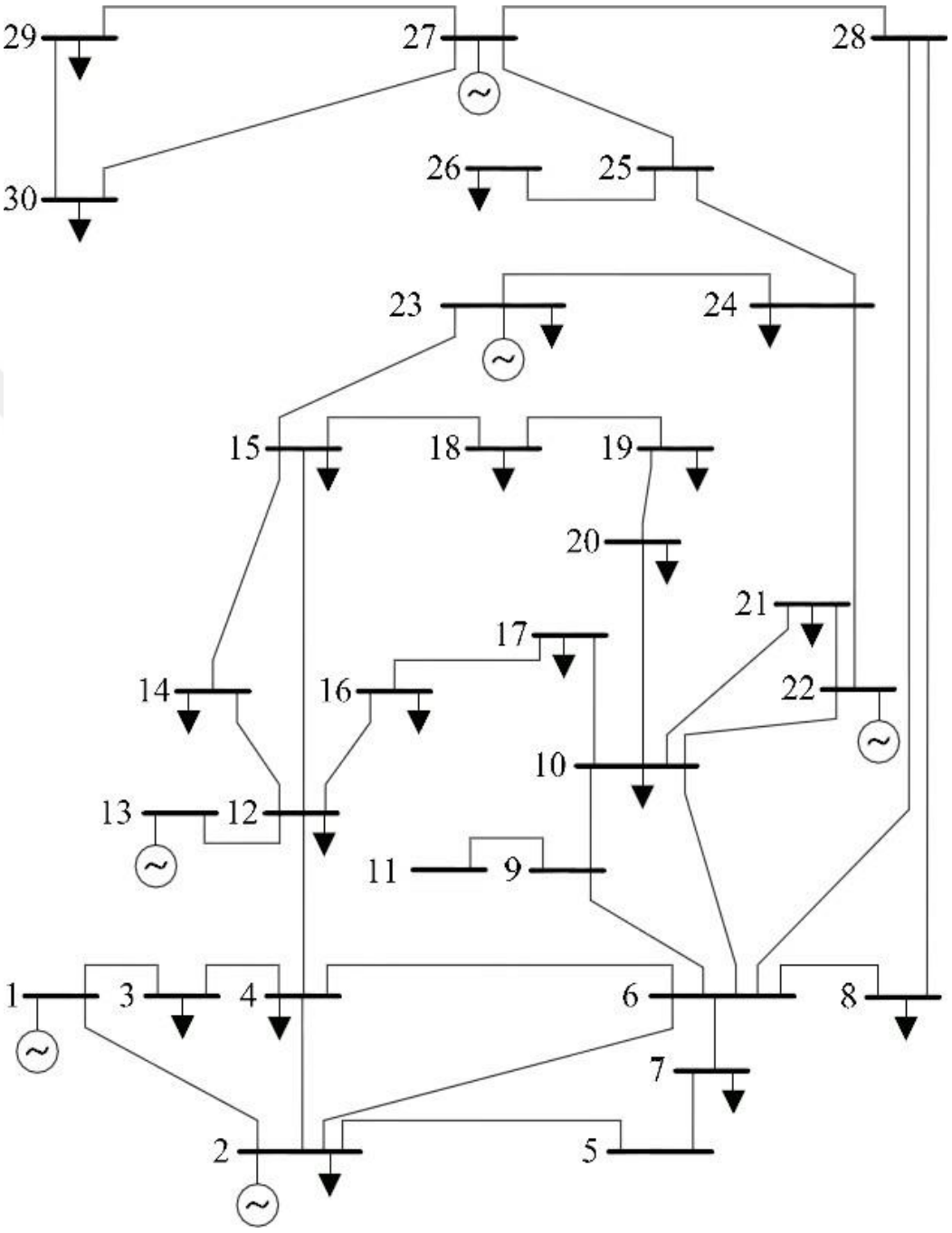
Çizelge 4.5. IEEE 118 Baralı Test Sistemi İkili Tam Sayılı Programlama Benzetim Sonuçları

Voltaj Eşik Değeri (p)	İzleyici Konumu	İzleyici Sayısı
0.9	10,13,16,18,22,24,25,26,33,36,40,43,45,47,48,57,58,59,62,67,72,73,75 ,79,102,113,115,117,118, (98)	31
0.8	3,10,13,14,16,18,22,23,24,25,26,28,33,36,39,41,43,45,46,47,48,53,57, 59,61,62,67,72,73,74,79,87,97,112,113,117,118	37
0.7	3,10,13,14,16,18,19,21,23,24,25,26,29,33,36,39,41,42,43,45,46,47,48, 50,53,57,58,59,60,62,63,67,72,73,74,79,87,97,98,112,113,115,117,118	44
0.6	3,10,13,14,16,18,19,21,23,24,25,26,29,33,36,39,41,42,43,45,46,47,48, 50,53,57,58,59,60,62,63,67,72,73,74,79,87,97,98,112,113,115,117,118	47

Çizelge 4.5.' te IEEE 118 Baralı Test Sistem için İTP sonuçlarını göstermektedir. İTP kullanılarak 0.9 p.u voltaj eşiği için gerekli izleyici sayısı 31, 0.8 p.u voltaj eşiği gerekli izleyici sayısı 37, 0.7 p.u voltaj eşiği için gerekli izleyici sayısı 44 ve 0.6 p.u voltaj eşiği için gerekli izleyici sayısı 47 olup tablodan anlaşıldığı gibi gerekli olan izleyici sayısı 31 ile 47 arasında değişmektedir. IEEE 24 Baralı Test Sistemi ve IEEE 30 Baralı Test Sistemi'nde olduğu gibi IEEE 118 Baralı Test Sistemi'nde de eşik değeri artıkça gerekli izleyici sayısının azaldığı görülmüştür. Bu tezdeki amacımız sistemdeki tüm baraları en az sayıda izleyici kullanarak izlemek olduğu için 0.9 p.u voltaj eşiği değeri için elde edilen sonuç dikkate alınmıştır.

Voltaj eşiği 0.9 p.u için gerekli olan bu 31 izleyicinin konumları sırasıyla 10, 13, 16, 18, 22, 24, 25, 26, 33, 36, 40, 43, 45, 47, 48, 57, 58, 59, 62, 67, 72, 73, 75, 79, 102, 113, 115, 117, 118 ve 98 numaralı baralardır. Burada dikkat edilmesi gereken nokta 0.9 p.u voltaj eşiği değeri için optimizasyon işlemi uygulandığında gerekli izleyici sayısının 30 olduğu görülmektedir. Ancak elde edilen 30 izleyici sistemin tamamını izleyememektedir. İzlenmeyen bara ise 98 numaralı baradır. Amacımız sistemin tamamını izlemek olduğu için 98 numaralı baraya ilave olarak bir izleyici daha yerleştirilerek sistemin tamamının izlenmesi sağlanır. Böylece sistemde bulunan 118 baranın tümü en az bir izleyici tarafından izlenir.

IEEE Test 118 sistemine İTP yöntemi uygulandıktan sonra Materyal ve Yöntem kısmında belirtilen GA yöntemi uygulanmıştır. Elde edilen sonuçlar IEEE 24 Baralı Test Sistemi ve IEEE 30 Baralı Test Sistemi'nde olduğu gibi kaydedilmiştir.



Şekil 4.2. IEEE 30 Baralı Test Sistemi (Flg, 2008)

Çizelge 4.6. IEEE 118 Baralı Test Sistemi Genetik Algoritma Benzetim Sonuçları

Voltaj Eşik Değeri(p)	İzleyici Konumu	İzleyici Sayısı
0.9	9, 11, 16, 18, 22, 24, 25, 26, 33, 36, 40, 42, 43, 45, 47, 48, 52, 57, 59, 62, 67, 72, 73, 75, 79, 87, 113, 115, 117, 118, (98)	31
0.8	2, 10, 13, 14, 16, 18, 21, 23, 24, 25, 26, 28, 33, 36, 39, 41, 43, 45, 46, 47, 48, 53, 57, 59, 61, 62, 67, 71, 72, 74, 79, 87, 97, 112, 113, 117, 118	37
0.7	1, 9, 13, 14, 16, 18, 19, 21, 23, 24, 25, 26, 27, 31, 33, 36, 39, 41, 42, 43, 45, 46, 47, 48, 50, 52, 54, 57, 59, 60, 62, 63, 67, 71, 72, 74, 79, 86, 97, 98, 112, 113, 117, 118	44
0.6	1, 7, 10, 13, 14, 16, 18, 19, 21, 23, 24, 25, 26, 29, 33, 36, 39, 41, 42, 43, 44, 46, 47, 48, 50, 53, 54, 57, 58, 59, 60, 62, 63, 67, 71, 72, 74, 79, 86, 88, 97, 98, 105, 113, 114, 117, 118	47

IEEE 118 Baralı Test Sistemi için optimizasyon problemi GA yöntemi kullanılarak elde edilen sonuçlar çizelge 4.6.'da gösterilmiştir. Burada sırasıyla 0.9, 0.8, 0.7 ve 0.6 p.u voltaj eşiği değerleri için ayrı ayrı 10 defa simüle edilerek minimum sayıda izleyici sayısını veren sonuçlar yukarıdaki tabloda gösterilmiştir. Çizelge 4.6. incelendiğinde 0.9 p.u voltaj eşiği için gerekli izleyici sayısı 31, 0.8 p.u voltaj eşiği gerekli izleyici sayısı 37, 0.7 p.u voltaj eşiği için gerekli izleyici sayısı 44 ve 0.6 p.u voltaj eşiği için gerekli izleyici sayısı 47 olup tablodan anlaşıldığı gibi gerekli olan izleyici sayısı 31 ile 47 arasında değişmektedir. Bu tezdeki amacımız sistemdeki tüm baraları en az sayıda izleyici kullanarak izlemek olduğu için 0.9 p.u voltaj eşiği değeri için elde edilen sonuç dikkate alınmıştır. Ancak burada dikkat edilmesi gereken şey iki yöntemden elde edilen izleyici sayısı 30 adettir. Elde edilen 30 adet monitör 118 baranın tamamını okuyamamaktadır çünkü 98 numaralı bara açıkta kalmaktadır. Tezin amacı sistemdeki her bir baranın en az bir izleyici tarafından izlenmesi olduğundan dolayı açıkta kalan 98 numaralı baraya ilave olarak bir adet izleyici konularak problem çözülmüştür. IEEE 118 Baralı Test Sisteminde İTP ve GA yöntemlerinden elde edilen sonuçlara bakıldığında her iki yöntemden elde edilen sonuçlar birbirini desteklemektedir sadece izleyici konumlar farklı olmaktadır.

Çizelge 4.7. IEEE 145 Baralı Test Sistemi İkili Tam Sayılı Programlama Benzetim Sonuçları

Voltaj Eşik Değeri(p)	İzleyici Konumu	İzleyici Sayısı
0.9	11,13,32,43,44,49,50,52,55,58,64,65,68,70,71,75,79,81,84,85,86,87,88,89,96,97,99,101,103,104,106,109,111,112,129,133	36
0.8	11,13,15,16,21,26,31,33,38,39,40,45,46,49,50,51,52,53,64,65,68,70,71,75,81,84,85,86,87,88,89,91,95,96,97,99,101,103,104,107,109,111,112, 123,133,145	46
0.7	8,11,13,15,16,19,20,26,31,32,38,39,40,43,44,49,50,51,52,53,64,65,68,70,71,75,78,81,84,85,86,87,88,89,91,94,96,97,99,100,101,103,104,107,109,112,123,129,133,140	50
0.6	8,11,13,15,16,18,19,20,21,26,28,29,31,32,38,39,40,43,44,49,50,51,52,53,54,55,56,57,62,64,65,68,70,71,77,78,81,83,84,85,87,88,90,91,95,96,97,98,99,100,101,103,104,106,107,109,112,123,127,133,137	61

Çizelge 4.7.' de IEEE 145 baralı sistemin test sonuçlarını göstermektedir. İTP yöntemi bu seferde IEEE Test 118 Sistemi'nden daha büyük IEEE Test 145 Sistemi'ne uygulanmıştır. Bu yöntemden elde edilen sonuçlar incelendiğinde 0.9 p.u voltaj eşiği için gerekli izleyici sayısı 36, 0.8 p.u voltaj eşiği için gerekli izleyici sayısı 46, 0.7 p.u voltaj eşiği için gerekli izleyici sayısı 50 ve 0.6 p.u voltaj eşiği için gerekli izleyici sayısı 61 dir. Çizelgeden anlaşıldığı gibi ihtiyaç duyulan izleyici sayısı 36 ile 61 arasında değişmektedir. Burada diğer bara sistemlerinde olduğu gibi voltaj eşiği değeri artıkça gerekli olan izleyici sayısında azalma görülür. Çizelge 4.7. sonuçlarında İTP kullanarak elde edilen en az sayıda izleyici sayısı 0.9 p.u eşik değeri için 36 olduğu görülmektedir. Bu izleyicilerin konumları ise sırasıyla 11, 13, 32, 43, 44, 49, 50, 52, 55, 58, 64, 65, 68, 70, 71, 75, 79, 81, 84, 85, 86, 87, 88, 89, 96, 97, 99, 101, 103, 104, 106, 109, 111, 112, 129 ve 133 numaralı baralardır. Sistemde bulunan 145 baranın tümü en az bir izleyici tarafından izlenir. Böylece gerekli 36 izleyici sayesinde sistemde açıkta bir tane bara bile kalmadan sistemin tümü izlenebilir. Optimizasyon problemi son olarak IEEE 145 Baralı Test Sistemi'nde GA yöntemi kullanılarak çözülmüş ve sonuçlar Çizelge 4.8.' de gösterilmiştir. GA sonuçları rassal olduğu için her p değeri için yapılan 10 adet benzetim yapılmış ve monitör sayısı en az olan sonuçlar çizelge 4.8' de gösterilmiştir.

Çizelge 4.8. IEEE 145 Baralı Test Sistemi Genetik Algoritma Benzetim Sonuçları

Voltaj Eşik Değeri(p)	İzleyici Konumu	İzleyici Sayısı
0.9	11, 13, 23, 28, 32, 37, 41, 44, 47, 49, 52, 55, 58, 62, 64, 65, 68, 70, 71, 74, 80, 81, 82, 84, 85, 88, 96, 97, 99, 101, 103, 104, 111, 112, 123, 133	36
0.8	8, 11, 13, 15, 16, 21, 26, 29, 30, 31, 32, 38, 39, 40, 41, 45, 48, 50, 51, 52, 53, 62, 64, 65, 68, 70, 71, 81, 84, 85, 87, 88, 91, 95, 96, 97, 99, 101, 103, 104, 107, 109, 112, 123, 133, 137	46
0.7	7, 8, 11, 13, 15, 16, 19, 20, 24, 26, 28, 30, 31, 32, 38, 39, 40, 41, 44, 47, 49, 51, 52, 53, 60, 62, 64, 65, 68, 70, 71, 81, 82, 84, 85, 87, 88, 91, 96, 97, 99, 100, 101, 103, 107, 112, 123, 127, 133, 137	50
0.6	8, 11, 13, 15, 16, 18, 19, 20, 21, 24, 26, 28, 29, 30, 31, 32, 38, 39, 40, 42, 43, 47, 49, 51, 52, 53, 54, 55, 56, 57, 60, 62, 64, 65, 68, 70, 71, 81, 83, 84, 85, 87, 88, 90, 91, 96, 97, 98, 99, 100, 101, 103, 104, 106, 107, 109, 112, 123, 127, 133, 137	61

Çizelge 4.8. incelendiğinde 0.9 p.u voltaj eşiği için gerekli izleyici sayısı 36, 0.8 p.u voltaj eşiği gerekli izleyici sayısı 46, 0.7 p.u voltaj eşiği için gerekli izleyici sayısı 50 ve 0.6 p.u voltaj eşiği için gerekli izleyici sayısı 61 olmaktadır. Çizelgeden anlaşıldığı gibi ihtiyaç duyulan izleyici sayısı 36 ile 61 arasında değişmektedir. Bu tezdeki amacımız sistemdeki tüm baraları en az sayıda izleyici kullanarak izlemek olduğu için diğer bara sistemlerinde uyguladığımız gibi 0.9 p.u voltaj eşiği değeri için elde edilen sonuç dikkate alınmıştır. Voltaj eşiği 0.9 p.u için izleyici konumları sırasıyla 11, 13, 23, 28, 32, 37, 41, 44, 47, 49, 52, 55, 58, 62, 64, 65, 68, 70, 71, 74, 80, 81, 82, 84, 85, 88, 96, 97, 99, 101, 103, 104, 111, 112, 123 ve 133 baraların olduğu görülür. Voltaj eşiği 0.9 p.u. için GA' da elde edilen sonuç İTP ile elde edilen sonuç karşılaştırıldığında monitör sayısı aynı ama izleyici konumlarının farklı olduğu görülmektedir. Elde edilen izleyici konumları farklı olsa da sistemde herhangi bir bara açıkta kalmadan sistemin tamamı izlenebilmekte olup bu durum diğer voltaj eşik değerleri içinde geçerlidir. GA yönteminde elde edilen izleyici konumlarının İTP'den farklı olması GA' nın bize farklı çözümleri verdiğinin gösterir. Çizelge 4.7. ve Çizelge 4.8.' de kaydedilen **s**onuçlar incelendiğinde ihtiyaç duyulan izleyici sayısının her iki yöntemde de aynı olduğu görülmektedir.

5. SONUÇLAR ve ÖNERİLER

Elektrik dağıtım sistemlerinde meydana gelen bir güç kalitesi problemi olan gerilim düşümlerini en az sayıda izleyici ile izlemek ve bu izleyicileri dağıtım sisteminin tamamını kapsayacak şekilde konumlandırılmaya çalışılmıştır. Bu amacı gerçekleştirmek amacıyla İTP ve GA yöntemleri sırasıyla üzerinde çalışılan IEEE 24 Baralı Test Sistemi, IEEE 30 Baralı Test Sistemi, IEEE 118 Baralı Test Sistemi ve IEEE 50 Jeneratör 145 Baralı Test Sistemi üzerine uygulanmıştır.

Gerekli sayıda izleyici sayısını bulurken öncelikle üzerinde çalışmak istediğimiz dört farklı test sistemi için bir empedans matrisi oluşturulmuş ve ardından üç fazlı arıza sırasında meydana gelen bara gerilimlerini içeren bir matris oluşturulmuştur. Arıza sırasında gerilimleri içeren matris dikkate alınarak Monitör Erişim Alanı matrisi oluşturulmuştur. Monitör Erişim Alanı matrisi oluşturulduktan sonra optimizasyon problemi oluşturulmuştur. Mevcut optimizasyon problemi MATLAB ortamında İTP yöntemiyle ve OCTAVE ortamında GA yöntemiyle çözülmüş olup elde edilen sonuçlar çizelgelere dökülerek tezin Araştırma Bulguları ve Tartışma bölümünde paylaşılmıştır. İTP yöntemi ile elde edilen sonuçlardan emin olmak amacıyla GA yöntemi kullanılarak mevcut dört sistemin her biri dört voltaj eşiği için ayrı ayrı simüle edilmiş olup elde edilen sonuçlara bakıldığında İTP yöntemi ile elde edilen sonuçlara paralel sonuçlar elde edilmiştir. Yine aynı şekilde çizelgeler incelendiğinde voltaj eşiği değeri artıkça monitör sayısında bir azalma olduğu, GA'nın bize farklı çözümler verdiği ve GA yönteminde bara sayısı artığında benzetim süresinin arttığı gözlemlenmiştir.

Tezimizin amacı herhangi bir dağıtım şebekesine en az sayıda ve bu en az sayıdaki izleyicileri bütün baraların görebileceği şekilde konumlandırmaktır. Çünkü izleyici denilen cihazlar çok pahalıdır. Tezin benzetim sonuçlarına baktığımızda bu tez iki yöntemi deneyerek amacına ulaşmıştır.

KAYNAKLAR

ALMEDİA, A., MOREİRA, L., and DELGADO, J., 2003. Power Quality Problems and New Solutions. The Renewable Energy & Power Quality Journal, 1(1): 25-33.

ALTEKSAN, 2020, https://www.alteksan.com/izolasyon-trafosu-nedir, Erişim Tarihi: 31.07.2022

AVENDANO-MORA, M., and MİLANOVİC, J. V., 2012. Generalized formulation of the optimal monitor placement problem for fault location. Electric Power System Research, 93(2012): 120-126.

BOLAT, B., EROL, K. O., ve İMRAK, C. E., 2004. Genetıc Algorıthms In Engıneerıng Applıcatıons And The Functıon Of Operators. Journal Of Engineering And Natural Sciences Mühendislik ve Fen Bilimleri Dergisi, 264-271.

BOZALİ, B., ve ÖZTÜRK., A., 2020. Türkiye 400 KV'luk Güç Sistemi İçin Optimal Fazör Ölçüm Birimlerinin Yerleşim Yerlerinin Belirlenmesi. Düzce Üniversitesi Bilim ve Teknoloji Dergisi, 1319-1336.

BRANCO, H. M., OLESKOVİCZ, M., DELBEM, A. C., and COURY, D. V., 2014. Optimized allocation of power quality monitors in transmission systems: A multiobjective approach. Electrical Power and Energy Systems, 156-166.

COLLEY, D. A., 1999. An Introduction to Genetic Algorihms for Scientists and Engineers. World Scientific Publishing Co. Pte. Ltd, Devon, 223s.

COŞKUN, E. 2018. Octave ile sayısal hesaplama ve kodlama. Karadeniz Teknik Üniversitesi, Trabzon, 169s.

DAS, J. D., 2002. Power System Analysis Short-Circuit Load Flow and Harmonics. Marcel Dekker, Inc., Newyork, 884s.

DHİNGRA, A., and SHARMA, K., 2014. Power Quality Issues: Monitoring & Measurement. International Journal of Electronic and Electrical Engineering,7(10): 1049-1056.

DUGAN, R. C., MCGRANAGHAN, M. F., BEATY, H. W., and SANTOSO, S., 2004.Electrical Power Systems Quality 2nd ed. McGraw-Hiil Comp, Newyork, 521s.

ELPHİCK, S., CİUFO, P., SMİTH, V., and PERERA, P., 2015. Summary of the Economic Impacts of Power Quality on Consumers. 2015 Australasian Universities Energy Engineering Conference (AUPEC), 27-30 September 2015, Wollongong, Australia.

FCM Kesintisiz Güç Kaynakları, 2008, http://www.fcmups.com/detay.asp?kat_id=105&id=5&lisan_id=2, Erişim Tarihi :31.07.2022

FGL, 2008, https://fglongatt.org/OLD/Test_Case_IEEE_30.html, Erişim Tarihi 1.07.2022

GİTHUB. 2022, https://github.com/MATPOWER/matpower/blob/master/data/case24_ieee_rts.m, Erişim Tarihi: 20.03.2021

GOLDBERG, D. E., 1989. Genetic Algorithms in search, optimization and Machine Learning.The Universty of Alabama, Tuscaloosa, 412s.

HAOTİAN, S., X. D., HAO,Y., FANG, Z., SHANSHAN, L., JUN, Z., XİNXİANG, W., and YONGHENG, L., 2018. Optimal Monitoring Allocation by Considering Voltage Sags Locating and Disturbance Tolerance. 2018 China International Conference on Electricity Distribution(CICED), 17-19 September 2018, Tianjin 954-959.

IEEE Std 1159-2019, 2019. IEEE Recommended Practice for Monitoring Electric Power Quality in IEEE Std 1159-2019 (Revision of IEEE Std 1159-2009). 98s.

IGUAL R., MEDRANO, C., ARCEGA, F. J., and MANTESCU, G., 2018. Integral mathematical model of power quality disturbances. 2018 18th International Conference on Harmonics and Quality of Power (ICHQP),13-16 May 2018, 1-6.

İSMAİL, R., SAİD, D., AHMED, N., ABDULLAH, N. P., HASSAN., M. Y., and İDRİS, A. O., 2018. Optimization Method for Voltage Sag Monitör Placement in Power System. İnternational Journal of Electrical Engineering and Applied Science,1(1): 71-79.

KAVİTHA, V., and SUBRAMANİAN, K., 2017. Investigation of Power Quality Issues and Its Solution for Distributed Power System. 2017 International Conference on circuits Power and Computing Technologies [ICCPCT], 20-21 April 2017, İndian.

KAZEMİ, A., MOHAMED, A., SHAREEF, H., and ZAYANDEHROODİ, H., 2013. Optimal power quality monitor placement using genetic algorithm and Mallow's Cp. Electrical Power and Energy Systems, 564-575.

KOMHEDOS, 2022, https://komhedos.com/sezgisel-en-iyileme-yontemleri, Erişim Tarihi: 02.09.2022

KUMAR, P. (2017). A Review of Power Quality Problems. A Review of Power Quality Problems, Standards and Solutions. International Research Journal of Engineering and Technology (IRJET),4(1): 1765-1775.

KUSKO, A., and THOMPSON, M. T., 2007. Power Quality in Electrical Systems The McGraw-Hill Companies, USA, 225s.

LIM, Y. S., and STRBAC, G., 2002. Analytical Approach To Probabilistic Prediction of Voltage Sags on Transmission Networks. IEE Proceedings - Generation Transmission and Distribution, 7-14.

MATHWORKS,. 2022,. www.mathworks.com, Erişim Tarihi: 01.07.2022

MATLAB and Optimization Toolbox Release R2013a, The MathWorks, Inc., USA.

MAZLUMİ, K., ABYANEH, H. A., GERİVANİ, Y., and PORDANJANİ, I. R., 2007. A New Optimal Meter Placement Method for Obtaining a Transmission System Indices. 2007 IEEE Lausanne Power Tech, 1165-1169.

MİLLER, B. L., and GOLDBERG., D. E., 1995. Genetic Algorithms, Tournament Selection, and the Effects of Nois. Complex Systems, 9: 193-212.

MİTCHELL, M., 1999. An Introduction to Genetic Algorithms. Massachusetts Institute of Technology, Cambridge, 158s.

MORİ, M., and TSENG, C. C., 1996. A Genetic Algorithm for Multi-Mode Resource Constrained Project Scheduling Problem. European Journal of Operational Researc, 100: 134-141.

OLGUİN, G., 2003. Stochastic Assessment of Voltage Dips Caused by Faults in Large Transmission System. Chalmers Unıversıty Of Technology, School of Electrical Engineering, Thesis For The Degree Of Licentiate Of Engineering, Göteborg Sweden, 113s.

OLGUİN, G., VUİNOVİCH, F., and BOLLEN, M. H. J., 2006. An Optimal Monitoring Program For Obtaining Voltage Sag System Indexes. IEEE Transactıons On Power Systems, 21(1):378-384.

ÖZTÜRK, A., 2007. Güç Sistemlerindeki Gerilim Kararlılığının Genetik Algoritma İle incelenmesi. Sakarya Üniversitesi Fen Bilimmleri Enstitüsü, Doktora Tezi, Sakarya, 167s.

PAKSOY, S., and UZUN, A., 2008. Genetik Algoritma İle Kaynak Kısıtlı Proje Çizelgeleme. Çukurova .Üniversitesi Sosyal Bilimler Enstitüsü Dergis, 17(2): 345-362.

RESEARCHGATE, 2022, https://www.researchgate.net/figure/The-structure-diagram-of-the-IEEE-24-bus-system_fig1_323973440, Erişim Tarihi: 01.07.2022

ROJİN, R. K., 2013. A Revıew Of Power Qualıty Problems and Solutıons In Electrıcal Power System. International Journal of Advanced Research in Electrical, Electronics and Instrumentation Engineering, 2(11): 5605-5614.

STRİNFİXER, 2022, https://stringfixer.com/tr/Static_VAR_compensator, Erişim Tarihi: 31.07.2022

TANG, J., DİNGWEİ, W., IP, A., and FUNG, R. Y., 1998. A Hybrid Genetic Algorithm for a Type of Nonlinear Programming Problem. Computers Math. Applic, 36(5): 11-21.

TANG, Y., XU, Y., and HONG, W., 2014. Voltage Sag Monitors Optimal Allocation Using On Fuzzy Control Model. 2014 International Conference on Power System Technology (POWERCON 2014),17-19 September 2018, Tianjin, 2179-2185.

TEİAŞ,.2022, https://www.teias.gov.tr/kurulu-guc-raporlari, Erişim Tarihi: 10.07.2022

UNİVERSİTY OF WASHİNGTON, 2021, https://labs.ece.uw.edu/pstca/dyn50/pg_tcadd50.htm, Erişim Tarihi: 13.07.2021

UNİVERSİTY OF WASHİNGTON, 2021, https://labs.ece.uw.edu/pstca/pf118/pg_tca118bus.htm, Erişim Tarihi: 13.07.2021

UNİVERSİTY OF WASHİNGTON, 2021, https://labs.ece.uw.edu/pstca/pf30/pg_tca30bus.htm, Erişim Tarihi: 11.06.2021

EKLER

EK 1. IEEE 24 Baralı Test Sistemi Data Bilgileri

F	T	X	R	B	rA	rB	rC	rat	ang	sts	angmin	angmax
1	2	0.0026	0.0139	0.4611	175	250	200	0	0	1	-360	360;
1	3	0.0546	0.2112	0.0572	175	208	220	0	0	1	-360	360;
1	5	0.0218	0.0845	0.0229	175	208	220	0	0	1	-360	360;
2	4	0.0328	0.1267	0.0343	175	208	220	0	0	1	-360	360;
2	6	0.0497	0.192	0.052	175	208	220	0	0	1	-360	360;
3	9	0.0308	0.119	0.0322	175	208	220	0	0	1	-360	360;
3	24	0.0023	0.0839	0	400	510	600	1.03	0	1	-360	360;
4	9	0.0268	0.1037	0.0281	175	208	220	0	0	1	-360	360;
5	10	0.0228	0.0883	0.0239	175	208	220	0	0	1	-360	360;
6	10	0.0139	0.0605	2.459	175	193	200	0	0	1	-360	360;
7	8	0.0159	0.0614	0.0166	175	208	220	0	0	1	-360	360;
8	9	0.0427	0.1651	0.0447	175	208	220	0	0	1	-360	360;
8	10	0.0427	0.1651	0.0447	175	208	220	0	0	1	-360	360;
9	11	0.0023	0.0839	0	400	510	600	1.03	0	1	-360	360;
9	12	0.0023	0.0839	0	400	510	600	1.03	0	1	-360	360;
10	11	0.0023	0.0839	0	400	510	600	1.02	0	1	-360	360;
10	12	0.0023	0.0839	0	400	510	600	1.02	0	1	-360	360;
11	13	0.0061	0.0476	0.0999	500	600	625	0	0	1	-360	360;
11	14	0.0054	0.0418	0.0879	500	625	625	0	0	1	-360	360;
12	13	0.0061	0.0476	0.0999	500	625	625	0	0	1	-360	360;
12	23	0.0124	0.0966	0.203	500	625	625	0	0	1	-360	360;
13	23	0.0111	0.0865	0.1818	500	625	625	0	0	1	-360	360;
14	16	0.005	0.0389	0.0818	500	625	625	0	0	1	-360	360;
15	16	0.0022	0.0173	0.0364	500	600	625	0	0	1	-360	360;
15	21	0.0063	0.049	0.103	500	600	625	0	0	1	-360	360;
15	21	0.0063	0.049	0.103	500	600	625	0	0	1	-360	360;
15	24	0.0067	0.0519	0.1091	500	600	625	0	0	1	-360	360;
16	17	0.0033	0.0259	0.0545	500	600	625	0	0	1	-360	360;
16	19	0.003	0.0231	0.0485	500	600	625	0	0	1	-360	360;
17	18	0.0018	0.0144	0.0303	500	600	625	0	0	1	-360	360;
17	22	0.0135	0.1053	0.2212	500	600	625	0	0	1	-360	360;
18	21	0.0033	0.0259	0.0545	500	600	625	0	0	1	-360	360;
18	21	0.0033	0.0259	0.0545	500	600	625	0	0	1	-360	360;
19	20	0.0051	0.0396	0.0833	500	600	625	0	0	1	-360	360;
19	20	0.0051	0.0396	0.0833	500	600	625	0	0	1	-360	360;
20	23	0.0028	0.0216	0.0455	500	600	625	0	0	1	-360	360;

```
20  23  0.0028  0.0216  0.0455  500 600 625 0   0   1   -360    360;
21  22  0.0087  0.0678  0.1424  500 600 625 0   0   1   -360    360;
```

EK 2. IEEE 30 Baralı Test Sistemi Data Bilgileri

F	T	X	R	B	rA	rB	rC	rat	ang	sts	angmin	angmax
1	2	0.02	0.06	0.0528	130	130	130	0	0	1	-360	360;
1	3	0.05	0.19	0.0408	130	130	130	0	0	1	-360	360;
2	4	0.06	0.17	0.0368	65	65	65	0	0	1	-360	360;
3	4	0.01	0.04	0.0084	130	130	130	0	0	1	-360	360;
2	5	0.05	0.2	0.0418	130	130	130	0	0	1	-360	360;
2	6	0.06	0.18	0.0374	65	65	65	0	0	1	-360	360;
4	6	0.01	0.04	0.0090	90	90	90	0	0	1	-360	360;
5	7	0.05	0.12	0.0204	70	70	70	0	0	1	-360	360;
6	7	0.03	0.08	0.0170	130	130	130	0	0	1	-360	360;
6	8	0.01	0.04	0.0090	32	32	32	0	0	1	-360	360;
6	9	0	0.21	0	65	65	65	0	0	1	-360	360
6	10	0	0.56	0	32	32	32	0	0	1	-360	360;
9	11	0	0.21	0	65	65	65	0	0	1	-360	360;
9	10	0	0.11	0	65	65	65	0	0	1	-360	360;
4	12	0	0.26	0	65	65	65	0	0	1	-360	360;
12	13	0	0.14	0	65	65	65	0	0	1	-360	360;
12	14	0.12	0.26	0	32	32	32	0	0	1	-360	360;
12	15	0.07	0.13	0	32	32	32	0	0	1	-360	360;
12	16	0.09	0.2	0	32	32	32	0	0	1	-360	360;
14	15	0.22	0.2	0	16	16	16	0	0	1	-360	360;
16	17	0.08	0.19	0	16	16	16	0	0	1	-360	360;
15	18	0.11	0.22	0	16	16	16	0	0	1	-360	360;
18	19	0.06	0.13	0	16	16	16	0	0	1	-360	360;
19	20	0.03	0.07	0	32	32	32	0	0	1	-360	360;
10	20	0.09	0.21	0	32	32	32	0	0	1	-360	360;
10	17	0.03	0.08	0	32	32	32	0	0	1	-360	360;
10	21	0.03	0.07	0	32	32	32	0	0	1	-360	360;
10	22	0.07	0.15	0	32	32	32	0	0	1	-360	360;
21	22	0.01	0.02	0	32	32	32	0	0	1	-360	360;
15	23	0.1	0.2	0	16	16	16	0	0	1	-360	36 ;
22	24	0.12	0.18	0	16	16	16	0	0	1	-360	360;
23	24	0.13	0.27	0	16	16	16	0	0	1	-360	360;
24	25	0.19	0.33	0	16	16	16	0	0	1	-360	360;
25	26	0.25	0.38	0	16	16	16	0	0	1	-360	360;
25	27	0.11	0.21	0	16	16	16	0	0	1	-360	360;
28	27	0	0.4	0	65	65	65	0	0	1	-360	360;
27	29	0.22	0.42	0	16	16	16	0	0	1	-360	360;
27	30	0.32	0.6	0	16	16	16	0	0	1	-360	360;
29	30	0.24	0.45	0	16	16	16	0	0	1	-360	360;
8	28	0.06	0.2	0.0428	32	32	32	0	0	1	-360	360;

6 28 0.02 0.06 0.0130 32 32 32 0 0 1 -360 360;

EK 3. IEEE 118 Baralı Test Sistemi Data Bilgileri

F	T	X	R	B	rA	rB	rC	rat	ang	sts	angmin	angmax
1	2	0.0303	0.0999	0.0254	0	0	0	0	0	1	-360	360;
1	3	0.0129	0.0424	0.01082	0	0	0	0	0	1	-360	360;
4	5	0.00176	0.00798	0.0021	0	0	0	0	0	1	-360	360;
3	5	0.0241	0.108	0.0284	0	0	0	0	0	1	-360	360;
5	6	0.0119	0.054	0.01426	0	0	0	0	0	1	-360	360;
6	7	0.00459	0.0208	0.0055	0	0	0	0	0	1	-360	360;
8	9	0.00244	0.0305	1.162	0	0	0	0	0	1	-360	360;
8	5	0	0.0267	0	0	0	0	0.985	0	1	-360	360;
9	10	0.00258	0.0322	1.23	0	0	0	0	0	1	-360	360;
4	11	0.0209	0.0688	0.01748	0	0	0	0	0	1	-360	360;
5	11	0.0203	0.0682	0.01738	0	0	0	0	0	1	-360	360;
11	12	0.00595	0.0196	0.00502	0	0	0	0	0	1	-360	360;
2	12	0.0187	0.0616	0.01572	0	0	0	0	0	1	-360	360;
3	12	0.0484	0.16	0.0406	0	0	0	0	0	1	-360	360;
7	12	0.00862	0.034	0.00874	0	0	0	0	0	1	-360	360;
11	13	0.02225	0.0731	0.01876	0	0	0	0	0	1	-360	360;
12	14	0.0215	0.0707	0.01816	0	0	0	0	0	1	-360	360;
13	15	0.0744	0.2444	0.06268	0	0	0	0	0	1	-360	360;
14	15	0.0595	0.195	0.0502	0	0	0	0	0	1	-360	360;
12	16	0.0212	0.0834	0.0214	0	0	0	0	0	1	-360	360;
15	17	0.0132	0.0437	0.0444	0	0	0	0	0	1	-360	360;
16	17	0.0454	0.1801	0.0466	0	0	0	0	0	1	-360	360;
17	18	0.0123	0.0505	0.01298	0	0	0	0	0	1	-360	360;
18	19	0.01119	0.0493	0.01142	0	0	0	0	0	1	-360	360;
19	20	0.0252	0.117	0.0298	0	0	0	0	0	1	-360	360;
15	19	0.012	0.0394	0.0101	0	0	0	0	0	1	-360	360;
20	21	0.0183	0.0849	0.0216	0	0	0	0	0	1	-360	360;
21	22	0.0209	0.097	0.0246	0	0	0	0	0	1	-360	360;
22	23	0.0342	0.159	0.0404	0	0	0	0	0	1	-360	360;
23	24	0.0135	0.0492	0.0498	0	0	0	0	0	1	-360	360;
23	25	0.0156	0.08	0.0864	0	0	0	0	0	1	-360	360;
26	25	0	0.0382	0	0	0	0	0.96	0	1	-360	360;
25	27	0.0318	0.163	0.1764	0	0	0	0	0	1	-360	360;
27	28	0.01913	0.0855	0.0216	0	0	0	0	0	1	-360	360;
28	29	0.0237	0.0943	0.0238	0	0	0	0	0	1	-360	360;
30	17	0	0.0388	0	0	0	0	0.96	0	1	-360	360;
8	30	0.00431	0.0504	0.514	0	0	0	0	0	1	-360	360;
26	30	0.00799	0.086	0.908	0	0	0	0	0	1	-360	360;
17	31	0.0474	0.1563	0.0399	0	0	0	0	0	1	-360	360;

29 31 0.0108 0.0331 0.0083 0 0 0 0 0 1 -360 360;
23 32 0.0317 0.1153 0.1173 0 0 0 0 0 1 -360 360;
31 32 0.0298 0.0985 0.0251 0 0 0 0 0 1 -360 360;
27 32 0.0229 0.0755 0.01926 0 0 0 0 0 1 -360 360;
15 33 0.038 0.1244 0.03194 0 0 0 0 0 1 -360 360;
19 34 0.0752 0.247 0.0632 0 0 0 0 0 1 -360 360;
35 36 0.00224 0.0102 0.00268 0 0 0 0 0 1 -360 360;
35 37 0.011 0.0497 0.01318 0 0 0 0 0 1 -360 360;
33 37 0.0415 0.142 0.0366 0 0 0 0 0 1 -360 360;
34 36 0.00871 0.0268 0.00568 0 0 0 0 0 1 -360 360;
34 37 0.00256 0.0094 0.00984 0 0 0 0 0 1 -360 360;
38 37 0 0.0375 0 0 0 0 0.935 0 1 -360 360;
37 39 0.0321 0.106 0.027 0 0 0 0 0 1 -360 360;
37 40 0.0593 0.168 0.042 0 0 0 0 0 1 -360 360;
30 38 0.00464 0.054 0.422 0 0 0 0 0 1 -360 360;
39 40 0.0184 0.0605 0.01552 0 0 0 0 0 1 -360 360;
40 41 0.0145 0.0487 0.01222 0 0 0 0 0 1 -360 360;
40 42 0.0555 0.183 0.0466 0 0 0 0 0 1 -360 360;
41 42 0.041 0.135 0.0344 0 0 0 0 0 1 -360 360;
43 44 0.0608 0.2454 0.06068 0 0 0 0 0 1 -360 360;
34 43 0.0413 0.1681 0.04226 0 0 0 0 0 1 -360 360;
44 45 0.0224 0.0901 0.0224 0 0 0 0 0 1 -360 360;
45 46 0.04 0.1356 0.0332 0 0 0 0 0 1 -360 360;
46 47 0.038 0.127 0.0316 0 0 0 0 0 1 -360 360;
46 48 0.0601 0.189 0.0472 0 0 0 0 0 1 -360 360;
47 49 0.0191 0.0625 0.01604 0 0 0 0 0 1 -360 360;
42 49 0.0715 0.323 0.086 0 0 0 0 0 1 -360 360;
42 49 0.0715 0.323 0.086 0 0 0 0 0 1 -360 360;
45 49 0.0684 0.186 0.0444 0 0 0 0 0 1 -360 360;
48 49 0.0179 0.0505 0.01258 0 0 0 0 0 1 -360 360;
49 50 0.0267 0.0752 0.01874 0 0 0 0 0 1 -360 360;
49 51 0.0486 0.137 0.0342 0 0 0 0 0 1 -360 360;
51 52 0.0203 0.0588 0.01396 0 0 0 0 0 1 -360 360;
52 53 0.0405 0.1635 0.04058 0 0 0 0 0 1 -360 360;
53 54 0.0263 0.122 0.031 0 0 0 0 0 1 -360 360;
49 54 0.073 0.289 0.0738 0 0 0 0 0 1 -360 360;
49 54 0.0869 0.291 0.073 0 0 0 0 0 1 -360 360;
54 55 0.0169 0.0707 0.0202 0 0 0 0 0 1 -360 360;
54 56 0.00275 0.00955 0.00732 0 0 0 0 0 1 -360 360;
55 56 0.00488 0.0151 0.00374 0 0 0 0 0 1 -360 360;
56 57 0.0343 0.0966 0.0242 0 0 0 0 0 1 -360 360;
50 57 0.0474 0.134 0.0332 0 0 0 0 0 1 -360 360;
56 58 0.0343 0.0966 0.0242 0 0 0 0 0 1 -360 360;
51 58 0.0255 0.0719 0.01788 0 0 0 0 0 1 -360 360;
54 59 0.0503 0.2293 0.0598 0 0 0 0 0 1 -360 360;

56 59 0.0825 0.251 0.0569 0 0 0 0 0 1 -360 360;
56 59 0.0803 0.239 0.0536 0 0 0 0 0 1 -360 360;
55 59 0.04739 0.2158 0.05646 0 0 0 0 0 1 -360 360;
59 60 0.0317 0.145 0.0376 0 0 0 0 0 1 -360 360;
59 61 0.0328 0.15 0.0388 0 0 0 0 0 1 -360 360;
60 61 0.00264 0.0135 0.01456 0 0 0 0 0 1 -360 360;
60 62 0.0123 0.0561 0.01468 0 0 0 0 0 1 -360 360;
61 62 0.00824 0.0376 0.0098 0 0 0 0 0 1 -360 360;
63 59 0 0.0386 0 0 0 0 0.96 0 1 -360 360;
63 64 0.00172 0.02 0.216 0 0 0 0 0 1 -360 360;
64 61 0 0.0268 0 0 0 0 0.985 0 1 -360 360;
38 65 0.00901 0.0986 1.046 0 0 0 0 0 1 -360 360;
64 65 0.00269 0.0302 0.38 0 0 0 0 0 1 -360 360;
49 66 0.018 0.0919 0.0248 0 0 0 0 0 1 -360 360;
49 66 0.018 0.0919 0.0248 0 0 0 0 0 1 -360 360;
62 66 0.0482 0.218 0.0578 0 0 0 0 0 1 -360 360;
62 67 0.0258 0.117 0.031 0 0 0 0 0 1 -360 360;
65 66 0 0.037 0 0 0 0 0.935 0 1 -360 360;
66 67 0.0224 0.1015 0.02682 0 0 0 0 0 1 -360 360;
65 68 0.00138 0.016 0.638 0 0 0 0 0 1 -360 360;
47 69 0.0844 0.2778 0.07092 0 0 0 0 0 1 -360 360;
49 69 0.0985 0.324 0.0828 0 0 0 0 0 1 -360 360;
68 69 0 0.037 0 0 0 0 0.935 0 1 -360 360;
69 70 0.03 0.127 0.122 0 0 0 0 0 1 -360 360;
24 70 0.00221 0.4115 0.10198 0 0 0 0 0 1 -360 360;
70 71 0.00882 0.0355 0.00878 0 0 0 0 0 1 -360 360;
24 72 0.0488 0.196 0.0488 0 0 0 0 0 1 -360 360;
71 72 0.0446 0.18 0.04444 0 0 0 0 0 1 -360 360;
71 73 0.00866 0.0454 0.01178 0 0 0 0 0 1 -360 360;
70 74 0.0401 0.1323 0.03368 0 0 0 0 0 1 -360 360;
70 75 0.0428 0.141 0.036 0 0 0 0 0 1 -360 360;
69 75 0.0405 0.122 0.124 0 0 0 0 0 1 -360 360;
74 75 0.0123 0.0406 0.01034 0 0 0 0 0 1 -360 360;
76 77 0.0444 0.148 0.0368 0 0 0 0 0 1 -360 360;
69 77 0.0309 0.101 0.1038 0 0 0 0 0 1 -360 360;
75 77 0.0601 0.1999 0.04978 0 0 0 0 0 1 -360 360;
77 78 0.00376 0.0124 0.01264 0 0 0 0 0 1 -360 360;
78 79 0.00546 0.0244 0.00648 0 0 0 0 0 1 -360 360;
77 80 0.017 0.0485 0.0472 0 0 0 0 0 1 -360 360;
77 80 0.0294 0.105 0.0228 0 0 0 0 0 1 -360 360;
79 80 0.0156 0.0704 0.0187 0 0 0 0 0 1 -360 360;
68 81 0.00175 0.0202 0.808 0 0 0 0 0 1 -360 360;
81 80 0 0.037 0 0 0 0 0.935 0 1 -360 360;
77 82 0.0298 0.0853 0.08174 0 0 0 0 0 1 -360 360;
82 83 0.0112 0.03665 0.03796 0 0 0 0 0 1 -360 360;

```
83  84  0.0625  0.132   0.0258  0   0   0   0   0   1   -360    360;
83  85  0.043   0.148   0.0348  0   0   0   0   0   1   -360    360;
84  85  0.0302  0.0641  0.01234 0   0   0   0   0   1   -360    360;
85  86  0.035   0.123   0.0276  0   0   0   0   0   1   -360    360;
86  87  0.02828 0.2074  0.0445  0   0   0   1   0   1   -360    360;
85  88  0.02    0.102   0.0276  0   0   0   0   0   1   -360    360;
85  89  0.0239  0.173   0.047   0   0   0   0   0   1   -360    360;
88  89  0.0139  0.0712  0.01934 0   0   0   0   0   1   -360    360;
89  90  0.0518  0.188   0.0528  0   0   0   0   0   1   -360    360;
89  90  0.0238  0.0997  0.106   0   0   0   0   0   1   -360    360;
90  91  0.0254  0.0836  0.0214  0   0   0   0   0   1   -360    360;
89  92  0.0099  0.0505  0.0548  0   0   0   0   0   1   -360    360;
89  92  0.0393  0.1581  0.0414  0   0   0   0   0   1   -360    360;
91  92  0.0387  0.1272  0.03268 0   0   0   0   0   1   -360    360;
92  93  0.0258  0.0848  0.0218  0   0   0   0   0   1   -360    360;
92  94  0.0481  0.158   0.0406  0   0   0   0   0   1   -360    360;
93  94  0.0223  0.0732  0.01876 0   0   0   0   0   1   -360    360;
94  95  0.0132  0.0434  0.0111  0   0   0   0   0   1   -360    360;
80  96  0.0356  0.182   0.0494  0   0   0   0   0   1   -360    360;
82  96  0.0162  0.053   0.0544  0   0   0   0   0   1   -360    360;
94  96  0.0269  0.0869  0.023   0   0   0   0   0   1   -360    360;
80  97  0.0183  0.0934  0.0254  0   0   0   0   0   1   -360    360;
80  98  0.0238  0.108   0.0286  0   0   0   0   0   1   -360    360;
80  99  0.0454  0.206   0.0546  0   0   0   0   0   1   -360    360;
92  100 0.0648  0.295   0.0472  0   0   0   0   0   1   -360    360;
94  100 0.0178  0.058   0.0604  0   0   0   0   0   1   -360    360;
95  96  0.0171  0.0547  0.01474 0   0   0   0   0   1   -360    360;
96  97  0.0173  0.0885  0.024   0   0   0   0   0   1   -360    360;
98  100 0.0397  0.179   0.0476  0   0   0   0   0   1   -360    360;
99  100 0.018   0.0813  0.0216  0   0   0   0   0   1   -360    360;
100 101 0.0277  0.1262  0.0328  0   0   0   0   0   1   -360    360;
92  102 0.0123  0.0559  0.01464 0   0   0   0   0   1   -360    360;
101 102 0.0246  0.112   0.0294  0   0   0   0   0   1   -360    360;
100 103 0.016   0.0525  0.0536  0   0   0   0   0   1   -360    360;
100 104 0.0451  0.204   0.0541  0   0   0   0   0   1   -360    360;
103 104 0.0466  0.1584  0.0407  0   0   0   0   0   1   -360    360;
103 105 0.0535  0.1625  0.0408  0   0   0   0   0   1   -360    360;
100 106 0.0605  0.229   0.062   0   0   0   0   0   1   -360    360;
104 105 0.00994 0.0378  0.00986 0   0   0   0   0   1   -360    360;
105 106 0.014   0.0547  0.01434 0   0   0   0   0   1   -360    360;
105 107 0.053   0.183   0.0472  0   0   0   0   0   1   -360    360;
105 108 0.0261  0.0703  0.01844 0   0   0   0   0   1   -360    360;
106 107 0.053   0.183   0.0472  0   0   0   0   0   1   -360    360;
108 109 0.0105  0.0288  0.0076  0   0   0   0   0   1   -360    360;
103 110 0.03906 0.1813  0.0461  0   0   0   0   0   1   -360    360;
```

```
109 110 0.0278  0.0762  0.0202  0   0   0   0   0   1   -360    360;
110 111 0.022   0.0755  0.02    0   0   0   0   0   1   -360    360;
110 112 0.0247  0.064   0.062   0   0   0   0   0   1   -360    360;
17  113 0.00913 0.0301  0.00768 0   0   0   0   0   1   -360    360;
32  113 0.0615  0.203   0.0518  0   0   0   0   0   1   -360    360;
32  114 0.0135  0.0612  0.01628 0   0   0   0   0   1   -360    360;
27  115 0.0164  0.0741  0.01972 0   0   0   0   0   1   -360    360;
114 115 0.0023  0.0104  0.00276 0   0   0   0   0   1   -360    360;
68  116 0.00034 0.00405 0.164   0   0   0   0   0   1   -360    360;
12  117 0.0329  0.14    0.0358  0   0   0   0   0   1   -360    360;
75  118 0.0145  0.0481  0.01198 0   0   0   0   0   1   -360    360;
76  118 0.0164  0.0544  0.01356 0   0   0   0   0   1   -360    360;
```

EK 4. IEEE 50 jeneratör ve IEEE 145 Baralı Test Sistemi Data Bilgileri

F T X R B rA rB rC rat ang sts angmin angmax

1 2 3e-05 0.0008 0.0632 8659 0 0 0 0 1 -360 360;
1 2 3e-05 0.0008 0.0632 0 0 0 0 0 1 -360 360;
1 3 -0.009 -0.1718 0 0 0 0 0.935 0 1 -360 360;
1 4 -0.009 -0.1718 0 0 0 0 0.935 0 1 -360 360;
1 5 -0.0089 -0.1697 0 0 0 0 0.935 0 1 -360 360;
1 6 0.00194 0.0209 2.3792 8659 0 0 0 0 1 -360 360;
1 33 0.0001 0.006 0 750 0 0 0.935 0 1 -360 360;
1 93 0.0002 0.0138 0 0 0 0 1.1036 0 1 -360 360;
1 93 0.0002 0.0138 0 0 0 0 1.1036 0 1 -360 360;
2 6 0.00194 0.0209 2.3792 8659 0 0 0 0 1 -360 360;
2 113 0 0.0148 0 0 0 0 1.1052 0 1 -360 360;
2 114 0.00018 0.0145 0 0 0 0 1.1052 0 1 -360 360;
3 33 0.0002 0.0221 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
4 33 0.0002 0.0221 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
5 33 0.0002 0.0219 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
6 7 0.00129 0.0139 1.4652 8659 0 0 0 0 1 -360 360;
6 9 0.00016 0.0017 0.1752 8659 0 0 0 0 1 -360 360;
6 10 0.00016 0.0017 0.1752 8659 0 0 0 0 1 -360 360;
6 12 0.0002 0.0021 0.8776 8659 0 0 0 0 1 -360 360;
6 12 0.0002 0.0021 0.8776 8659 0 0 0 0 1 -360 360;
7 8 -0.0112 -0.1516 0 0 0 0 0.9716 0 1 -360 360;
7 66 0.00015 0.0097 0 750 0 0 0.9716 0 1 -360 360;
7 104 0.00036 0.019 0 0 0 0 1.1052 0 1 -360 360;
7 104 0.00041 0.0174 0 0 0 0 1.1052 0 1 -360 360;
8 66 0.0002 0.0299 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
8 66 0.0002 0.0221 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
9 11 -0.0217 -0.3062 0 0 0 0 0.9166 0 1 -360 360;
9 69 0.0004 0.0188 0 750 0 0 0.9166 0 1 -360 360;
10 32 -0.027 -0.3041 0 0 0 0 0.9166 0 1 -360 360;
10 69 0.0004 0.0187 0 750 0 0 0.9166 0 1 -360 360;
11 69 0.0002 0.0262 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
12 13 -0.0223 -0.3099 0 0 0 0 0.9166 0 1 -360 360;
12 13 -0.0237 -0.316 0 0 0 0 0.9166 0 1 -360 360;
12 13 -0.0237 -0.316 0 0 0 0 0.9166 0 1 -360 360;
12 14 0.00096 0.0091 0.8556 8659 0 0 0 0 1 -360 360;
12 14 0.00096 0.0091 0.8556 8659 0 0 0 0 1 -360 360;
12 25 0.00051 0.0055 0.625 8659 0 0 0 0 1 -360 360;
12 25 0.00051 0.0055 0.625 8659 0 0 0 0 1 -360 360;
12 72 0.0003 0.0189 0 750 0 0 0.9166 0 1 -360 360;
12 72 0.0003 0.019 0 750 0 0 0.9166 0 1 -360 360;

12 72 0.0003 0.019 0 0 0 0 0.9166 0 1 -360 360;
13 72 0.0002 0.026 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
13 72 0.0003 0.0262 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
13 72 0.0002 0.026 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
14 15 -0.0415 -0.3996 0 0 0 0 0.9164 0 1 -360 360;
14 16 -0.01 -0.1669 0 0 0 0 0.9164 0 1 -360 360;
14 17 0.00339 0.0367 3.4582 8659 0 0 0 0 1 -360 360;
14 17 0.00352 0.0367 3.4516 8659 0 0 0 0 1 -360 360;
14 58 0.0002 0.0097 0 750 0 0 0.9164 0 1 -360 360;
15 58 0.0002 0.0255 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
16 58 0.0002 0.022 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
17 18 -0.3181 -1.315 0 0 0 0 0.8708 0 1 -360 360;
17 19 0 -0.847 0 0 0 0 0.8634 0 1 -360 360;
17 20 0 -0.8676 0 0 0 0 0.8634 0 1 -360 360;
17 21 -0.0095 -0.1615 0 0 0 0 0.8708 0 1 -360 360;
17 22 0.00228 0.0276 2.6204 8659 0 0 0 0 1 -360 360;
17 59 0.0001 0.0071 0 750 0 0 0.8708 0 1 -360 360;
18 59 0.0002 0.0298 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
19 59 0 0.0629 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
20 59 0 0.0638 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
21 59 0.0002 0.0329 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
22 23 0 -0.3787 0 0 0 0 0.9322 0 1 -360 360;
22 24 0.00173 0.0208 1.9648 8659 0 0 0 0 1 -360 360;
22 30 0 -0.3066 0 0 0 0 0.9532 0 1 -360 360;
22 78 0 0.0268 0 0 0 0 0.9532 0 1 -360 360;
22 83 0 0.0349 0 0 0 0 0.9322 0 1 -360 360;
23 83 0.0004 0.0595 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
23 83 0.0003 0.0597 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
24 76 0.0002 0.0088 0 0 0 0 0.9898 0 1 -360 360;
24 77 -0.0023 -0.0603 0 0 0 0 0.9898 0 1 -360 360;
25 26 -0.006 -0.1375 0 0 0 0 0.9166 0 1 -360 360;
25 27 0.0023 0.0266 3.0508 8659 0 0 0 0 1 -360 360;
25 27 0.0023 0.0266 3.0508 8659 0 0 0 0 1 -360 360;
25 31 -0.0082 -0.1648 0 0 0 0 0.9166 0 1 -360 360;
25 73 0.0003 0.0172 0 750 0 0 0.9166 0 1 -360 360;
25 74 0.0004 0.0179 0 750 0 0 0.9166 0 1 -360 360;
26 73 0.0003 0.0267 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
27 28 -0.1153 -0.7453 0 0 0 0 0.9074 0 1 -360 360;
27 29 -0.0163 -0.2618 0 0 0 0 0.9074 0 1 -360 360;
27 75 0.00016 0.01 0 750 0 0 0.9074 0 1 -360 360;
28 75 0.0002 0.029 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
29 75 0.0002 0.0269 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
30 78 0 0.0335 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
31 74 0.0003 0.0279 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
32 69 0.0002 0.0265 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;

```
33  34  6e-05  0.0009  0.0006  788 0    0   0   0   1   -360    360;
33  35  6e-05  0.0009  0.0006  490 0    0   0   0   1   -360    360;
33  37  0.00996 0.0707  0.1116  0  0    0   0   0   1   -360    360;
33  38  0.00995 0.0693  0.111  1155     0   0   0   0   1   -360    360;
33  39  0.0085 0.0699  0.1006  1208     0   0   0   0   1   -360    360;
33  40  0.00849 0.0698  0.1004  1208    0   0   0   0   1   -360    360;
33  49  0.0056 0.0493  0.0778  1078     0  0    0  0   1   -360    360;
33  50  0.0056 0.0493  0.0778  1078     0  0    0  0   1   -360    360;
33  110 0.00024 0.0157  0   0   0   0   1.18    0   1   -360    360;
33  110 0.00023 0.0156  0   0   0   0   1.18    0   1   -360    360;
34  36  0.00025 0.0022  0.0006  788 0   0   0   0   1   -360    360;
36  99   0.0008 0.0455  0   0   0   0   1.1291  0   1   -360    360;
37  87  0.00093 0.0442  0   0   0   0   1.05    0   1   -360    360;
37  88   0.0031 0.1651  0   0   0   0   0   0   1   -360    360;
38  88   0.0031 0.1638  0   0   0   0   0   0   1   -360    360;
39  43  0.00602 0.0495  0.0712 1208     0   0   0  0    1  -360     360;
39  84  0.00722 0.2786  0   0   0   0   0   0   1   -360    360;
40  44  0.00603 0.0496  0.0714 1208     0   0   0  0    1  -360     360;
40  84  0.00729 0.2756  0   0   0   0   0   0   1   -360    360;
41  42   0.0005 0.1514  0  0   0   0   0    0   1   -360    360;
41  43  1e-05   0.0009  0.0006  0   0   0   0   0   1   -360    360;
42  44  1e-05   0.0009  0.0006  0   0   0   0   0   1   -360    360;
43  46  0.00618 0.0508  0.0732  1208    0  0    0   0   1   -360    360;
44  45  0.00618 0.0508  0.0732  1208    0  0    0   0   1   -360    360;
45  61  0.00445 0.0366  0.0526  1208    0  0    0   0   1   -360    360;
45  85  0   0.26    0   0   0   0   0   0   1   -360    360;
46  61  0.00445 0.0366  0.0526  1208    0   0   0   0   1   -360    360;
46  85  0   0.2592  0   0   0   0   0   0   1   -360    360;
47  48  -0.01  0.2306  0   0   0    0   0   0   1   -360    360;
47  50  1e-05  0.0009   0.0006  0   0   0   0   0   1   -360    360;
47  87   0.0831 0.401    0  0   0    0   0   0   1   -360    360;
48  49   1e-05  0.0009   0.0006  0   0   0   0   0   1   -360    360;
48  87   0.0998 0.436    0   0   0   0   0   0   1   -360    360;
49  51  0.00898 0.079    0.1248  1078    0   0   0   0   1   -360    360;
50  51  0.00898 0.079    0.1248  1078    0   0   0   0   1   -360    360;
51  52   0.0029 0.0279   0.0466  858 0   0   0   0   1   -360    360;
51  53   0.0029 0.0279   0.0466  858 0   0   0   0   1   -360    360;
51  56  0.00759 0.0483  0.0712  1093    0   0   0   0   1   -360    360;
51  57  0.00759 0.0483  0.0712  1093    0   0   0   0   1   -360    360;
52  53  -0.0067 0.3911  0   0   0   0   0   0   1  -360     360;
52  54  0.0047  0.0293  0.0462  0   0   0   0   0   1   -360    360;
53  55  0.0047  0.0293  0.0462  0   0   0   0   0   1   -360    360;
54  55  -0.0553 0.9289  0   0   0   0   0   0   1   -360    360;
54  61  0.00141 0.0087  0.0138  390 0    0   0   0   1   -360    360;
55  61  0.00141 0.0087  0.0138  390 0    0   0   0   1   -360    360;
```

56 57 -0.009 0.3895 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
56 58 0.0019 0.012 0.0178 0 0 0 0 0 1 -360 360;
57 58 0.0019 0.012 0.0178 0 0 0 0 0 1 -360 360;
58 59 0.6674 2.2175 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
58 72 0.0302 0.2364 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
58 87 0.0863 0.3906 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
58 98 0.0131 0.1765 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
58 100 0.1193 1.269 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
58 103 0.8416 5.5383 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
59 60 -0.1803 5.9659 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
59 72 0.8613 3.0485 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
59 79 0.0099 0.2644 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
59 80 0.2876 2.3898 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
59 89 0.3421 9.0571 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
59 92 -0.007 0.5678 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
59 94 0.7041 5.9885 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
59 98 0.106 0.5845 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
59 100 0.0183 0.2016 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
59 103 0.0368 0.3341 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
59 107 0.0372 0.8834 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
60 135 -1.831 9.7964 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
60 79 -0.0375 1.1068 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
60 80 0.0655 2.6441 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
60 90 -0.0201 1.5135 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
60 92 -0.264 3.7139 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
60 94 0.0012 0.0775 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
60 95 -0.0855 0.9926 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
60 138 -0.3639 1.7936 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
61 62 -0.0362 -0.2608 0 0 0 0 1.05 0 1 -360 360;
61 62 -0.0472 -0.5438 0 0 0 0 1.05 0 1 -360 360;
61 63 0.00812 0.0782 0.1318 1331 0 0 0 0 1 -360 360;
61 63 0.00812 0.0782 0.1318 1331 0 0 0 0 1 -360 360;
61 64 0.00242 0.0318 0.0568 1839 0 0 0 0 1 -360 360;
61 65 0.00242 0.0318 0.0568 1208 0 0 0 0 1 -360 360;
61 86 0.00132 0.032 0 215 0 0 1.05 0 1 -360 360;
61 86 0.0011 0.037 0 250 0 0 1.05 0 1 -360 360;
61 86 0.0011 0.037 0 225 0 0 1.05 0 1 -360 360;
62 86 0.0036 0.0501 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
62 86 0.0013 0.0838 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
63 64 0.0147 0.2825 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
63 65 0.0147 0.2813 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
63 66 0.0056 0.09 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
63 67 0.0321 0.2785 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
63 69 0.0107 0.1571 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
63 102 0.0106 0.1583 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;

63 102 0.0106 0.1576 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
63 102 0.0107 0.1604 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
63 102 0.0104 0.1542 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
63 116 -0.3897 6.8588 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
63 117 0.003 0.056 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
63 118 -0.0125 0.2425 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
63 124 -0.1265 2.022 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
64 65 0.0013 0.1674 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
64 66 0.0039 0.0684 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
64 67 0.0233 0.212 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
64 69 0.0075 0.1196 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
64 97 -0.4336 8.2923 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
64 124 -0.1041 1.5375 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
65 66 0.0039 0.0682 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
65 67 0.0233 0.2111 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
65 69 0.0075 0.1191 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
65 97 -0.4292 8.2582 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
65 124 -0.1032 1.5312 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
66 67 0.0081 0.0675 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
66 68 -2.473 2.472 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
66 69 0.0028 0.0381 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
66 97 -0.1119 2.6432 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
66 111 0 0.0264 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
66 111 0.00057 0.0266 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
66 111 0 0.0273 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
66 111 0.00057 0.0264 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
66 124 -0.0283 0.4902 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
67 68 -3.443 3.7172 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
67 69 0.0061 0.055 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
67 97 0.0063 0.1166 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
67 119 -0.2213 9.3918 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
67 120 -0.0034 1.7847 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
67 121 0.0082 1.17 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
67 122 -0.0047 0.4473 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
67 124 0.0003 0.0065 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
67 125 0.0062 0.2519 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
67 132 -0.3194 4.3566 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
68 69 -0.692 0.6984 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
69 70 0.0085 0.3333 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
69 71 0.0075 0.312 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
69 72 0.0013 0.01 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
69 73 0.0098 0.0747 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
69 74 0.0135 0.0741 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
69 97 -0.0674 1.5849 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
69 101 0.0174 0.2188 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;

69 112 0.0175 0.2201 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
69 124 -0.0267 0.3986 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
70 71 -0.4891 2.6613 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
70 72 -0.0062 0.1216 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
70 73 -0.0424 0.9125 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
70 74 0.0032 0.9138 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
70 101 -0.1248 1.0409 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
70 112 -0.1257 1.0471 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
71 72 -0.006 0.1138 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
71 73 -0.0409 0.8541 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
71 74 0.0018 0.8553 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
71 101 -0.1592 1.2303 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
71 112 -0.1603 1.2377 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
72 73 0.0015 0.0275 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
72 74 0.0028 0.0274 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
72 98 0.0138 0.2417 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
72 100 0.1337 1.7384 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
72 101 0.0002 0.0802 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
72 103 1.0224 7.5945 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
72 112 0.0002 0.0806 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
73 74 -0.0007 0.0393 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
73 75 0.0147 0.2581 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
73 81 -0.0122 0.3068 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
73 82 0.0036 2.0169 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
73 91 0.0271 0.5732 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
73 96 0.0245 0.4805 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
73 101 0.0044 0.6014 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
73 105 0.0007 0.0325 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
73 105 0.0007 0.0325 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
73 105 0.0006 0.0295 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
73 108 -0.0182 0.5832 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
73 109 0.0524 3.0059 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
73 112 0.0043 0.605 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
73 121 -0.0268 1.7653 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
74 75 0.0215 0.3277 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
74 81 -0.0333 0.4631 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
74 82 -0.0098 1.9859 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
74 91 0.0413 0.7511 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
74 96 0.435 7.6901 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
74 101 0.0344 0.6005 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
74 106 0.003 0.0335 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
74 106 0.0005 0.0328 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
74 108 -0.0187 0.4544 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
74 109 0.1004 3.4697 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
74 112 0.0345 0.6042 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;

74 121 -0.0348 1.3757 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
75 82 0.0777 1.125 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
75 91 -0.2255 3.1442 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
75 96 -0.4516 4.631 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
75 108 0.0042 0.1049 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
75 109 0.1046 1.4465 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
75 121 0.0178 0.3172 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
76 77 0.0002 0.016 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
76 89 0.0011 0.0221 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
79 80 0.044 0.0991 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
79 90 0.0506 2.471 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
79 92 0.0017 0.3032 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
79 94 0.1275 1.1195 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
79 95 0.305 6.4154 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
79 107 0.0786 1.414 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
80 90 0.4658 5.8756 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
80 92 0.1192 1.5053 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
80 94 0.46 2.6475 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
82 91 -0.2349 2.4188 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
82 108 -0.0742 0.7278 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
82 109 -0.0071 0.2634 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
82 121 -0.1892 2.2054 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
83 89 0.0582 0.3855 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
89 103 -1.073 4.1433 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
90 92 -0.138 8.2959 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
90 94 0.0689 1.0717 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
91 96 -0.1224 4.2463 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
91 108 -0.1078 0.6994 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
91 109 -0.2699 4.2634 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
91 121 -0.2924 2.121 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
92 94 0.2883 3.7717 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
92 107 0.0176 3.0227 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
94 95 0.0534 0.996 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
94 138 -0.1125 1.8385 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
95 138 -0.0732 0.6389 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
96 108 -0.8215 6.1143 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
97 124 -0.3793 1.9557 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
98 100 -0.0063 0.3269 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
98 103 0.0544 1.4358 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
100 103 -0.0249 0.4891 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
101 112 -0.0138 0.361 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
102 117 -0.0003 0.019 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
102 118 -0.0267 0.3222 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
108 109 -0.0825 1.2713 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
108 121 -0.0009 0.0431 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;

109 121 -0.1881 3.8499 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
115 116 0.0008 0.0291 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
115 117 -0.0092 0.2222 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
115 118 -0.0044 0.0677 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
115 143 -0.1017 0.4924 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
116 117 0.00191 0.0288 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
116 118 -0.001 0.044 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
116 143 -0.2187 1.2896 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
117 118 0.0008 0.0081 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
117 143 -0.0834 0.6854 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
118 131 -0.8925 6.2385 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
118 132 -0.6967 8.143 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
118 143 -0.0011 0.0231 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
119 120 0.001 0.0236 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
119 121 -0.011 0.2901 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
119 122 -0.6013 5.8941 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
119 124 -0.2618 3.394 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
119 125 -0.0082 0.2595 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
119 126 0.00153 0.0179 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
119 127 -0.1172 1.3932 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
119 128 -0.0054 0.0516 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
119 129 0.0034 0.0642 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
119 130 -0.0022 0.0163 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
119 131 -0.0044 0.0242 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
119 132 -0.4137 2.4027 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
119 144 -0.8511 3.8358 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
120 121 0.0009 0.0779 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
120 122 -0.061 0.9305 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
120 123 -0.0466 0.5011 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
120 124 -0.0259 0.4722 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
120 125 -0.0002 0.0555 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
120 127 0.002 0.1818 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
120 128 -0.0029 0.0743 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
120 129 -0.0229 0.4911 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
120 130 -0.1674 1.0675 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
120 131 -0.0687 0.4516 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
120 132 -0.0255 0.4566 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
121 122 -0.0108 0.483 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
121 123 -0.1712 1.9482 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
121 124 -0.006 0.3494 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
121 125 0 0.0124 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
121 127 -0.0204 0.8338 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
121 128 -0.0278 0.3095 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
121 129 -0.4545 4.254 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
121 131 -0.2183 1.5066 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;

```
121 132 -0.1308 1.3815  0   0   0   0   0   0   1   -360    360;
122 123 -0.584  4.8609  0   0   0   0   0   0   1   -360    360;
122 124 -0.0009 0.0552  0   0   0   0   0   0   1   -360    360;
122 125 -0.0069 0.1583  0   0   0   0   0   0   1   -360    360;
122 131 -0.2433 1.935   0   0   0   0   0   0   1   -360    360;
122 132 -0.0187 0.2572  0   0   0   0   0   0   1   -360    360;
122 133 -0.098  0.9821  0   0   0   0   0   0   1   -360    360;
122 143 -0.0312 0.4888  0   0   0   0   0   0   1   -360    360;
123 124 -0.223  1.967   0   0   0   0   0   0   1   -360    360;
123 125 -0.0821 0.6062  0   0   0   0   0   0   1   -360    360;
123 131 -0.1783 1.2535  0   0   0   0   0   0   1   -360    360;
123 132 -0.1355 1.2041  0   0   0   0   0   0   1   -360    360;
124 125 -0.0017 0.0949  0   0   0   0   0   0   1   -360    360;
124 128 -1.153  8.2513  0   0   0   0   0   0   1   -360    360;
124 131 -0.1062 0.8185  0   0   0   0   0   0   1   -360    360;
124 132 -0.0094 0.1612  0   0   0   0   0   0   1   -360    360;
124 133 -0.0342 1.1798  0   0   0   0   0   0   1   -360    360;
124 143 -0.0078 0.7607  0   0   0   0   0   0   1   -360    360;
125 127 -0.0791 0.9851  0   0   0   0   0   0   1   -360    360;
125 128 -0.062  0.5991  0   0   0   0   0   0   1   -360    360;
125 129 -0.4217 3.9702  0   0   0   0   0   0   1   -360    360;
125 130 -1.974  8.4854  0   0   0   0   0   0   1   -360    360;
125 131 -0.1251 0.6939  0   0   0   0   0   0   1   -360    360;
125 132 -0.0536 0.5086  0   0   0   0   0   0   1   -360    360;
127 128 -0.0026 0.124   0   0   0   0   0   0   1   -360    360;
127 129 -0.0392 1.1082  0   0   0   0   0   0   1   -360    360;
128 129 -0.001  0.0207  0   0   0   0   0   0   1   -360    360;
128 130 -1.1    2.9924  0   0   0   0   0   0   1   -360    360;
128 131 -1.559  4.0869  0   0   0   0   0   0   1   -360    360;
130 131 -0.0027 0.0154  0   0   0   0   0   0   1   -360    360;
130 132 -0.6509 3.031   0   0   0   0   0   0   1   -360    360;
130 144 -0.7532 3.0664  0   0   0   0   0   0   1   -360    360;
131 132 -0.0032 0.0411  0   0   0   0   0   0   1   -360    360;
131 133 -1.077  5.5285  0   0   0   0   0   0   1   -360    360;
131 143 -0.0588 0.4055  0   0   0   0   0   0   1   -360    360;
131 144 -0.0022 0.0151  0   0   0   0   0   0   1   -360    360;
132 133 -0.0916 0.8229  0   0   0   0   0   0   1   -360    360;
132 143 -0.0049 0.0965  0   0   0   0   0   0   1   -360    360;
132 144 -0.1108 0.9827  0   0   0   0   0   0   1   -360    360;
133 143 -0.36   2.6309  0   0   0   0   0   0   1   -360    360;
134 131 -0.4042 0.9144  0   0   0   0   0   0   1   -360    360;
134 136 -0.0698 0.6428  0   0   0   0   0   0   1   -360    360;
134 139 -0.0353 0.166   0   0   0   0   0   0   1   -360    360;
134 141 -0.023  0.1179  0   0   0   0   0   0   1   -360    360;
134 142 -0.0263 0.1167  0   0   0   0   0   0   1   -360    360;
```

```
134 144 -0.0145 0.0435  0   0   0   0   0   0   1   -360    360;
134 145 -0.0034 0.0216  0   0   0   0   0   0   1   -360    360;
135 95  -0.3448 3.4845  0   0   0   0   0   0   1   -360    360;
135 136 -0.0031 0.0178  0   0   0   0   0   0   1   -360    360;
135 138 -0.0084 0.1729  0   0   0   0   0   0   1   -360    360;
135 141 -0.129  0.6993  0   0   0   0   0   0   1   -360    360;
136 115 -0.012  0.0855  0   0   0   0   0   0   1   -360    360;
136 116 -1.2    4.2655  0   0   0   0   0   0   1   -360    360;
136 117 -2.969  9.0875  0   0   0   0   0   0   1   -360    360;
136 118 -0.5749 1.6206  0   0   0   0   0   0   1   -360    360;
136 138 -0.1581 0.5485  0   0   0   0   0   0   1   -360    360;
136 139 -0.0059 0.0293  0   0   0   0   0   0   1   -360    360;
136 140 -2.403  9.378   0   0   0   0   0   0   1   -360    360;
136 141 -0.0026 0.0175  0   0   0   0   0   0   1   -360    360;
136 142 -0.0467 0.1709  0   0   0   0   0   0   1   -360    360;
136 143 -1.762  3.4549  0   0   0   0   0   0   1   -360    360;
136 145 -0.0049 0.0539  0   0   0   0   0   0   1   -360    360;
137 139 -0.0183 0.0936  0   0   0   0   0   0   1   -360    360;
137 140 -2.229  8.0228  0   0   0   0   0   0   1   -360    360;
137 145 -0.0852 0.4071  0   0   0   0   0   0   1   -360    360;
139 140 -0.0054 0.0239  0   0   0   0   0   0   1   -360    360;
139 141 -0.0083 0.046   0   0   0   0   0   0   1   -360    360;
139 142 -0.3102 1.267   0   0   0   0   0   0   1   -360    360;
139 145 -0.0009 0.008   0   0   0   0   0   0   1   -360    360;
140 145 -0.1088 0.48    0   0   0   0   0   0   1   -360    360;
141 115 -0.0007 0.0131  0   0   0   0   0   0   1   -360    360;
141 116 -0.1568 0.7448  0   0   0   0   0   0   1   -360    360;
141 117 -0.3702 1.382   0   0   0   0   0   0   1   -360    360;
141 118 -0.0414 0.1439  0   0   0   0   0   0   1   -360    360;
141 131 -0.2331 0.8129  0   0   0   0   0   0   1   -360    360;
141 132 -1.628  7.0936  0   0   0   0   0   0   1   -360    360;
141 142 -0.0018 0.0105  0   0   0   0   0   0   1   -360    360;
141 143 -0.0702 0.1778  0   0   0   0   0   0   1   -360    360;
141 144 -0.0756 0.2441  0   0   0   0   0   0   1   -360    360;
141 145 -0.0038 0.0358  0   0   0   0   0   0   1   -360    360;
142 115 -0.0166 0.1563  0   0   0   0   0   0   1   -360    360;
142 116 -0.6916 2.6302  0   0   0   0   0   0   1   -360    360;
142 117 -0.5596 2.2284  0   0   0   0   0   0   1   -360    360;
142 118 -0.0185 0.1037  0   0   0   0   0   0   1   -360    360;
142 119 -0.2742 1.8611  0   0   0   0   0   0   1   -360    360;
142 120 -0.6043 7.353   0   0   0   0   0   0   1   -360    360;
142 122 -0.2589 2.1732  0   0   0   0   0   0   1   -360    360;
142 124 -0.1736 2.1347  0   0   0   0   0   0   1   -360    360;
142 125 -1.09   8.616   0   0   0   0   0   0   1   -360    360;
142 130 -0.3608 1.8618  0   0   0   0   0   0   1   -360    360;
```

142 131 -0.0013 0.0157 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
142 132 -0.0055 0.081 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
142 133 -1.636 9.1725 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
142 143 -0.0038 0.0187 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
142 144 -0.002 0.0229 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
142 145 -0.0738 0.438 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
143 144 -0.4863 2.3282 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
144 145 -0.3835 1.2052 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;

EK 5. Tez Çalışmasında Kullanılan Kod Dosyaları

//ieee24.m adlı kod dosyası

```
function [D,v,l,k,Y,Zbus] = ieee24()

%  F  T     X      R       B     rA  rB  rC rat ang sts angmin  angmax
line=[
   1  2   0.0026  0.0139 0.4611   175 250 200 0   0   1  -360     360;
   1  3   0.0546  0.2112 0.0572   175 208 220 0   0   1  -360     360;
   1  5   0.0218  0.0845 0.0229   175 208 220 0   0   1  -360     360;
   2  4   0.0328  0.1267 0.0343   175 208 220 0   0   1  -360     360;
   2  6   0.0497  0.192   0.052   175 208 220 0   0   1  -360     360;
   3  9   0.0308  0.119   0.0322  175 208 220 0   0   1  -360     360;
   3  24  0.0023  0.0839  0    400 510 600 1.03   0   1  -360     360;
   4  9   0.0268  0.1037  0.0281  175 208 220 0   0   1  -360     360;
   5  10  0.0228  0.0883  0.0239  175 208 220 0   0   1  -360     360;
   6  10  0.0139  0.0605  2.459   175 193 200 0   0   1  -360     360;
   7  8   0.0159  0.0614  0.0166  175 208 220 0   0   1  -360     360;
   8  9   0.0427  0.1651  0.0447  175 208 220 0   0   1  -360     360;
   8  10  0.0427  0.1651  0.0447  175 208 220 0   0   1  -360     360;
   9  11 0.0023  0.0839  0    400 510 600 1.03   0   1  -360     360;
   9  12 0.0023  0.0839  0    400 510 600 1.03   0   1  -360     360;
   10  11  0.0023  0.0839  0   400 510 600 1.02   0   1   -360    360;
   10  12  0.0023  0.0839  0   400 510 600 1.02   0   1   -360    360;
   11  13  0.0061  0.0476  0.0999  500 600 625 0   0   1   -360    360;
   11  14  0.0054  0.0418  0.0879  500 625 625 0   0   1   -360    360;
   12  13  0.0061  0.0476  0.0999  500 625 625 0   0   1   -360    360;
   12  23  0.0124  0.0966  0.203   500 625 625 0   0   1   -360    360;
   13  23  0.0111  0.0865  0.1818  500 625 625 0   0   1   -360    360;
   14  16  0.005   0.0389  0.0818  500 625 625 0   0   1   -360    360;
   15  16  0.0022  0.0173  0.0364  500 600 625 0   0   1   -360    360;
   15  21  0.0063  0.049   0.103   500 600 625 0   0   1   -360    360;
   15  21  0.0063  0.049   0.103   500 600 625 0   0   1   -360    360;
   15  24  0.0067  0.0519  0.1091  500 600 625 0   0   1   -360    360;
   16  17  0.0033  0.0259  0.0545  500 600 625 0   0   1   -360    360;
   16  19  0.003   0.0231  0.0485  500 600 625 0   0   1   -360    360;
   17  18  0.0018  0.0144  0.0303  500 600 625 0   0   1   -360    360;
   17  22  0.0135  0.1053  0.2212  500 600 625 0   0   1   -360    360;
   18  21  0.0033  0.0259  0.0545  500 600 625 0   0   1   -360    360;
   18  21  0.0033  0.0259  0.0545  500 600 625 0   0   1   -360    360;
   19  20  0.0051  0.0396  0.0833  500 600 625 0   0   1   -360    360;
   19  20  0.0051  0.0396  0.0833  500 600 625 0   0   1   -360    360;
```

```
   20  23  0.0028  0.0216  0.0455  500 600 625 0   0   1   -360    360;
   20  23  0.0028  0.0216  0.0455  500 600 625 0   0   1   -360    360;
   21  22  0.0087  0.0678  0.1424  500 600 625 0   0   1   -360    360;
];
F = line(:,1);
T = line(:,2);
R = line(:,3);
X = line(:,4);
B = line(:,5);
tap = line(:,9);
tap(tap == 0) = 1;
Z = R + i*X;
y = 1./Z;
nline = length(F);
nbus=max(max(F),max(T));
Y=zeros(nbus,nbus);
for k=1:nline
  Y(F(k),T(k))= Y(F(k),T(k))-y(k);
   Y(T(k),F(k))= Y(F(k),T(k));
end
for m=1:nbus
   for n=1:nline
      if F(n)==m
         Y(m,m)=Y(m,m)+y(n)/(tap(n)^2) + i*B(n)/2;
      elseif T(n)==m
         Y(m,m)=Y(m,m)+y(n)+i*B(n)/2;
      end
   end
end
Zbus=inv(Y);
k=diag(Zbus);
l=diag(k);
v=ones(nbus,nbus)-Zbus*inv(l);
D=abs(v);
End
```

```
//ieee30.m adlı kod dosyası

function [D,v,l,k,Y,Zbus] = ieee30()
%   F   T      X      R       B     rA  rB  rC rat ang sts angmin  angmax
line=[
   1   2   0.02    0.06    0.0528  130 130 130 0   0   1  -360     360;
   1   3   0.05    0.19    0.0408  130 130 130 0   0   1  -360     360;
   2  4    0.06    0.17    0.0368  65  65  65  0   0   1   -360    360;
   3  4    0.01    0.04    0.0084      130 130 130 0   0   1   -360    360;
   2  5    0.05    0.2     0.0418  130 130 130 0   0   1   -360    360;
   2   6   0.06    0.18    0.0374  65  65  65  0   0   1   -360    360;
   4   6   0.01    0.04    0.0090      90  90  90  0   0   1   -360    360;
   5   7   0.05    0.12    0.0204  70  70  70  0   0   1   -360    360;
   6   7   0.03    0.08    0.0170  130 130 130 0   0   1   -360    360;
   6   8   0.01    0.04    0.0090    32    32  32  0   0   1   -360    360;
   6   9   0       0.21    0       65  65  65  0   0   1   -360    360;
   6   10  0       0.56    0       32  32  32  0   0   1   -360    360;
   9   11  0       0.21    0       65  65  65  0   0   1   -360    360;
   9   10  0       0.11    0       65  65  65  0   0   1   -360    360;
   4   12  0       0.26    0       65  65  65  0   0   1   -360    360;
   12  13  0       0.14    0       65  65  65  0   0   1   -360    360;
   12  14  0.12    0.26    0       32  32  32  0   0   1   -360    360;
   12  15  0.07    0.13    0       32  32  32  0   0   1   -360    360;
   12  16  0.09    0.2     0       32  32  32  0   0   1   -360    360;
   14  15  0.22    0.2     0       16  16  16  0   0   1   -360    360;
   16  17  0.08    0.19    0       16  16  16  0   0   1   -360    360;
   15  18  0.11    0.22    0       16  16  16  0   0   1   -360    360;
   18  19  0.06    0.13    0       16  16  16  0   0   1   -360    360;
   19  20  0.03    0.07    0       32  32  32  0   0   1   -360    360;
   10  20  0.09    0.21    0       32  32  32  0   0   1   -360    360;
   10  17  0.03    0.08    0       32  32  32  0   0   1   -360    360;
   10  21  0.03    0.07    0       32  32  32  0   0   1   -360    360;
   10  22  0.07    0.15    0       32  32  32  0   0   1   -360    360;
   21  22  0.01    0.02    0       32  32  32  0   0   1   -360    360;
   15  23  0.1     0.2     0       16  16  16  0   0   1   -360    360;
   22  24  0.12    0.18    0       16  16  16  0   0   1   -360    360;
   23  24  0.13    0.27    0       16  16  16  0   0   1   -360    360;
   24  25  0.19    0.33    0       16  16  16  0   0   1   -360    360;
   25  26  0.25    0.38    0       16  16  16  0   0   1   -360    360;
   25  27  0.11    0.21    0       16  16  16  0   0   1   -360    360;
   28  27  0       0.4     0       65  65  65  0   0   1   -360    360;
   27  29  0.22    0.42    0       16  16  16  0   0   1   -360    360;
   27  30  0.32    0.6     0       16  16  16  0   0   1   -360    360
   29  30  0.24    0.45    0       16  16  16  0   0   1   -360    360;
   8   28  0.06    0.2     0.0428  32  32  32  0   0   1   -360    360;
```

```
   6   28  0.02    0.06    0.0130  32  32  32  0   0   1   -360    360;
];
F = line(:,1);
T = line(:,2);
R = line(:,3);
X = line(:,4);
B = line(:,5);
tap = line(:,9);
tap(tap == 0) = 1;
Z = R + i*X;
y = 1./Z;
nline = length(F);
nbus=max(max(F),max(T));
Y=zeros(nbus,nbus);
% off diagonal elements
for k=1:nline
  Y(F(k),T(k))= Y(F(k),T(k))-y(k);
   Y(T(k),F(k))= Y(F(k),T(k));
end
% diagonal elements
for m=1:nbus
   for n=1:nline
      if F(n)==m
         Y(m,m)=Y(m,m)+y(n) + 4*i*B(n);
      elseif T(n)==m
         Y(m,m)=Y(m,m)+y(n)+4*i*B(n);
      end
   end
end
Zbus=inv(Y);
k=diag(Zbus);
l=diag(k);
v=ones(nbus,nbus)-Zbus*inv(l);
D=abs(v);

end
```

```
//ieee118.m adlı kod dosyası

function [D,v,l,k,Y,Zbus] = ieee118()
%   F   T      X      R        B     rA  rB  rC rat ang sts angmin  angmax
line=[
   1   2   0.0303  0.0999  0.0254  0   0   0   0   0   1  -360     360;
   1   3   0.0129  0.0424  0.01082 0   0   0   0   0   1  -360     360;
   4   5   0.00176 0.00798 0.0021  0   0   0   0   0   1   -360    360;
   3   5   0.0241  0.108   0.0284  0   0   0   0   0   1   -360    360;
   5   6   0.0119  0.054   0.01426 0   0   0   0   0   1   -360    360;
   6   7   0.00459 0.0208  0.0055  0   0   0   0   0   1   -360    360;
   8   9   0.00244 0.0305  1.162   0   0   0   0   0   1   -360    360;
   8   5   0       0.0267  0       0   0   0   0.985   0   1   -360    360;
   9   10  0.00258 0.0322  1.23    0   0   0   0   0   1   -360    360;
   4   11  0.0209  0.0688  0.01748 0   0   0   0   0   1   -360    360;
   5   11  0.0203  0.0682  0.01738 0   0   0   0   0   1   -360    360;
   11  12  0.00595 0.0196  0.00502 0   0   0   0   0   1   -360    360;
   2   12  0.0187  0.0616  0.01572 0   0   0   0   0   1   -360    360;
   3   12  0.0484  0.16    0.0406  0   0   0   0   0   1   -360    360;
   7   12  0.00862 0.034   0.00874 0   0   0   0   0   1   -360    360;
   11  13  0.02225 0.0731  0.01876 0   0   0   0   0   1   -360    360;
   12  14  0.0215  0.0707  0.01816 0   0   0   0   0   1  -360     360;
   13  15  0.0744  0.2444  0.06268 0   0   0 0   0   1   -360     360;
   14  15  0.0595  0.195   0.0502  0   0   0   0   0   1  -360     360;
   12  16  0.0212  0.0834  0.0214  0   0   0   0   0   1  -360     360;
   15  17  0.0132  0.0437  0.0444  0   0   0   0   0   1  -360     360;
   16  17  0.0454  0.1801  0.0466  0   0   0   0   0   1  -360     360;
   17  18  0.0123  0.0505  0.01298 0   0   0   0   0   1  -360     360;
   18  19  0.01119 0.0493  0.01142 0   0   0   0   0   1   -360    360;
   19  20  0.0252  0.117  0.0298  0    0   0   0   0   1   -360    360;
   15  19  0.012   0.0394 0.0101  0    0   0   0   0   1   -360    360;
   20  21  0.0183  0.0849  0.0216  0   0   0   0   0   1   -360    360;
   21  22  0.0209  0.097  0.0246  0    0   0   0   0   1   -360    360;
   22  23  0.0342  0.159  0.0404  0    0   0   0   0   1   -360    360;
   23  24  0.0135  0.0492  0.0498  0   0   0   0   0   1   -360    360;
   23  25  0.0156  0.08    0.0864 0    0   0   0   0   1   -360    360;
   26  25  0   0.0382  0   0   0   0   0.96    0   1   -360    360;
   25  27  0.0318  0.163   0.1764  0   0   0   0   0   1  -360     360;
   27  28  0.01913 0.0855  0.0216  0   0   0   0   0   1  -360     360;
   28  29  0.0237  0.0943  0.0238  0 0    0   0   0   1  -360     360;
   30  17  0  0.0388  0   0   0   0    0.96    0   1   -360    360;
   8   30  0.00431 0.0504  0.514   0   0   0   0   0   1   -360    360;
   26  30  0.00799 0.086   0.908   0   0   0   0   0   1   -360    360;
   17  31  0.0474  0.1563  0.0399  0   0   0   0   0   1   -360    360;
   29  31  0.0108  0.0331  0.0083  0   0   0   0   0   1   -360    360;
```

```
23  32  0.0317  0.1153  0.1173  0   0   0   0   0   1   -360    360;
31  32  0.0298  0.0985  0.0251  0   0   0   0   0   1  -360    360;
27  32  0.0229  0.0755  0.01926 0   0   0   0   0   1   -360    360;
15  33  0.038   0.1244  0.03194 0   0   0   0   0   1  -360    360;
19  34  0.0752  0.247   0.0632  0   0   0   0   0   1  -360    360;
35  36  0.00224 0.0102  0.00268 0   0   0   0   0   1   -360    360;
35  37  0.011   0.0497  0.01318 0   0   0   0   0   1  -360    360;
33  37  0.0415  0.142   0.0366  0   0   0   0   0   1  -360    360;
34  36  0.00871 0.0268  0.00568 0    0   0   0   0   1   -360    360;
34  37  0.00256 0.0094  0.00984 0    0   0   0   0   1   -360    360;
38  37  0       0.0375  0       0   0   0   0.935   0   1   -360    360;
37  39  0.0321  0.106    0.027   0   0   0   0   0   1   -360    360;
37  40  0.0593  0.168    0.042   0   0   0   0   0   1   -360    360;
30  38  0.00464 0.054    0.422   0   0   0   0   0   1   -360    360;
39  40  0.0184  0.0605  0.01552 0   0   0   0   0   1   -360    360;
40  41  0.0145  0.0487  0.01222 0   0   0   0   0   1   -360    360;
40  42  0.0555  0.183    0.0466  0   0   0   0   0   1   -360    360;
41  42  0.041   0.135    0.0344  0    0   0   0   0   1   -360    360;
43  44  0.0608  0.2454  0.06068 0   0   0   0   0   1   -360    360;
34  43  0.0413  0.1681  0.04226 0   0   0   0   0   1   -360    360;
44  45  0.0224  0.0901  0.0224  0   0   0   0   0   1  -360    360;
45  46  0.04    0.1356  0.0332  0   0   0   0   0   1  -360    360;
46  47  0.038   0.127   0.0316  0   0   0   0   0   1  -360    360;
46  48  0.0601  0.189   0.0472  0   0   0   0   0   1   -360    360;
47  49  0.0191  0.0625  0.01604 0   0   0   0   0   1   -360    360;
42  49  0.0715  0.323   0.086   0    0   0   0   0   1   -360    360;
42  49  0.0715  0.323   0.086   0    0   0   0   0   1   -360    360;
45  49  0.0684  0.186   0.0444  0   0   0   0   0   1   -360    360;
48  49  0.0179  0.0505  0.01258 0   0   0   0   0   1   -360    360;
49  50  0.0267  0.0752  0.01874 0   0   0   0   0   1   -360    360;
49  51  0.0486  0.137   0.0342  0   0   0   0   0   1   -360    360;
51  52  0.0203  0.0588  0.01396 0   0   0   0   0   1   -360    360;
52  53  0.0405  0.1635  0.04058 0   0   0   0   0   1   -360    360;
53  54  0.0263  0.122   0.031   0    0   0   0   0   1   -360    360;
49  54  0.073   0.289   0.0738  0    0   0   0   0   1   -360    360;
49  54  0.0869  0.291   0.073   0    0   0   0   0   1   -360    360;
54  55  0.0169  0.0707  0.0202  0   0   0   0   0   1   -360    360;
54  56  0.00275 0.00955 0.00732 0   0   0   0   0   1   -360    360;
55  56  0.00488 0.0151  0.00374 0   0   0   0   0   1   -360    360;
56  57  0.0343  0.0966  0.0242  0   0   0   0   0   1   -360    360;
50  57  0.0474  0.134   0.0332  0   0   0   0   0   1   -360    360;
56  58  0.0343  0.0966  0.0242  0    0   0   0   0   1   -360    360;
51  58  0.0255  0.0719  0.01788 0   0   0   0   0   1   -360    360;
54  59  0.0503  0.2293  0.0598  0    0   0   0   0   1   -360    360;
56  59  0.0825  0.251   0.0569  0    0   0   0   0   1   -360    360;
```

56 59 0.0803 0.239 0.0536 0 0 0 0 0 1 -360 360;
55 59 0.04739 0.2158 0.05646 0 0 0 0 0 1 -360 360;
59 60 0.0317 0.145 0.0376 0 0 0 0 0 1 -360 360;
59 61 0.0328 0.15 0.0388 0 0 0 0 0 1 -360 360;
60 61 0.00264 0.0135 0.01456 0 0 0 0 0 1 -360 360;
60 62 0.0123 0.0561 0.01468 0 0 0 0 0 1 -360 360;
61 62 0.00824 0.0376 0.0098 0 0 0 0 0 1 -360 360;
63 59 0 0.0386 0 0 0 0 0.96 0 1 -360 360;
63 64 0.00172 0.02 0.216 0 0 0 0 0 1 -360 360;
64 61 0 0.0268 0 0 0 0 0.985 0 1 -360 360;
38 65 0.00901 0.0986 1.046 0 0 0 0 0 1 -360 360;
64 65 0.00269 0.0302 0.38 0 0 0 0 0 1 -360 360;
49 66 0.018 0.0919 0.0248 0 0 0 0 0 1 -360 360;
49 66 0.018 0.0919 0.0248 0 0 0 0 0 1 -360 360;
62 66 0.0482 0.218 0.0578 0 0 0 0 0 1 -360 360;
62 67 0.0258 0.117 0.031 0 0 0 0 0 1 -360 360;
65 66 0 0.037 0 0 0 0 0.935 0 1 -360 360;
66 67 0.0224 0.1015 0.02682 0 0 0 0 0 1 -360 360;
65 68 0.00138 0.016 0.638 0 0 0 0 0 1 -360 360;
47 69 0.0844 0.2778 0.07092 0 0 0 0 0 1 -360 360;
49 69 0.0985 0.324 0.0828 0 0 0 0 0 1 -360 360;
68 69 0 0.037 0 0 0 0 0.935 0 1 -360 360;
69 70 0.03 0.127 0.122 0 0 0 0 0 1 -360 360;
24 70 0.00221 0.4115 0.10198 0 0 0 0 0 1 -360 360;
70 71 0.00882 0.0355 0.00878 0 0 0 0 0 1 -360 360;
24 72 0.0488 0.196 0.0488 0 0 0 0 0 1 -360 360;
71 72 0.0446 0.18 0.04444 0 0 0 0 0 1 -360 360;
71 73 0.00866 0.0454 0.01178 0 0 0 0 0 1 -360 360;
70 74 0.0401 0.1323 0.03368 0 0 0 0 0 1 -360 360;
70 75 0.0428 0.141 0.036 0 0 0 0 0 1 -360 360;
69 75 0.0405 0.122 0.124 0 0 0 0 0 1 -360 360;
74 75 0.0123 0.0406 0.01034 0 0 0 0 0 1 -360 360;
76 77 0.0444 0.148 0.0368 0 0 0 0 0 1 -360 360;
69 77 0.0309 0.101 0.1038 0 0 0 0 0 1 -360 360;
75 77 0.0601 0.1999 0.04978 0 0 0 0 0 1 -360 360;
77 78 0.00376 0.0124 0.01264 0 0 0 0 0 1 -360 360;
78 79 0.00546 0.0244 0.00648 0 0 0 0 0 1 -360 360;
77 80 0.017 0.0485 0.0472 0 0 0 0 0 1 -360 360;
77 80 0.0294 0.105 0.0228 0 0 0 0 0 1 -360 360;
79 80 0.0156 0.0704 0.0187 0 0 0 0 0 1 -360 360;
68 81 0.00175 0.0202 0.808 0 0 0 0 0 1 -360 360;
81 80 0 0.037 0 0 0 0 0.935 0 1 -360 360;
77 82 0.0298 0.0853 0.08174 0 0 0 0 0 1 -360 360;
82 83 0.0112 0.03665 0.03796 0 0 0 0 0 1 -360 360;
83 84 0.0625 0.132 0.0258 0 0 0 0 0 1 -360 360;

83 85 0.043 0.148 0.0348 0 0 0 0 0 1 -360 360;
84 85 0.0302 0.0641 0.01234 0 0 0 0 0 1 -360 360;
85 86 0.035 0.123 0.0276 0 0 0 0 0 1 -360 360;
86 87 0.02828 0.2074 0.0445 0 0 0 1 0 1 -360 360;
85 88 0.02 0.102 0.0276 0 0 0 0 0 1 -360 360;
85 89 0.0239 0.173 0.047 0 0 0 0 0 1 -360 360;
88 89 0.0139 0.0712 0.01934 0 0 0 0 0 1 -360 360;
89 90 0.0518 0.188 0.0528 0 0 0 0 0 1 -360 360;
89 90 0.0238 0.0997 0.106 0 0 0 0 0 1 -360 360;
90 91 0.0254 0.0836 0.0214 0 0 0 0 0 1 -360 360;
89 92 0.0099 0.0505 0.0548 0 0 0 0 0 1 -360 360;
89 92 0.0393 0.1581 0.0414 0 0 0 0 0 1 -360 360;
91 92 0.0387 0.1272 0.03268 0 0 0 0 0 1 -360 360;
92 93 0.0258 0.0848 0.0218 0 0 0 0 0 1 -360 360;
92 94 0.0481 0.158 0.0406 0 0 0 0 0 1 -360 360;
93 94 0.0223 0.0732 0.01876 0 0 0 0 0 1 -360 360;
94 95 0.0132 0.0434 0.0111 0 0 0 0 0 1 -360 360;
80 96 0.0356 0.182 0.0494 0 0 0 0 0 1 -360 360;
82 96 0.0162 0.053 0.0544 0 0 0 0 0 1 -360 360;
94 96 0.0269 0.0869 0.023 0 0 0 0 0 1 -360 360;
80 97 0.0183 0.0934 0.0254 0 0 0 0 0 1 -360 360;
80 98 0.0238 0.108 0.0286 0 0 0 0 0 1 -360 360;
80 99 0.0454 0.206 0.0546 0 0 0 0 0 1 -360 360;
92 100 0.0648 0.295 0.0472 0 0 0 0 0 1 -360 360;
94 100 0.0178 0.058 0.0604 0 0 0 0 0 1 -360 360;
95 96 0.0171 0.0547 0.01474 0 0 0 0 0 1 -360 360;
96 97 0.0173 0.0885 0.024 0 0 0 0 0 1 -360 360;
98 100 0.0397 0.179 0.0476 0 0 0 0 0 1 -360 360;
99 100 0.018 0.0813 0.0216 0 0 0 0 0 1 -360 360;
100 101 0.0277 0.1262 0.0328 0 0 0 0 0 1 -360 360;
92 102 0.0123 0.0559 0.01464 0 0 0 0 0 1 -360 360;
101 102 0.0246 0.112 0.0294 0 0 0 0 0 1 -360 360;
100 103 0.016 0.0525 0.0536 0 0 0 0 0 1 -360 360;
100 104 0.0451 0.204 0.0541 0 0 0 0 0 1 -360 360;
103 104 0.0466 0.1584 0.0407 0 0 0 0 0 1 -360 360;
103 105 0.0535 0.1625 0.0408 0 0 0 0 0 1 -360 360;
100 106 0.0605 0.229 0.062 0 0 0 0 0 1 -360 360;
104 105 0.00994 0.0378 0.00986 0 0 0 0 0 1 -360 360;
105 106 0.014 0.0547 0.01434 0 0 0 0 0 1 -360 360;
105 107 0.053 0.183 0.0472 0 0 0 0 0 1 -360 360;
105 108 0.0261 0.0703 0.01844 0 0 0 0 0 1 -360 360;
106 107 0.053 0.183 0.0472 0 0 0 0 0 1 -360 360;
108 109 0.0105 0.0288 0.0076 0 0 0 0 0 1 -360 360;
103 110 0.03906 0.1813 0.0461 0 0 0 0 0 1 -360 360;
109 110 0.0278 0.0762 0.0202 0 0 0 0 0 1 -360 360;

```
    110 111 0.022   0.0755  0.02    0   0   0   0   0   1   -360    360;
    110 112 0.0247  0.064   0.062   0   0   0   0   0   1   -360    360;
    17  113 0.00913 0.0301  0.00768 0   0   0   0   0   1   -360    360;
    32  113 0.0615  0.203   0.0518  0   0   0   0   0   1   -360    360;
    32  114 0.0135  0.0612  0.01628 0   0   0   0   0   1   -360    360;
    27  115 0.0164  0.0741  0.01972 0   0   0   0   0   1   -360    360;
    114 115 0.0023  0.0104  0.00276 0   0   0   0   0   1   -360    360;
    68  116 0.00034 0.00405 0.164   0   0   0   0   0   1   -360    360;
    12  117 0.0329  0.14    0.0358  0   0   0   0   0   1   -360    360;
    75  118 0.0145  0.0481  0.01198 0   0   0   0   0   1   -360    360;
    76  118 0.0164  0.0544  0.01356 0   0   0   0   0   1   -360    360;
];
F = line(:,1);
T = line(:,2);
R = line(:,3);
X = line(:,4);
B = line(:,5);
tap = line(:,6);
tap(tap == 0) = 1;
Z = R + i*X;
y = 1./Z;
nline = length(F);
nbus=max(max(F),max(T));
Y=zeros(nbus,nbus);
for k=1:nline
  Y(F(k),T(k))= Y(F(k),T(k))-y(k);
   Y(T(k),F(k))= Y(F(k),T(k));
end
for m=1:nbus
   for n=1:nline
      if F(n)==m
         Y(m,m)=Y(m,m)+y(n)/(tap(n)^2) + i*B(n)/2;
      elseif T(n)==m
         Y(m,m)=Y(m,m)+y(n)+i*B(n)/2;
      end
   end
end
Zbus=inv(Y);
k=diag(Zbus);
l=diag(k);
v=ones(nbus,nbus)-Zbus*inv(l);
D=abs(v);

end
```

```
//ieee145.m adlı kod dosyası

function [D,v,l,k,Y,Zbus] = ieee145()
%   F   T      X      R        B     rA  rB  rC rat ang sts angmin  angmax
line=[
   1   2   3e-05   0.0008  0.0632  8659    0   0   0   0   1   -360    360;
   1   2   3e-05   0.0008  0.0632  0   0   0   0   0   1   -360    360;
   1   3   -0.009  -0.1718 0   0   0   0   0.935   0   1   -360    360;
   1   4   -0.009  -0.1718 0   0   0   0   0.935   0   1   -360    360;
   1   5   -0.0089 -0.1697 0   0   0   0   0.935   0   1   -360    360;
   1   6   0.00194 0.0209  2.3792  8659    0   0   0   0   1   -360    360;
   1   33  0.0001  0.006   0   750 0   0   0.935   0   1   -360    360;
   1   93  0.0002  0.0138  0   0   0   0   1.1036  0   1   -360    360;
   1   93  0.0002  0.0138  0   0   0   0   1.1036  0   1   -360    360;
   2   6   0.00194 0.0209  2.3792  8659    0   0   0   0   1   -360    360;
   2   113 0   0.0148  0   0   0   0   1.1052  0   1   -360    360;
   2   114 0.00018 0.0145  0   0   0   0   1.1052  0   1   -360    360;
   3   33  0.0002  0.0221  0   0   0   0   0   0   1   -360    360;
   4   33  0.0002  0.0221  0   0   0   0   0   0   1   -360    360;
   5   33  0.0002  0.0219  0   0   0   0   0   0   1   -360    360;
   6   7   0.00129 0.0139  1.4652 8659    0   0   0   0   1   -360    360;
   6   9   0.00016 0.0017  0.1752 8659    0   0   0   0   1   -360    360;
   6   10  0.00016 0.0017  0.1752 8659    0   0   0   0   1   -360    360;
   6   12  0.0002  0.0021  0.8776 8659    0   0   0   0   1   -360    360;
   6   12  0.0002  0.0021  0.8776 8659    0   0   0   0   1   -360    360;
   7   8   -0.0112 -0.1516 0   0   0   0   0.9716  0   1   -360    360;
   7   66  0.00015 0.0097  0   750 0   0   0.9716  0   1   -360    360;
   7   104 0.00036 0.019   0   0   0   0   1.1052  0   1   -360    360;
   7   104 0.00041 0.0174  0   0   0   0   1.1052  0   1   -360    360;
   8   66  0.0002 0.0299  0    0   0   0   0   0   1   -360    360;
   8   66  0.0002 0.0221  0    0   0   0   0   0   1   -360    360;
   9   11  -0.0217 -0.3062 0   0   0    0   0.9166 0    1   -360    360;
   9   69  0.0004 0.0188  0    750 0   0   0.9166  0   1   -360    360;
   10  32  -0.027  -0.3041 0   0   0    0   0.9166 0    1   -360    360;
   10  69  0.0004 0.0187  0    750 0   0   0.9166  0   1  -360     360;
   11  69  0.0002 0.0262  0    0   0   0   0   0   1   -360    360;
   12  13  -0.0223 -0.3099 0   0   0   0   0.9166  0   1   -360     360;
   12  13  -0.0237 -0.316 0   0    0   0   0.9166 0    1   -360    360;
   12  13  -0.0237 -0.316 0   0    0   0   0.9166 0    1   -360    360;
   12  14  0.00096 0.0091  0.8556  8659    0   0   0   0   1   -360    360;
   12  14  0.00096 0.0091  0.8556  8659    0   0   0   0   1   -360    360;
   12  25  0.00051 0.0055  0.625  8659    0   0   0   0   1   -360    360;
   12  25  0.00051 0.0055  0.625  8659    0   0   0   0   1   -360    360;
   12  72  0.0003  0.0189  0  750 0   0   0.9166  0    1   -360    360;
   12  72  0.0003  0.019  0   750 0   0   0.9166  0    1   -360    360;
```

12 72 0.0003 0.019 0 0 0 0 0.9166 0 1 -360 360;
13 72 0.0002 0.026 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
13 72 0.0003 0.0262 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
13 72 0.0002 0.026 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
14 15 -0.0415 -0.3996 0 0 0 0 0.9164 0 1 -360 360;
14 16 -0.01 -0.1669 0 0 0 0 0.9164 0 1 -360 360;
14 17 0.00339 0.0367 3.4582 8659 0 0 0 0 1 -360 360;
14 17 0.00352 0.0367 3.4516 8659 0 0 0 0 1 -360 360;
14 58 0.0002 0.0097 0 750 0 0 0.9164 0 1 -360 360;
15 58 0.0002 0.0255 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
16 58 0.0002 0.022 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
17 18 -0.3181 -1.315 0 0 0 0 0.8708 0 1 -360 360;
17 19 0 -0.847 0 0 0 0 0.8634 0 1 -360 360;
17 20 0 -0.8676 0 0 0 0 0.8634 0 1 -360 360;
17 21 -0.0095 -0.1615 0 0 0 0 0.8708 0 1 -360 360;
17 22 0.00228 0.0276 2.6204 8659 0 0 0 0 1 -360 360;
17 59 0.0001 0.0071 0 750 0 0 0.8708 0 1 -360 360;
18 59 0.0002 0.0298 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
19 59 0 0.0629 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
20 59 0 0.0638 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
21 59 0.0002 0.0329 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
22 23 0 -0.3787 0 0 0 0 0.9322 0 1 -360 360;
22 24 0.00173 0.0208 1.9648 8659 0 0 0 0 1 -360 360;
22 30 0 -0.3066 0 0 0 0 0.9532 0 1 -360 360;
22 78 0 0.0268 0 0 0 0 0.9532 0 1 -360 360;
22 83 0 0.0349 0 0 0 0 0.9322 0 1 -360 360;
23 83 0.0004 0.0595 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
23 83 0.0003 0.0597 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
24 76 0.0002 0.0088 0 0 0 0 0.9898 0 1 -360 360;
24 77 -0.0023 -0.0603 0 0 0 0 0.9898 0 1 -360 360;
25 26 -0.006 -0.1375 0 0 0 0 0.9166 0 1 -360 360;
25 27 0.0023 0.0266 3.0508 8659 0 0 0 0 1 -360 360;
25 27 0.0023 0.0266 3.0508 8659 0 0 0 0 1 -360 360;
25 31 -0.0082 -0.1648 0 0 0 0 0.9166 0 1 -360 360;
25 73 0.0003 0.0172 0 750 0 0 0.9166 0 1 -360 360;
25 74 0.0004 0.0179 0 750 0 0 0.9166 0 1 -360 360;
26 73 0.0003 0.0267 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
27 28 -0.1153 -0.7453 0 0 0 0 0.9074 0 1 -360 360;
27 29 -0.0163 -0.2618 0 0 0 0 0.9074 0 1 -360 360;
27 75 0.00016 0.01 0 750 0 0 0.9074 0 1 -360 360;
28 75 0.0002 0.029 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
29 75 0.0002 0.0269 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
30 78 0 0.0335 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
31 74 0.0003 0.0279 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
32 69 0.0002 0.0265 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;

33 34 6e-05 0.0009 0.0006 788 0 0 0 0 1 -360 360;
33 35 6e-05 0.0009 0.0006 490 0 0 0 0 1 -360 360;
33 37 0.00996 0.0707 0.1116 0 0 0 0 0 1 -360 360;
33 38 0.00995 0.0693 0.111 1155 0 0 0 0 1 -360 360;
33 39 0.0085 0.0699 0.1006 1208 0 0 0 0 1 -360 360;
33 40 0.00849 0.0698 0.1004 1208 0 0 0 0 1 -360 360;
33 49 0.0056 0.0493 0.0778 1078 0 0 0 0 1 -360 360;
33 50 0.0056 0.0493 0.0778 1078 0 0 0 0 1 -360 360;
33 110 0.00024 0.0157 0 0 0 0 1.18 0 1 -360 360;
33 110 0.00023 0.0156 0 0 0 0 1.18 0 1 -360 360;
34 36 0.00025 0.0022 0.0006 788 0 0 0 0 1 -360 360;
36 99 0.0008 0.0455 0 0 0 0 1.1291 0 1 -360 360;
37 87 0.00093 0.0442 0 0 0 0 1.05 0 1 -360 360;
37 88 0.0031 0.1651 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
38 88 0.0031 0.1638 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
39 43 0.00602 0.0495 0.0712 1208 0 0 0 0 1 -360 360;
39 84 0.00722 0.2786 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
40 44 0.00603 0.0496 0.0714 1208 0 0 0 0 1 -360 360;
40 84 0.00729 0.2756 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
41 42 0.0005 0.1514 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
41 43 1e-05 0.0009 0.0006 0 0 0 0 0 1 -360 360;
42 44 1e-05 0.0009 0.0006 0 0 0 0 0 1 -360 360;
43 46 0.00618 0.0508 0.0732 1208 0 0 0 0 1 -360 360;
44 45 0.00618 0.0508 0.0732 1208 0 0 0 0 1 -360 360;
45 61 0.00445 0.0366 0.0526 1208 0 0 0 0 1 -360 360;
45 85 0 0.26 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
46 61 0.00445 0.0366 0.0526 1208 0 0 0 0 1 -360 360;
46 85 0 0.2592 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
47 48 -0.01 0.2306 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
47 50 1e-05 0.0009 0.0006 0 0 0 0 0 1 -360 360;
47 87 0.0831 0.401 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
48 49 1e-05 0.0009 0.0006 0 0 0 0 0 1 -360 360;
48 87 0.0998 0.436 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
49 51 0.00898 0.079 0.1248 1078 0 0 0 0 1 -360 360;
50 51 0.00898 0.079 0.1248 1078 0 0 0 0 1 -360 360;
51 52 0.0029 0.0279 0.0466 858 0 0 0 0 1 -360 360;
51 53 0.0029 0.0279 0.0466 858 0 0 0 0 1 -360 360;
51 56 0.00759 0.0483 0.0712 1093 0 0 0 0 1 -360 360;
51 57 0.00759 0.0483 0.0712 1093 0 0 0 0 1 -360 360;
52 53 -0.0067 0.3911 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
52 54 0.0047 0.0293 0.0462 0 0 0 0 0 1 -360 360;
53 55 0.0047 0.0293 0.0462 0 0 0 0 0 1 -360 360;
54 55 -0.0553 0.9289 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
54 61 0.00141 0.0087 0.0138 390 0 0 0 0 1 -360 360;
55 61 0.00141 0.0087 0.0138 390 0 0 0 0 1 -360 360;

56 57 -0.009 0.3895 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
56 58 0.0019 0.012 0.0178 0 0 0 0 0 1 -360 360;
57 58 0.0019 0.012 0.0178 0 0 0 0 0 1 -360 360;
58 59 0.6674 2.2175 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
58 72 0.0302 0.2364 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
58 87 0.0863 0.3906 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
58 98 0.0131 0.1765 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
58 100 0.1193 1.269 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
58 103 0.8416 5.5383 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
59 60 -0.1803 5.9659 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
59 72 0.8613 3.0485 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
59 79 0.0099 0.2644 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
59 80 0.2876 2.3898 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
59 89 0.3421 9.0571 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
59 92 -0.007 0.5678 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
59 94 0.7041 5.9885 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
59 98 0.106 0.5845 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
59 100 0.0183 0.2016 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
59 103 0.0368 0.3341 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
59 107 0.0372 0.8834 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
60 135 -1.831 9.7964 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
60 79 -0.0375 1.1068 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
60 80 0.0655 2.6441 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
60 90 -0.0201 1.5135 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
60 92 -0.264 3.7139 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
60 94 0.0012 0.0775 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
60 95 -0.0855 0.9926 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
60 138 -0.3639 1.7936 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
61 62 -0.0362 -0.2608 0 0 0 0 1.05 0 1 -360 360;
61 62 -0.0472 -0.5438 0 0 0 0 1.05 0 1 -360 360;
61 63 0.00812 0.0782 0.1318 1331 0 0 0 0 1 -360 360;
61 63 0.00812 0.0782 0.1318 1331 0 0 0 0 1 -360 360;
61 64 0.00242 0.0318 0.0568 1839 0 0 0 0 1 -360 360;
61 65 0.00242 0.0318 0.0568 1208 0 0 0 0 1 -360 360;
61 86 0.00132 0.032 0 215 0 0 1.05 0 1 -360 360;
61 86 0.0011 0.037 0 250 0 0 1.05 0 1 -360 360;
61 86 0.0011 0.037 0 225 0 0 1.05 0 1 -360 360;
62 86 0.0036 0.0501 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
62 86 0.0013 0.0838 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
63 64 0.0147 0.2825 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
63 65 0.0147 0.2813 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
63 66 0.0056 0.09 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
63 67 0.0321 0.2785 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
63 69 0.0107 0.1571 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
63 102 0.0106 0.1583 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;

63 102 0.0106 0.1576 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
63 102 0.0107 0.1604 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
63 102 0.0104 0.1542 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
63 116 -0.3897 6.8588 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
63 117 0.003 0.056 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
63 118 -0.0125 0.2425 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
63 124 -0.1265 2.022 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
64 65 0.0013 0.1674 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
64 66 0.0039 0.0684 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
64 67 0.0233 0.212 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
64 69 0.0075 0.1196 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
64 97 -0.4336 8.2923 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
64 124 -0.1041 1.5375 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
65 66 0.0039 0.0682 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
65 67 0.0233 0.2111 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
65 69 0.0075 0.1191 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
65 97 -0.4292 8.2582 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
65 124 -0.1032 1.5312 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
66 67 0.0081 0.0675 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
66 68 -2.473 2.472 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
66 69 0.0028 0.0381 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
66 97 -0.1119 2.6432 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
66 111 0 0.0264 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
66 111 0.00057 0.0266 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
66 111 0 0.0273 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
66 111 0.00057 0.0264 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
66 124 -0.0283 0.4902 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
67 68 -3.443 3.7172 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
67 69 0.0061 0.055 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
67 97 0.0063 0.1166 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
67 119 -0.2213 9.3918 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
67 120 -0.0034 1.7847 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
67 121 0.0082 1.17 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
67 122 -0.0047 0.4473 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
67 124 0.0003 0.0065 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
67 125 0.0062 0.2519 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
67 132 -0.3194 4.3566 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
68 69 -0.692 0.6984 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
69 70 0.0085 0.3333 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
69 71 0.0075 0.312 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
69 72 0.0013 0.01 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
69 73 0.0098 0.0747 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
69 74 0.0135 0.0741 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
69 97 -0.0674 1.5849 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
69 101 0.0174 0.2188 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;

69 112 0.0175 0.2201 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
69 124 -0.0267 0.3986 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
70 71 -0.4891 2.6613 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
70 72 -0.0062 0.1216 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
70 73 -0.0424 0.9125 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
70 74 0.0032 0.9138 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
70 101 -0.1248 1.0409 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
70 112 -0.1257 1.0471 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
71 72 -0.006 0.1138 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
71 73 -0.0409 0.8541 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
71 74 0.0018 0.8553 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
71 101 -0.1592 1.2303 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
71 112 -0.1603 1.2377 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
72 73 0.0015 0.0275 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
72 74 0.0028 0.0274 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
72 98 0.0138 0.2417 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
72 100 0.1337 1.7384 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
72 101 0.0002 0.0802 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
72 103 1.0224 7.5945 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
72 112 0.0002 0.0806 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
73 74 -0.0007 0.0393 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
73 75 0.0147 0.2581 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
73 81 -0.0122 0.3068 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
73 82 0.0036 2.0169 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
73 91 0.0271 0.5732 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
73 96 0.0245 0.4805 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
73 101 0.0044 0.6014 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
73 105 0.0007 0.0325 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
73 105 0.0007 0.0325 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
73 105 0.0006 0.0295 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
73 108 -0.0182 0.5832 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
73 109 0.0524 3.0059 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
73 112 0.0043 0.605 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
73 121 -0.0268 1.7653 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
74 75 0.0215 0.3277 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
74 81 -0.0333 0.4631 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
74 82 -0.0098 1.9859 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
74 91 0.0413 0.7511 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
74 96 0.435 7.6901 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
74 101 0.0344 0.6005 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
74 106 0.003 0.0335 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
74 106 0.0005 0.0328 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
74 108 -0.0187 0.4544 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
74 109 0.1004 3.4697 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
74 112 0.0345 0.6042 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;

74 121 -0.0348 1.3757 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
75 82 0.0777 1.125 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
75 91 -0.2255 3.1442 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
75 96 -0.4516 4.631 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
75 108 0.0042 0.1049 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
75 109 0.1046 1.4465 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
75 121 0.0178 0.3172 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
76 77 0.0002 0.016 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
76 89 0.0011 0.0221 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
79 80 0.044 0.0991 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
79 90 0.0506 2.471 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
79 92 0.0017 0.3032 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
79 94 0.1275 1.1195 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
79 95 0.305 6.4154 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
79 107 0.0786 1.414 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
80 90 0.4658 5.8756 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
80 92 0.1192 1.5053 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
80 94 0.46 2.6475 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
82 91 -0.2349 2.4188 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
82 108 -0.0742 0.7278 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
82 109 -0.0071 0.2634 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
82 121 -0.1892 2.2054 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
83 89 0.0582 0.3855 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
89 103 -1.073 4.1433 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
90 92 -0.138 8.2959 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
90 94 0.0689 1.0717 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
91 96 -0.1224 4.2463 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
91 108 -0.1078 0.6994 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
91 109 -0.2699 4.2634 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
91 121 -0.2924 2.121 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
92 94 0.2883 3.7717 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
92 107 0.0176 3.0227 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
94 95 0.0534 0.996 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
94 138 -0.1125 1.8385 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
95 138 -0.0732 0.6389 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
96 108 -0.8215 6.1143 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
97 124 -0.3793 1.9557 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
98 100 -0.0063 0.3269 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
98 103 0.0544 1.4358 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
100 103 -0.0249 0.4891 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
101 112 -0.0138 0.361 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
102 117 -0.0003 0.019 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
102 118 -0.0267 0.3222 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
108 109 -0.0825 1.2713 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
108 121 -0.0009 0.0431 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;

109 121 -0.1881 3.8499 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
115 116 0.0008 0.0291 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
115 117 -0.0092 0.2222 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
115 118 -0.0044 0.0677 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
115 143 -0.1017 0.4924 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
116 117 0.00191 0.0288 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
116 118 -0.001 0.044 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
116 143 -0.2187 1.2896 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
117 118 0.0008 0.0081 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
117 143 -0.0834 0.6854 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
118 131 -0.8925 6.2385 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
118 132 -0.6967 8.143 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
118 143 -0.0011 0.0231 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
119 120 0.001 0.0236 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
119 121 -0.011 0.2901 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
119 122 -0.6013 5.8941 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
119 124 -0.2618 3.394 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
119 125 -0.0082 0.2595 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
119 126 0.00153 0.0179 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
119 127 -0.1172 1.3932 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
119 128 -0.0054 0.0516 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
119 129 0.0034 0.0642 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
119 130 -0.0022 0.0163 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
119 131 -0.0044 0.0242 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
119 132 -0.4137 2.4027 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
119 144 -0.8511 3.8358 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
120 121 0.0009 0.0779 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
120 122 -0.061 0.9305 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
120 123 -0.0466 0.5011 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
120 124 -0.0259 0.4722 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
120 125 -0.0002 0.0555 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
120 127 0.002 0.1818 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
120 128 -0.0029 0.0743 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
120 129 -0.0229 0.4911 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
120 130 -0.1674 1.0675 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
120 131 -0.0687 0.4516 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
120 132 -0.0255 0.4566 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
121 122 -0.0108 0.483 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
121 123 -0.1712 1.9482 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
121 124 -0.006 0.3494 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
121 125 0 0.0124 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
121 127 -0.0204 0.8338 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
121 128 -0.0278 0.3095 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
121 129 -0.4545 4.254 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
121 131 -0.2183 1.5066 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;

```
121 132 -0.1308 1.3815  0   0   0   0   0   0   1   -360    360;
122 123 -0.584  4.8609  0   0   0   0   0   0   1   -360    360;
122 124 -0.0009 0.0552  0   0   0   0   0   0   1   -360    360;
122 125 -0.0069 0.1583  0   0   0   0   0   0   1   -360    360;
122 131 -0.2433 1.935   0   0   0   0   0   0   1   -360    360;
122 132 -0.0187 0.2572  0   0   0   0   0   0   1   -360    360;
122 133 -0.098  0.9821  0   0   0   0   0   0   1   -360    360;
122 143 -0.0312 0.4888  0   0   0   0   0   0   1   -360    360;
123 124 -0.223  1.967   0   0   0   0   0   0   1   -360    360;
123 125 -0.0821 0.6062  0   0   0   0   0   0   1   -360    360;
123 131 -0.1783 1.2535  0   0   0   0   0   0   1   -360    360;
123 132 -0.1355 1.2041  0   0   0   0   0   0   1   -360    360;
124 125 -0.0017 0.0949  0   0   0   0   0   0   1   -360    360;
124 128 -1.153  8.2513  0   0   0   0   0   0   1   -360    360;
124 131 -0.1062 0.8185  0   0   0   0   0   0   1   -360    360;
124 132 -0.0094 0.1612  0   0   0   0   0   0   1   -360    360;
124 133 -0.0342 1.1798  0   0   0   0   0   0   1   -360    360;
124 143 -0.0078 0.7607  0   0   0   0   0   0   1   -360    360;
125 127 -0.0791 0.9851  0   0   0   0   0   0   1   -360    360;
125 128 -0.062  0.5991  0   0   0   0   0   0   1   -360    360;
125 129 -0.4217 3.9702  0   0   0   0   0   0   1   -360    360;
125 130 -1.974  8.4854  0   0   0   0   0   0   1   -360    360;
125 131 -0.1251 0.6939  0   0   0   0   0   0   1   -360    360;
125 132 -0.0536 0.5086  0   0   0   0   0   0   1   -360    360;
127 128 -0.0026 0.124   0   0   0   0   0   0   1   -360    360;
127 129 -0.0392 1.1082  0   0   0   0   0   0   1   -360    360;
128 129 -0.001  0.0207  0   0   0   0   0   0   1   -360    360;
128 130 -1.1    2.9924  0   0   0   0   0   0   1   -360    360;
128 131 -1.559  4.0869  0   0   0   0   0   0   1   -360    360;
130 131 -0.0027 0.0154  0   0   0   0   0   0   1   -360    360;
130 132 -0.6509 3.031   0   0   0   0   0   0   1   -360    360;
130 144 -0.7532 3.0664  0   0   0   0   0   0   1   -360    360;
131 132 -0.0032 0.0411  0   0   0   0   0   0   1   -360    360;
131 133 -1.077  5.5285  0   0   0   0   0   0   1   -360    360;
131 143 -0.0588 0.4055  0   0   0   0   0   0   1   -360    360;
131 144 -0.0022 0.0151  0   0   0   0   0   0   1   -360    360;
132 133 -0.0916 0.8229  0   0   0   0   0   0   1   -360    360;
132 143 -0.0049 0.0965  0   0   0   0   0   0   1   -360    360;
132 144 -0.1108 0.9827  0   0   0   0   0   0   1   -360    360;
133 143 -0.36   2.6309  0   0   0   0   0   0   1   -360    360;
134 131 -0.4042 0.9144  0   0   0   0   0   0   1   -360    360;
134 136 -0.0698 0.6428  0   0   0   0   0   0   1   -360    360;
134 139 -0.0353 0.166   0   0   0   0   0   0   1   -360    360;
134 141 -0.023  0.1179  0   0   0   0   0   0   1   -360    360;
134 142 -0.0263 0.1167  0   0   0   0   0   0   1   -360    360;
```

```
134 144 -0.0145 0.0435  0   0   0   0   0   0   1   -360    360;
134 145 -0.0034 0.0216  0   0   0   0   0   0   1   -360    360;
135 95  -0.3448 3.4845  0   0   0   0   0   0   1   -360    360;
135 136 -0.0031 0.0178  0   0   0   0   0   0   1   -360    360;
135 138 -0.0084 0.1729  0   0   0   0   0   0   1   -360    360;
135 141 -0.129  0.6993  0   0   0   0   0   0   1   -360    360;
136 115 -0.012  0.0855  0   0   0   0   0   0   1   -360    360;
136 116 -1.2    4.2655  0   0   0   0   0   0   1   -360    360;
136 117 -2.969  9.0875  0   0   0   0   0   0   1   -360    360;
136 118 -0.5749 1.6206  0   0   0   0   0   0   1   -360    360;
136 138 -0.1581 0.5485  0   0   0   0   0   0   1   -360    360;
136 139 -0.0059 0.0293  0   0   0   0   0   0   1   -360    360;
136 140 -2.403  9.378   0   0   0   0   0   0   1   -360    360;
136 141 -0.0026 0.0175  0   0   0   0   0   0   1   -360    360;
136 142 -0.0467 0.1709  0   0   0   0   0   0   1   -360    360;
136 143 -1.762  3.4549  0   0   0   0   0   0   1   -360    360;
136 145 -0.0049 0.0539  0   0   0   0   0   0   1   -360    360;
137 139 -0.0183 0.0936  0   0   0   0   0   0   1   -360    360;
137 140 -2.229  8.0228  0   0   0   0   0   0   1   -360    360;
137 145 -0.0852 0.4071  0   0   0   0   0   0   1   -360    360;
139 140 -0.0054 0.0239  0   0   0   0   0   0   1   -360    360;
139 141 -0.0083 0.046   0   0   0   0   0   0   1   -360    360;
139 142 -0.3102 1.267   0   0   0   0   0   0   1   -360    360;
139 145 -0.0009 0.008   0   0   0   0   0   0   1   -360    360;
140 145 -0.1088 0.48    0   0   0   0   0   0   1   -360    360;
141 115 -0.0007 0.0131  0   0   0   0   0   0   1   -360    360;
141 116 -0.1568 0.7448  0   0   0   0   0   0   1   -360    360;
141 117 -0.3702 1.382   0   0   0   0   0   0   1   -360    360;
141 118 -0.0414 0.1439  0   0   0   0   0   0   1   -360    360;
141 131 -0.2331 0.8129  0   0   0   0   0   0   1   -360    360;
141 132 -1.628  7.0936  0   0   0   0   0   0   1   -360    360;
141 142 -0.0018 0.0105  0   0   0   0   0   0   1   -360    360;
141 143 -0.0702 0.1778  0   0   0   0   0   0   1   -360    360;
141 144 -0.0756 0.2441  0   0   0   0   0   0   1   -360    360;
141 145 -0.0038 0.0358  0   0   0   0   0   0   1   -360    360;
142 115 -0.0166 0.1563  0   0   0   0   0   0   1   -360    360;
142 116 -0.6916 2.6302  0   0   0   0   0   0   1   -360    360;
142 117 -0.5596 2.2284  0   0   0   0   0   0   1   -360    360;
142 118 -0.0185 0.1037  0   0   0   0   0   0   1   -360    360;
142 119 -0.2742 1.8611  0   0   0   0   0   0   1   -360    360;
142 120 -0.6043 7.353   0   0   0   0   0   0   1   -360    360;
142 122 -0.2589 2.1732  0   0   0   0   0   0   1   -360    360;
142 124 -0.1736 2.1347  0   0   0   0   0   0   1   -360    360;
142 125 -1.09   8.616   0   0   0   0   0   0   1   -360    360;
142 130 -0.3608 1.8618  0   0   0   0   0   0   1   -360    360;
```

```
    142 131 -0.0013 0.0157  0   0   0   0   0   0   1   -360    360;
    142 132 -0.0055 0.081  0    0   0   0   0   0   1   -360    360;
    142 133 -1.636  9.1725  0   0   0   0   0   0   1   -360    360;
    142 143 -0.0038 0.0187  0   0   0   0   0   0   1   -360    360;
    142 144 -0.002  0.0229  0   0   0   0   0   0   1   -360    360;
    142 145 -0.0738 0.438  0    0   0   0   0   0   1   -360    360;
    143 144 -0.4863 2.3282  0   0   0   0   0   0   1   -360    360;
    144 145 -0.3835 1.2052  0   0   0   0   0   0   1   -360    360;
];
i=sqrt(-1);
F = line(:,1);
T = line(:,2);
R = line(:,3);
X = line(:,4);
B = line(:,5);
tap = line(:,9);
tap(tap == 0) = 1;
Z = R + i*X;
y = 1./Z;
nline = length(F);
nbus=max(max(F),max(T));
Y=zeros(nbus,nbus);
for k=1:nline
   Y(F(k),T(k))= Y(F(k),T(k))-y(k);
   Y(T(k),F(k))= Y(F(k),T(k));
end
for m=1:nbus
   for n=1:nline
      if F(n)==m
         Y(m,m)=Y(m,m)+y(n)/(tap(n)^2) + i*B(n)/2;
      elseif T(n)==m
         Y(m,m)=Y(m,m)+y(n)+i*B(n)/2;
      end
   end
end
Zbus=inv(Y);
k=diag(Zbus);
l=diag(k);
v=ones(nbus,nbus)-Zbus*inv(l);
D=abs(v);

end
```

```
//myCreationFcn.m  adlı kod dosyası

function myPop = myCreationFcn (nvars, fitnessFunc,optionObj)
   global S;
   global rate;
   global sS;
   global v;

   endNumber = ceil( rate * nvars );
   crPool = [] ;
   rlv = ceil( 0.2 * length( v ) );
   for i = 2 : endNumber
      temp = find( sS == i );
      crPool = [crPool,temp];
   endfor
   lcrPool = length( crPool );
 myPop = zeros(optionObj.PopulationSize,nvars);
 for i=1:optionObj.PopulationSize
      temp = randi( lcrPool, rlv );
 myPop(i,crPool(temp)) = 1;
 endfor
   myPop(:,v) = 1;
endfunction

// myCrossover.m adlı kod dosyası

## -*- texinfo -*-
## @deftypefn {} {@var{retval} =} myCrossover (@var{input1}, @var{input2})
##
## @seealso{}
## @end deftypefn

## Author: Mustafa Turan
## Created: 2022-05-30

function xoverKids = myCrossover(parents, options, nvars, FitnessFcn, unused,
thisPopulation)
 global S;
   global rate;
   global sS;
   global v;
 nc_parents = columns(parents);
 xoverKids = [];
 for i = 1:2:nc_parents
   crossoverStartEnd = randi(nvars,1,2);
```

```
    crossoverStartEnd = sort(crossoverStartEnd);
    parent1 = thisPopulation(parents(i),:);
    parent2 = thisPopulation(parents(i+1),:);
    parent1(crossoverStartEnd(1):crossoverStartEnd(2)) =
parent2(crossoverStartEnd(1):crossoverStartEnd(2));
    parent1(v) = 1;
    xoverKids = [xoverKids;parent1];
  endfor

endfunction
```

//myfitness.m adlı kod dosyası

```
function f = myfitness( x )
  global S;
  global b;
    global nvars;
    temp = S*x';
    nmonBus = find(temp == 0);
    lnmonBus = length (nmonBus);
    lx = sum(x);
    f = lx + 10*lnmonBus;
endfunction
```

// myMutation.m adlı kod dosyası

```
function mutationChildren = myMutation (parents, options, nvars, FitnessFcn,state,
thisScore,thisPopulation)
    nc_parents=columns(parents);
    for i=1:nc_parents
    mutationChildren(i,:) = thisPopulation(parents(i),:);
        v = find(mutationChildren(i,:) == 1);
        lv = length(v);
        if(lv > 1)
        temp = randi(lv);
        mutationChildren(i,v(temp)) = 0;
    else
        mutationChildren(i,randi(nvars)) = 1;
        endif
  endfor
endfunction
```

```
// setProblem.m adlı  kod dosyası

function [S,b] = setProblem(th,distSys)
  global S;
  global b;
    global nvars;
  S = setSMatrix(th,distSys);
  [r,c] = size(S);
    ##  b vektoru 1 lerden olusan uzunlugu S matrisinin sutun sayisi olan
    ##  vektordur
  b = ones(c,1);
    nvars = length(b);
endfunction

// setSMatrix.m adlı kod dosyası

function S = setSMatrix(th,distSys)
    ## ********************************************
    ##  S = setSMatrix(th,distSys) S matrisini olusturur.
    ##  th esik degeri iken; distSys ise elektrik dagitim test sisteminin adidir.
    ##  distSys nin alabilicegi degerler distSys=['ieee24','ieee30','ieee118','ieee145'] dir.
    ##  Ornek: S = setSMatrix(0.8,'ieee24')
    ##  Yazar: Mustafa Turan, 14.05.2022
    ## ********************************************
  ieeeSys = str2func(distSys);
  [D,v,l,k,Y,Zbus] = ieeeSys();
  [r,c]=size(D);
  S = zeros(r,c);
  for i=1:r
    for j=1:c
      if (D(i,j)<=(th))
        S(i,j)=1;
      endif
  endfor
  endfor
  S=S';
Endfunction
```

```
// solveProblem.m adlı kod dosyası

clear  all;
 pkg load ga;
 #Rassal sayÄ± jenaratoru tohumluyor
 rseed = rand ("state");
 rand ("state", rseed);
 global S;
 global b;
 global nvars;
 global rate;
 global sS;
 global v;
 global bestSolution;


 rate = 0.1;
 popSize = 100;
 th = 0.9;%Esik Degeri
 distSys = "ieee24";%Monitor yerlesimi yapilacak olan dagitim sebekesi
 [S,b] = setProblem(th,distSys);
 sS = sum(S');
 v = find(sS == 1);

 myObj =
gaoptimset('CreationFcn',@myCreationFcn,'CrossoverFcn',@myCrossover,'MutationFc
n',{@myMutation,4,1},'PopulationSize',popSize);
 bestSolution = ga(@myfitness,nvars,[],[],[],[],[],[],[],myObj) ;
 monitorYerleri = find(bestSolution == 1)
 okunamayanBuslar = find(S*bestSolution' == 0)
```